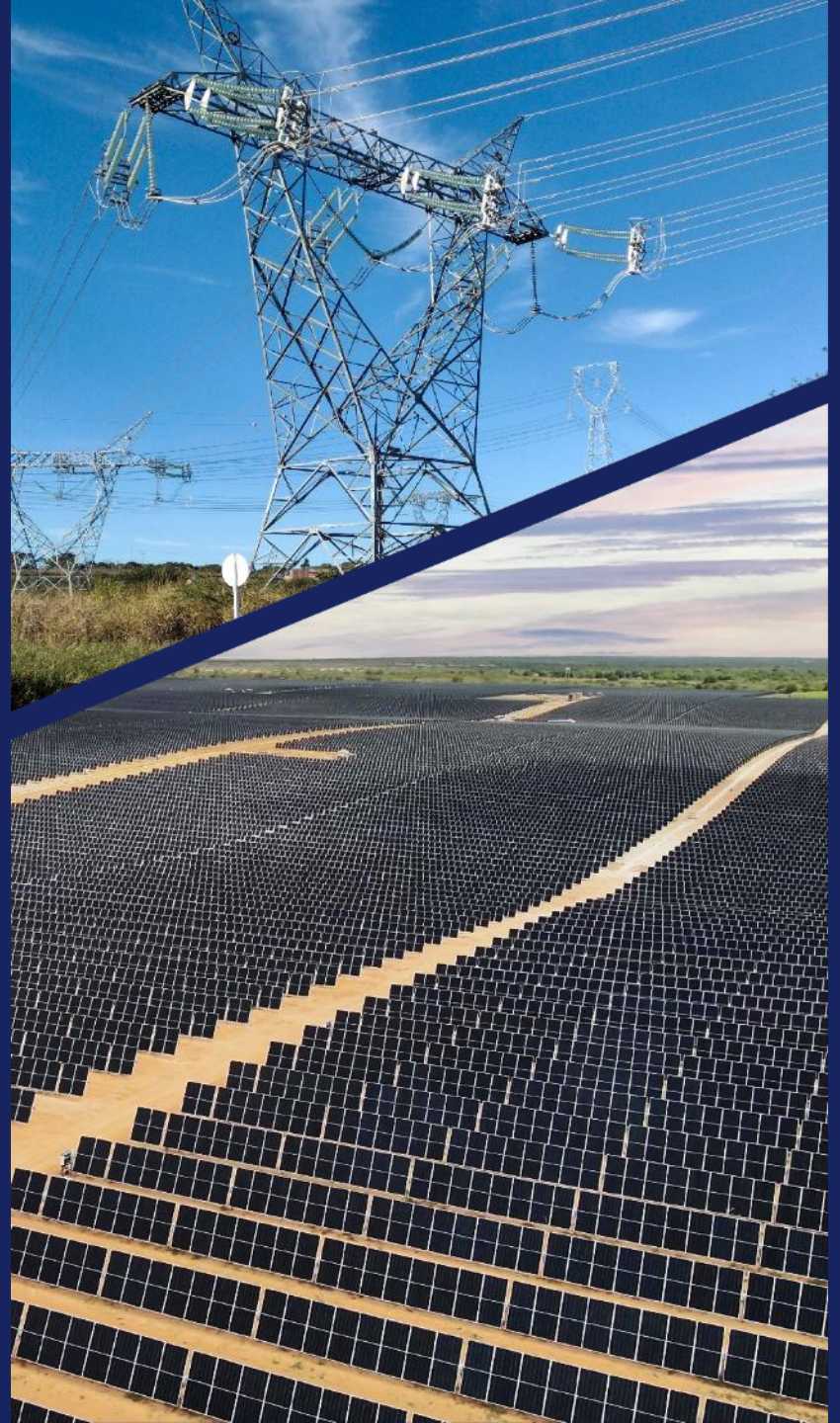
APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS 3T26

10 de novembro 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 e Indicadores ESG 04

02. Destaques Operacionais 08

03. Desempenho Financeiro 13

04. Expansão 22

05. Material de Apoio 26

01.

DESTAQUES E INDICADORES ESG



Destaques

Após aprovação pela Assembleia Geral, em 17 de julho ocorreu a liquidação da **transferência da participação de 40% na Jirau Energia**, detida pela ENGIE Brasil Participações, para a Companhia, com **reconhecimento via equivalência patrimonial** a partir daquela data.

Em 20 de julho, a Companhia **concluiu a liquidação financeira da repactuação do Uso do Bem Público (UBP),** relacionada às obrigações futuras das UHEs Cana Brava e Ponte Pedra, com o pagamento total de R$ 2,23 bilhões.

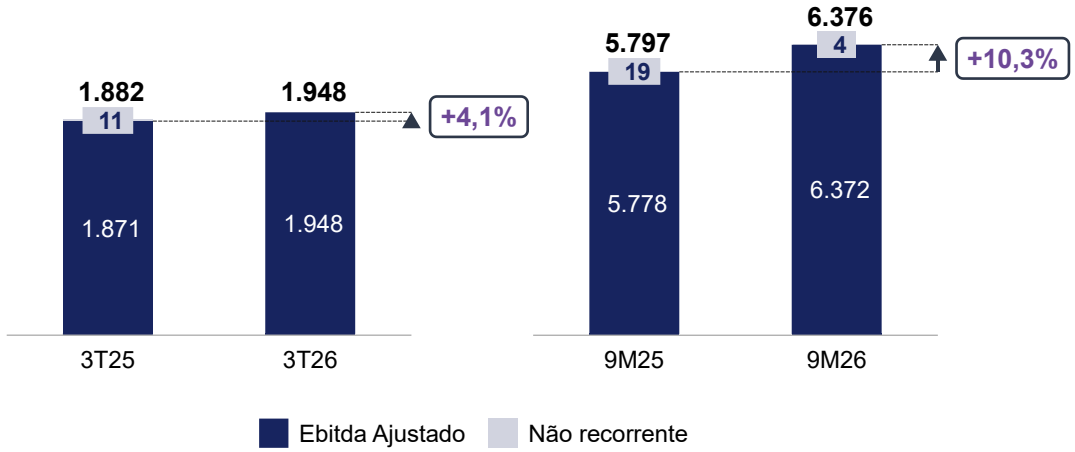
A agência Fitch Ratings **elevou o rating internacional de longo prazo em moeda local** para **'BBB'**, com perspectiva estável. Todos os demais *ratings* da Companhia foram reafirmados.

Em 5 de novembro, foi aprovada pelo Conselho de Administração a convocação de AGE para deliberar a **incorporação pela Companhia de sua subsidiária integral, ENGIE Brasil Energia Comercializadora (EBC),** visando simplificar a estrutura da organização.

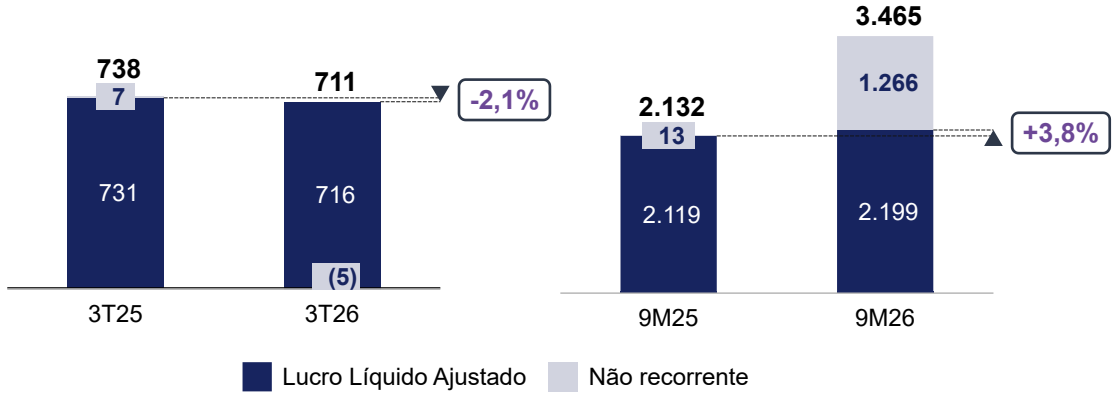
Troféu Transparência (16ª vez) Anefac: reconhece as melhores práticas de governança, transparência e qualidade nas informações financeiras.

Destaques

| Ebitda Ajustado[1] (R$ milhões)



| Lucro Líquido Ajustado (R$ milhões)



Principais *drivers* do resultado vs. 3T25

Segmento Geração

↑ R$ 124 milhões

Segmento Transmissão

↓ R$ 25 milhões

Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)

↓ R$ 22 milhões



Depreciação e amortização

↓ R$ 70 milhões

Resultado Financeiro

↓ R$ 42 milhões

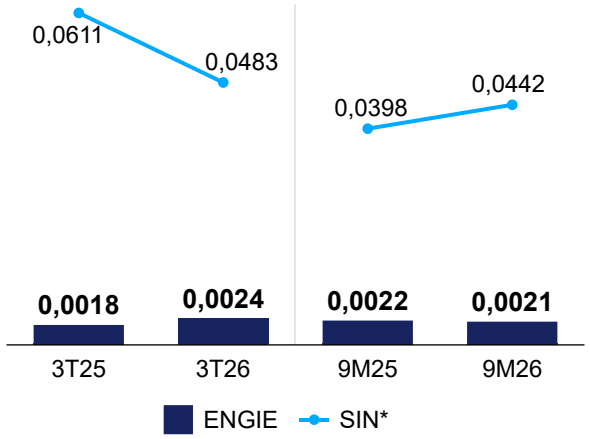
IR e CSLL

↑ R$ 20 milhões

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

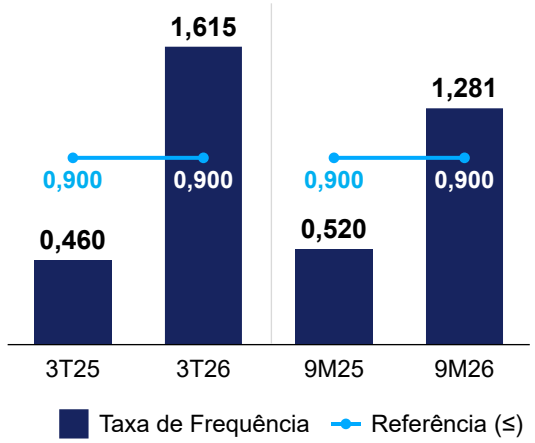
Indicadores ESG

Intensidade de emissões[1] (tCO_2e/MWh)



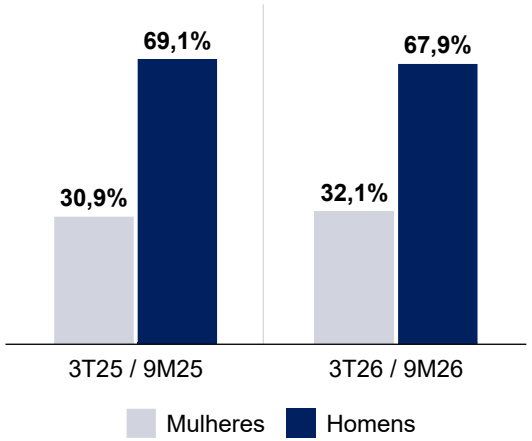
*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

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

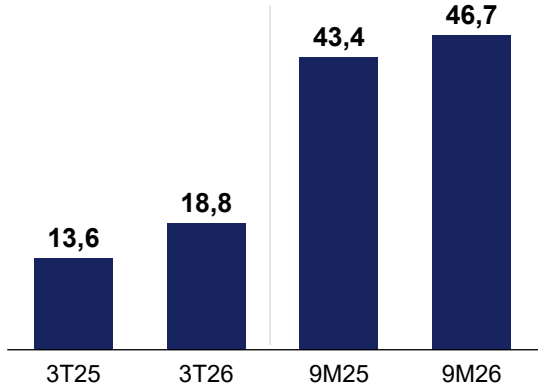


*Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

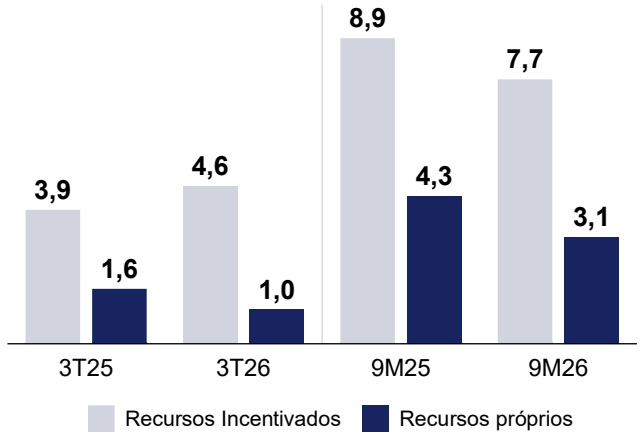
Distribuição de gênero em posições de liderança (%)



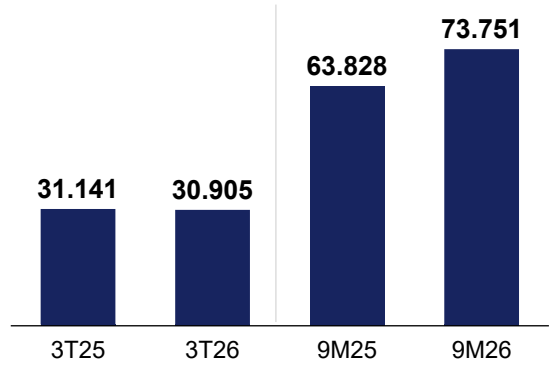
Investimento em inovação[2] (R$ milhões)



Investimentos Resp. Social (R$ milhões)



Pessoas engajadas – programa de relacionamento com a comunidade "conexão"



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.

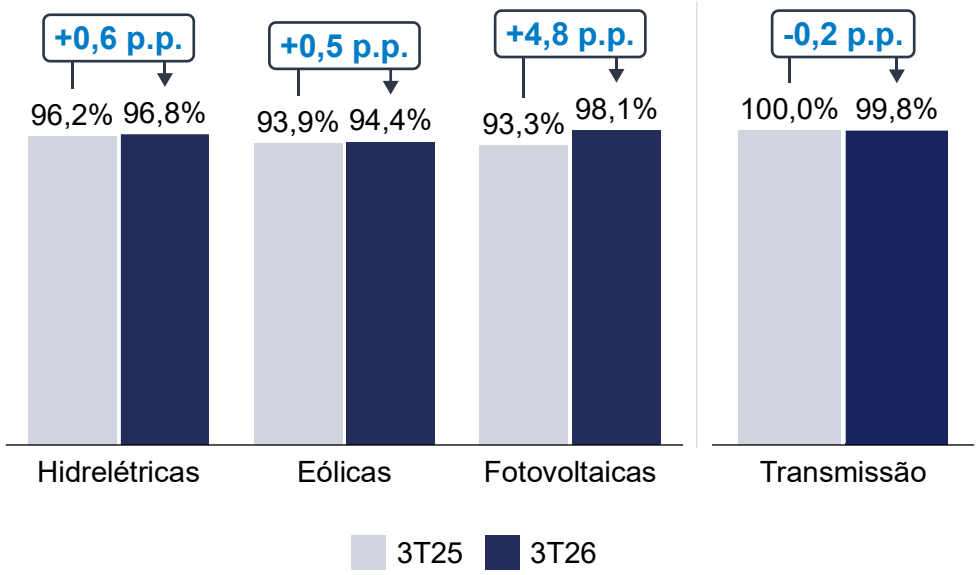
02.

DESTAQUES OPERACIONAIS



Índice de Disponibilidade dos Ativos

Excelência operacional nos ativos de geração e transmissão



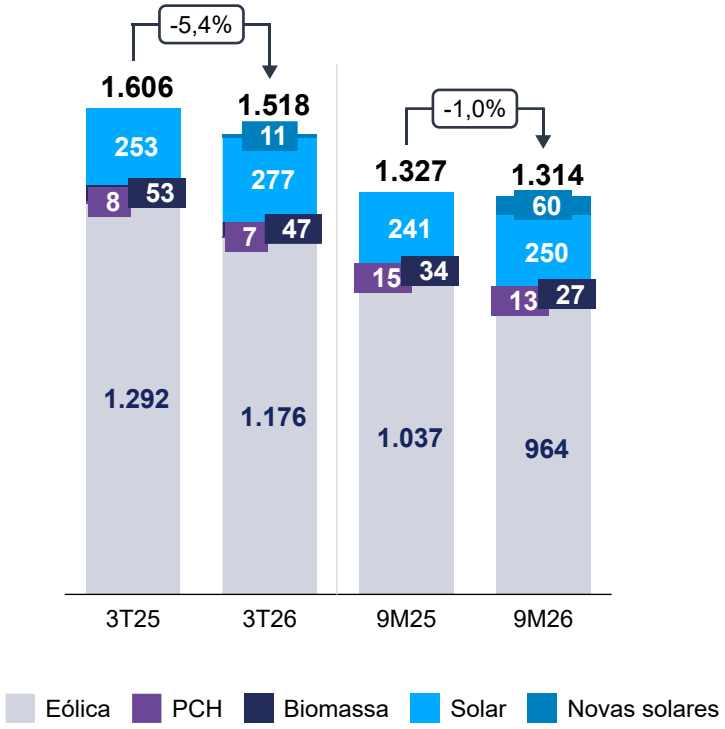


Nota: A indisponibilidade inclui as paradas programadas e forçadas.

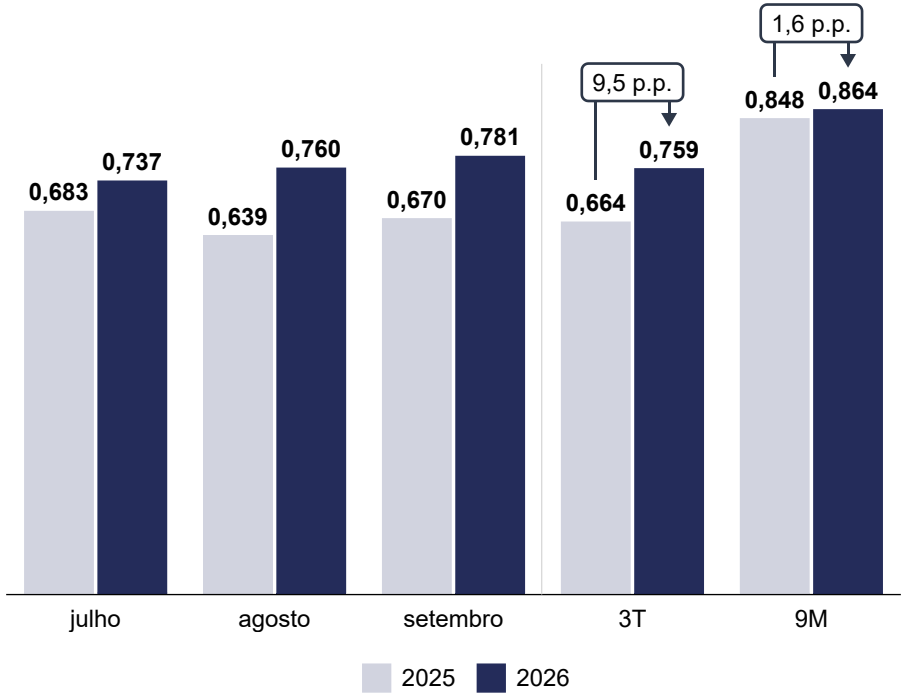
Geração de Energia

Incremento de geração solar impulsionado pelo crescimento orgânico
Geração hídrica do MRE superior ao 3T25, medida pelo GSF '[1]

| Geração por Fonte Complementar (MW médios)



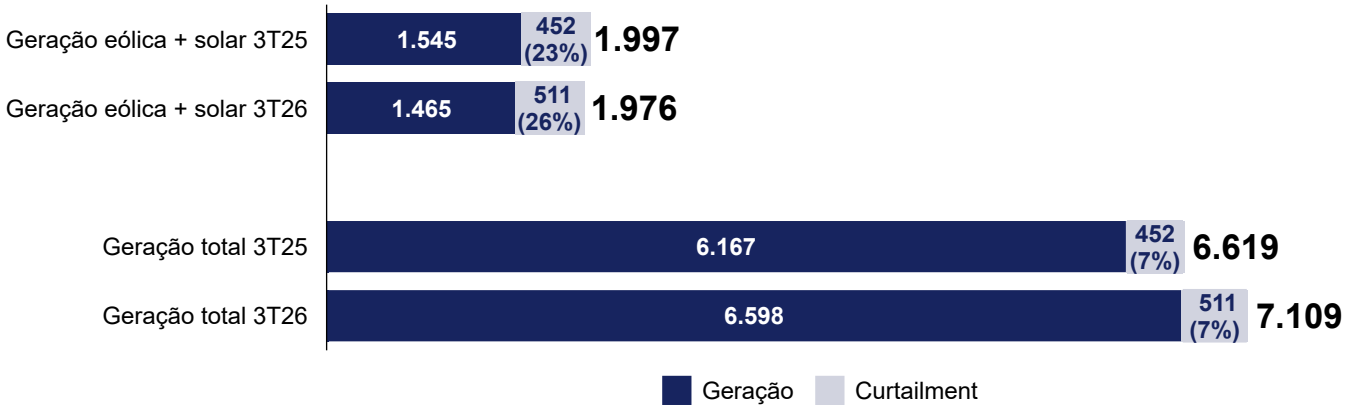
| *Generating Scaling Factor* (GSF')



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

Geração de Energia: *Curtailment*

| % de *Curtailment* sobre Geração (MWm)



| % de *Curtailment** por fonte

	3T25			3T26		
	Eólico	**Solar**	**Total**	**Eólico**	**Solar**	**Total**
ENGIE	19%	37%	**23%**	22%	36%	**26%**
SIN	20%	37%	**23%**	24%	31%	**26%**

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

Curtailment no 3T26 **em linha com o SIN.**

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;

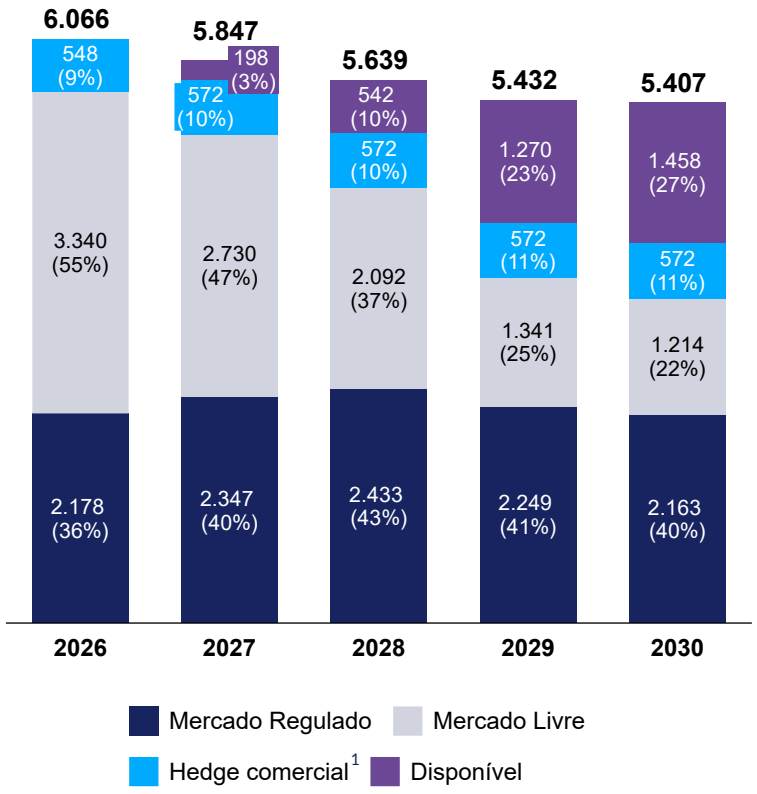
- ✓ Adesão ao termo de compromisso: firmado em agosto/26, sem registro contábil até o momento;
- ✓ Definição dos valores a serem ressarcidos deve ocorrer entre o 1º e 2º tri de 2027.

Estratégia de Comercialização de Energia

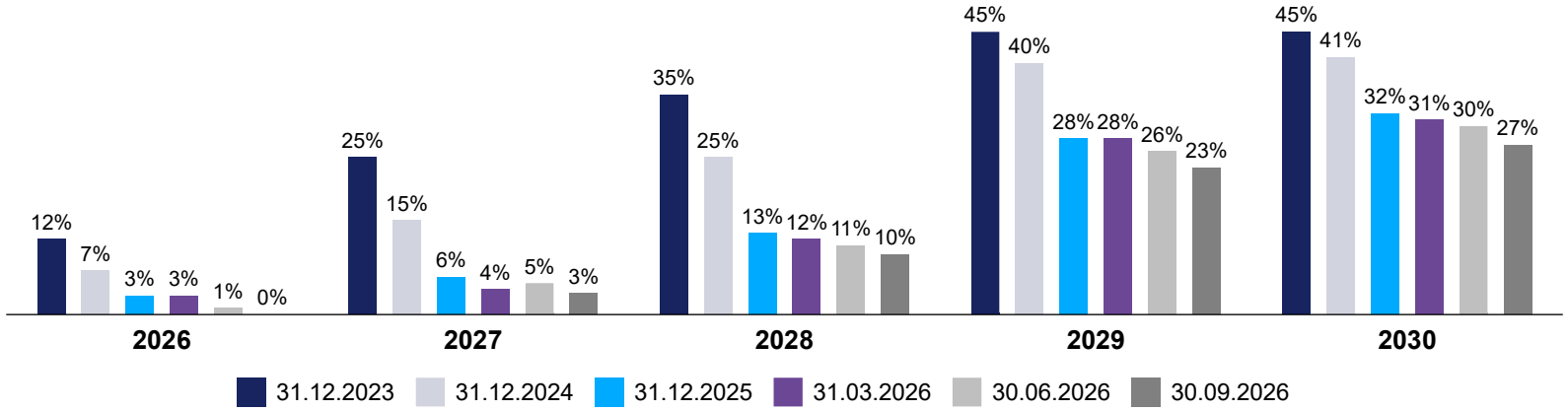
Venda gradativa da energia, com preservação de hedge para proteção contra riscos do portfólio

Balanço de Energia (% do total; em MWm)

em 30/09/2026



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



Evolução número de clientes livres e unidades consumidoras

3.012
(+46,5% em rel. 3T25)
Número de consumidores livres no 3T26[2]

4.781
(+4,2% em rel. 3T25)
Unidades Consumidoras atendidas no 3T26[2]

Notas:
[1] Hedge comercial indicativo, podendo flutuar dependendo das condições de mercado.
[2] Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

03.

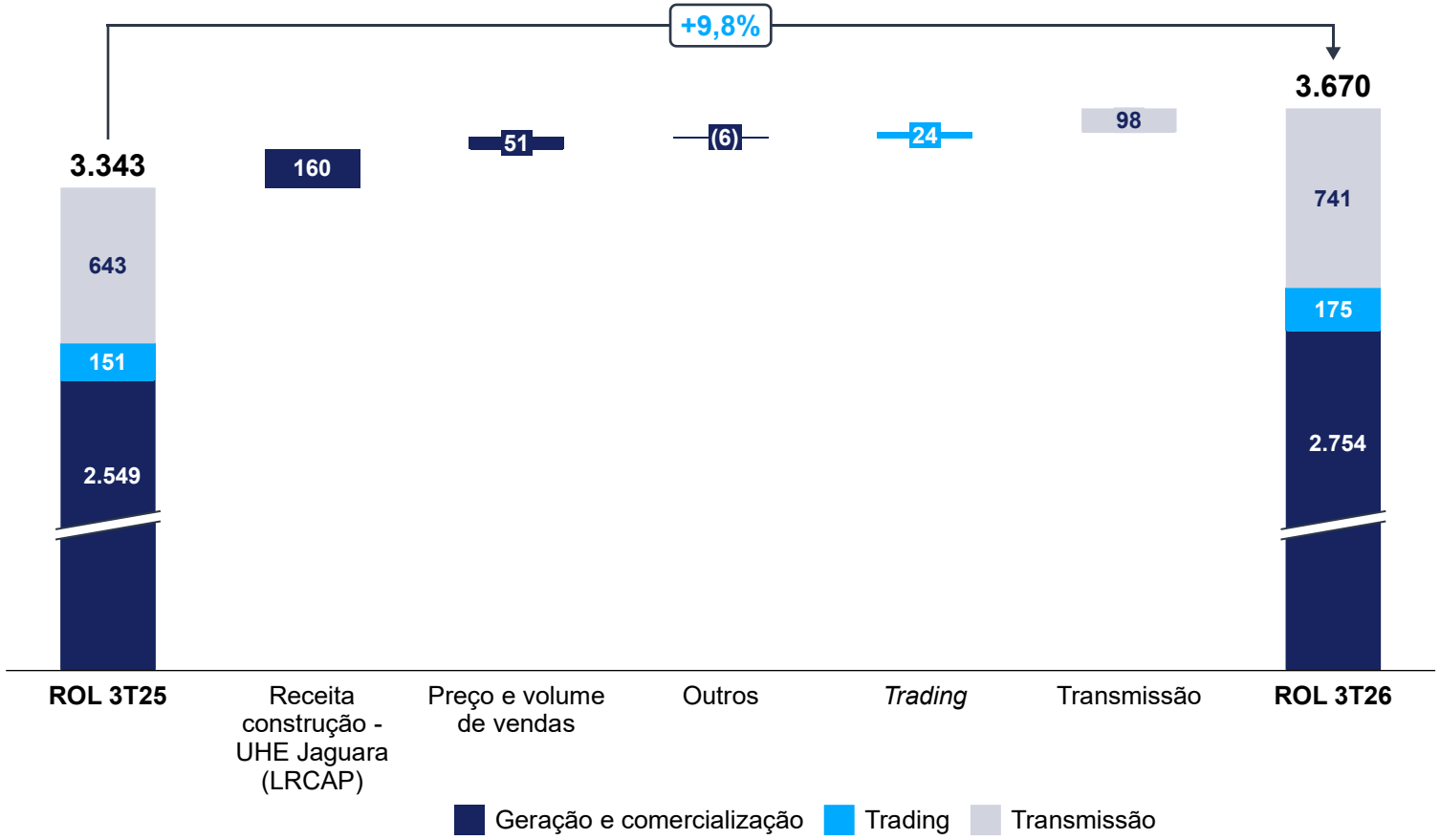
DESEMPENHO FINANCEIRO



Evolução da Receita Operacional Líquida

Receita Operacional Líquida (R$ milhões)

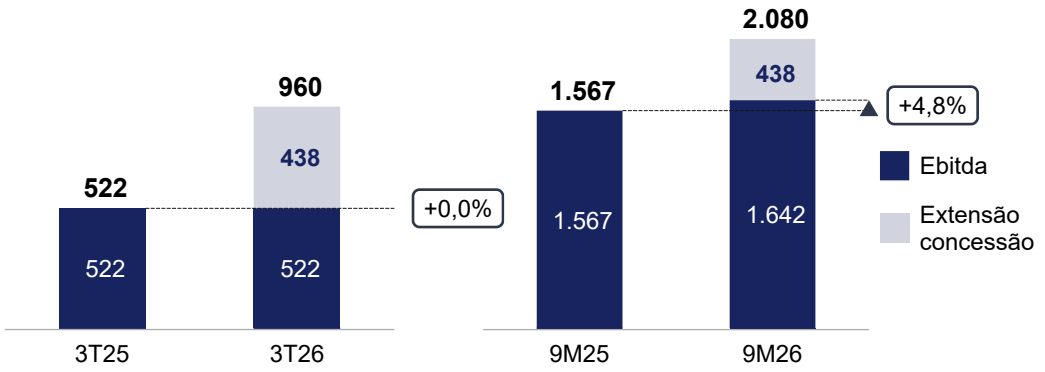




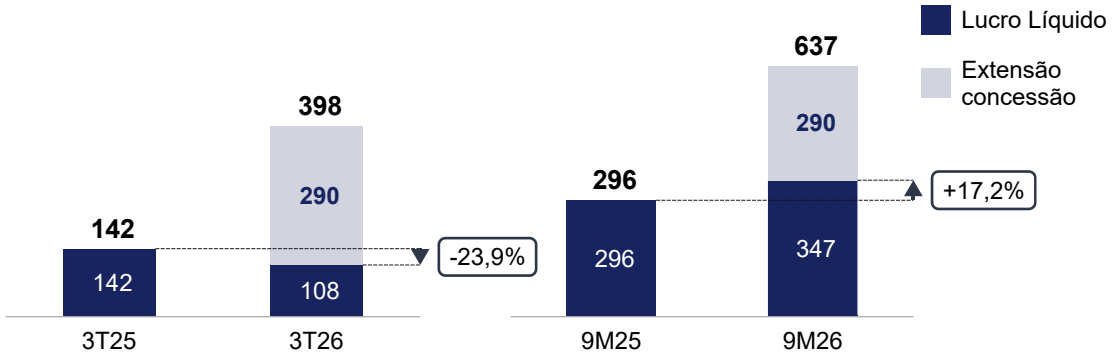
Resultado de Participações Societárias - Jirau Energia

Contribuição do Resultado da Jirau Energia ao Ebitda da Companhia

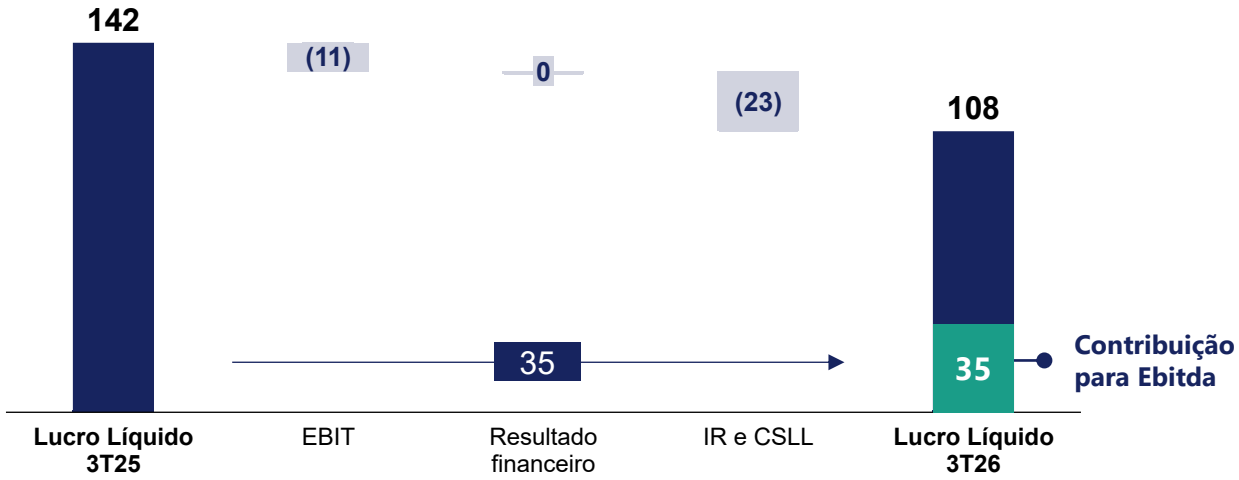
| Ebitda (R$ milhões) @100%



| Lucro Líquido (R$ milhões) @100%



| Evolução Lucro Líquido Jirau Energia (R$ milhões)

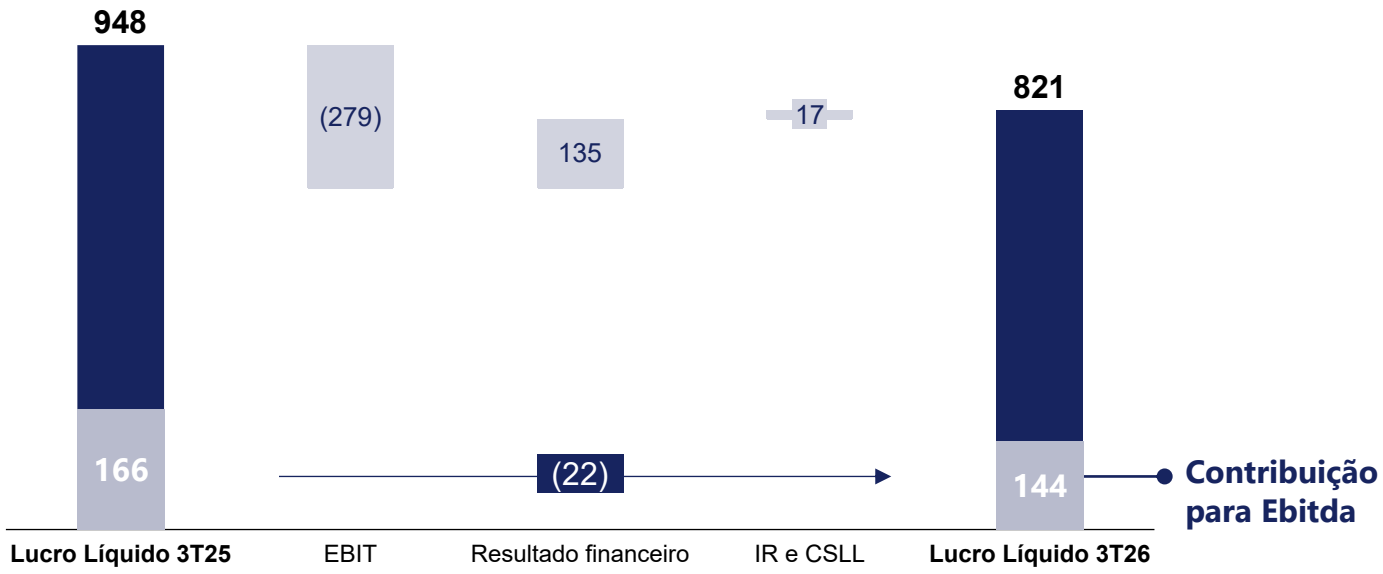


Participação de **40%** na Jirau Energia, resultou na contribuição de **R$ 35 milhões** no Ebitda da Companhia no **3T26**, via equivalência patrimonial, a partir de 17 de julho de 2026.

Resultado de Participações Societárias - TAG

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

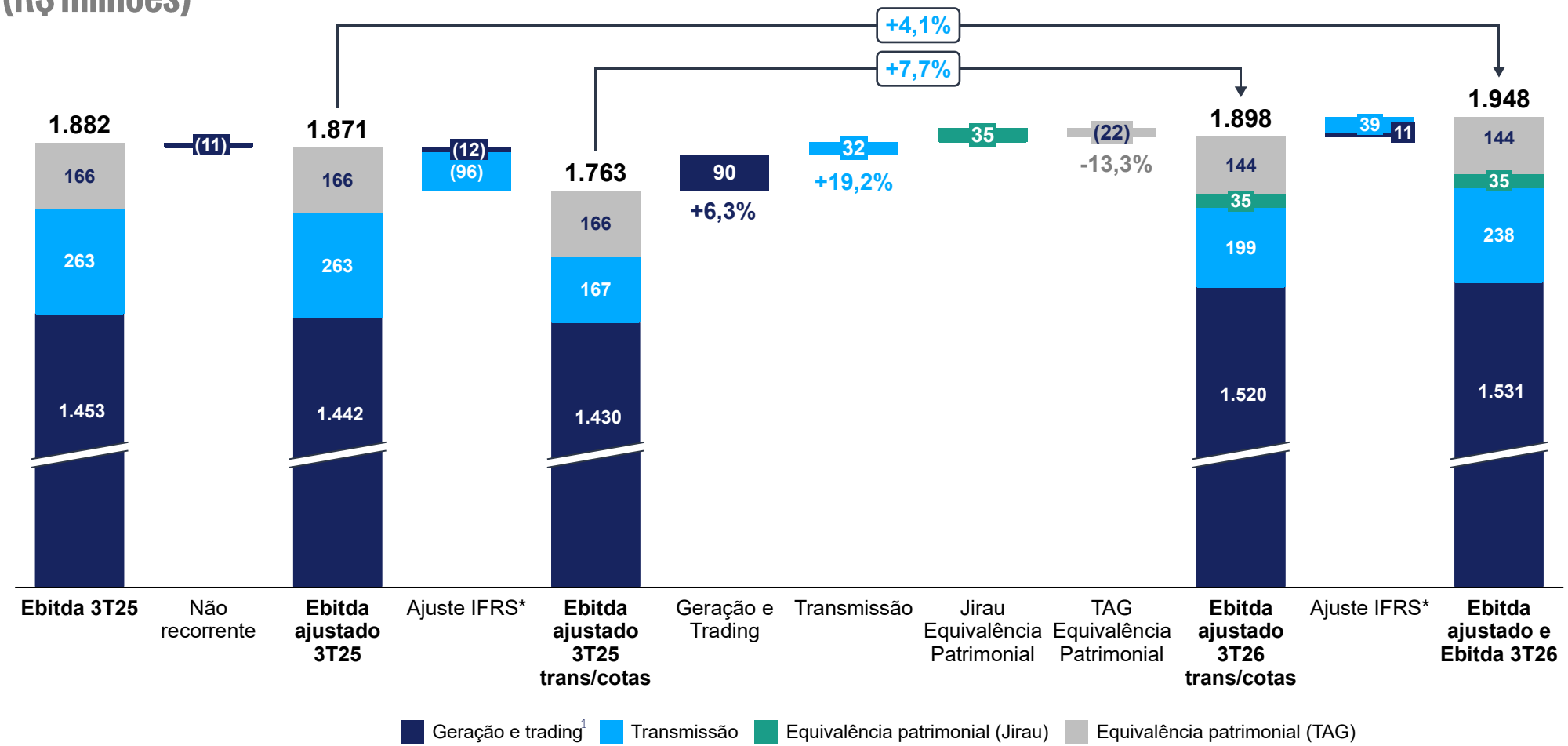
| Evolução lucro líquido TAG (R$ milhões)



Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R$ 144 milhões** no Ebitda da Companhia no **3T26**, via equivalência patrimonial.

Evolução do Ebitda

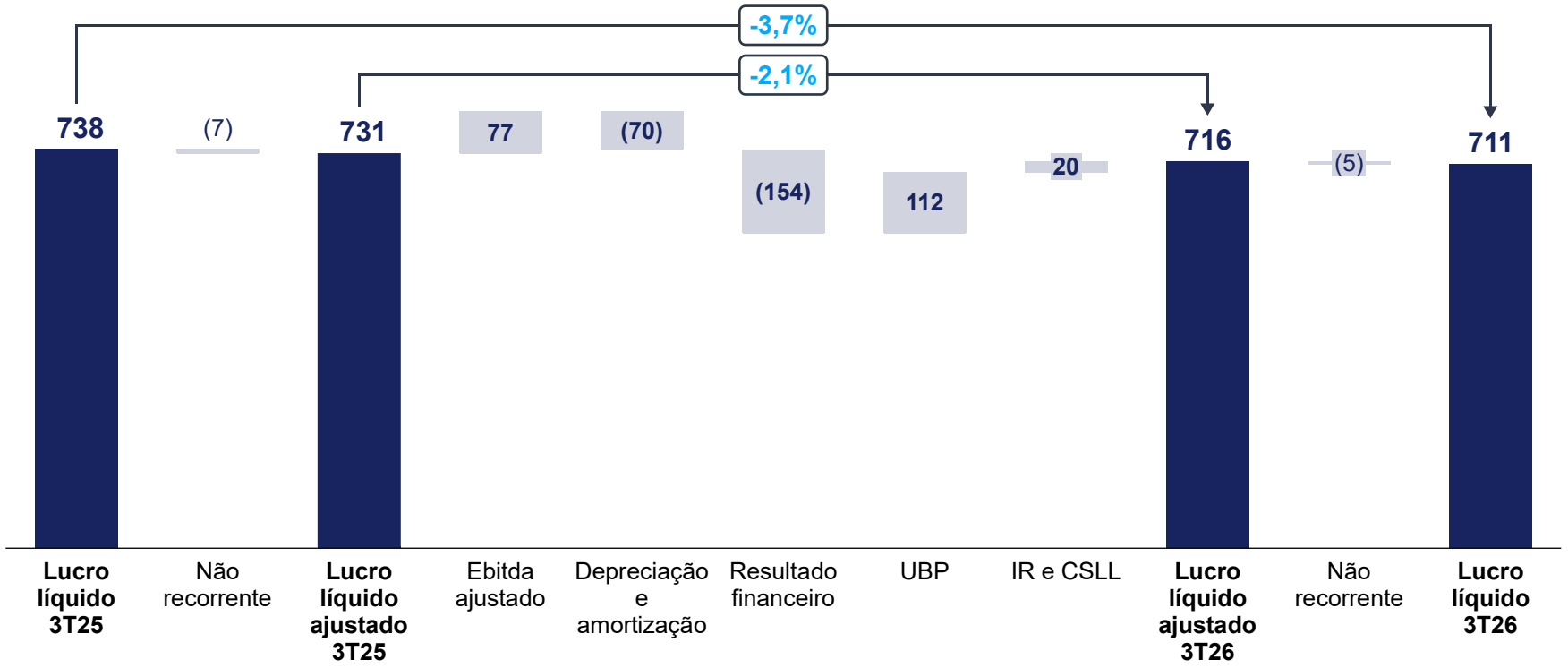
Ebitda (R$ milhões)



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

+

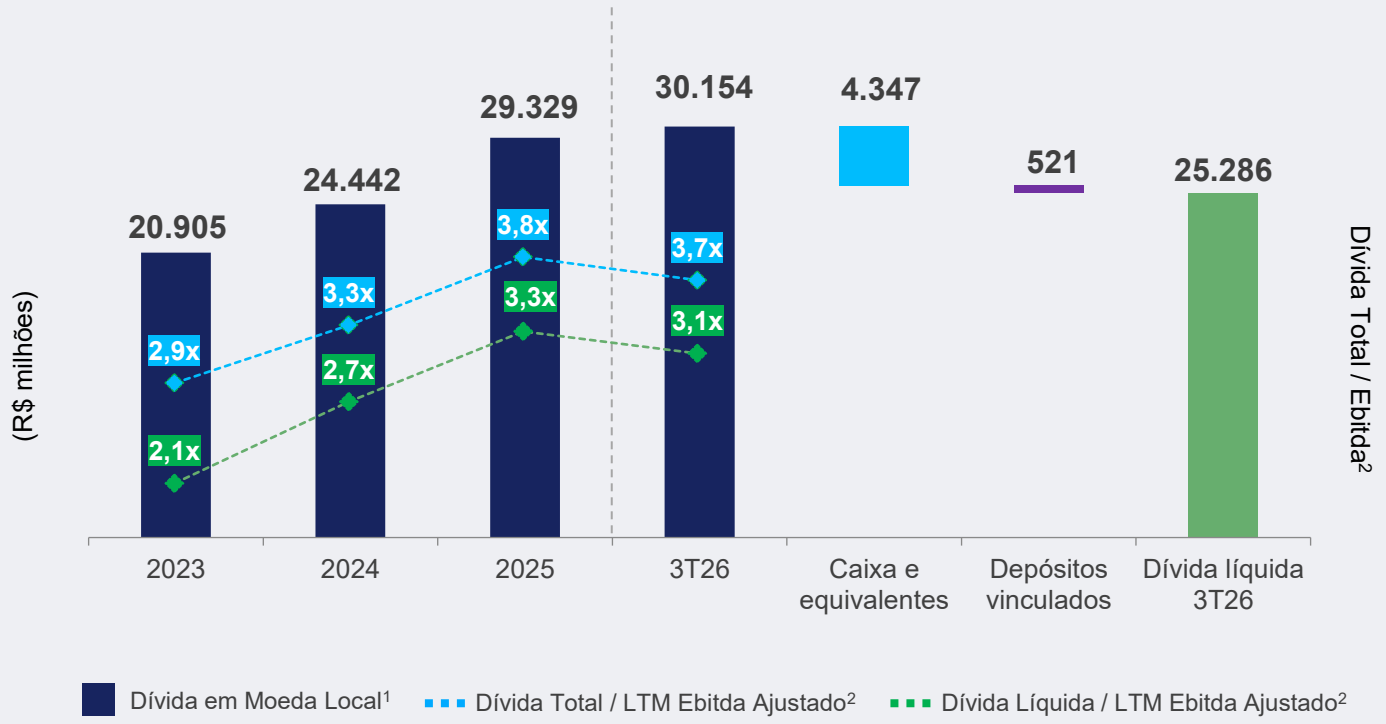
gestão ativa dos custos do endividamento

+

decisões de investimentos com **disciplina financeira**

asseguram níveis equilibrados da relação Dívida Líquida/Ebitda.

Overview da dívida (R$ milhões)

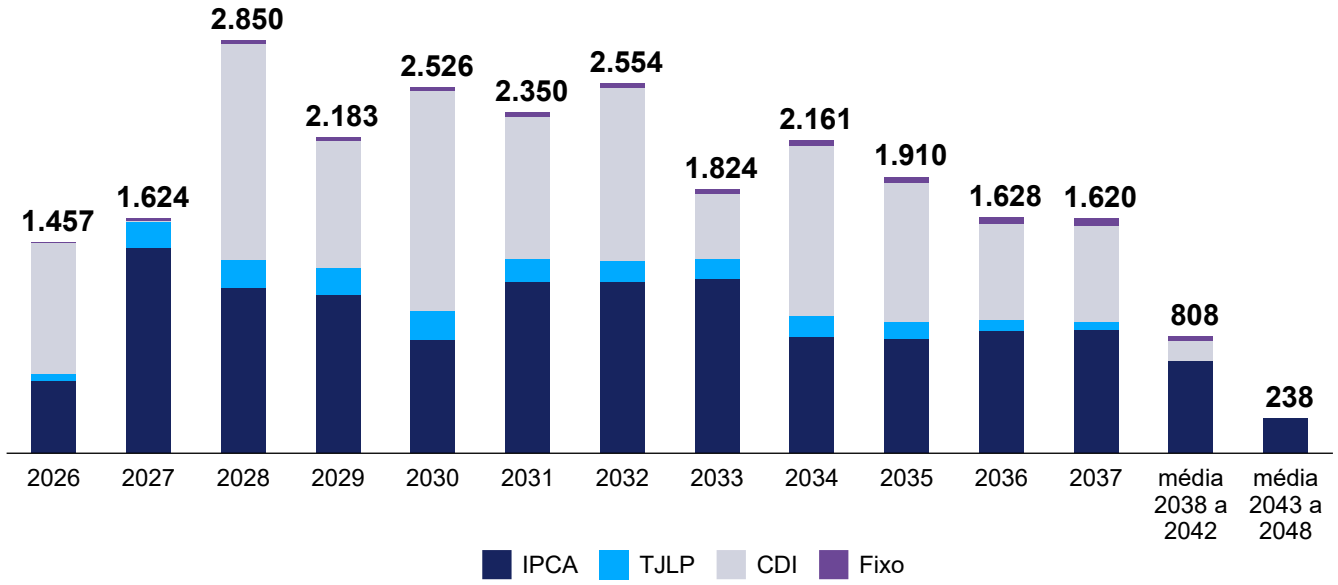


Notas:
[1] Dívida bruta, líquida de operações de hedge.
[2] Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

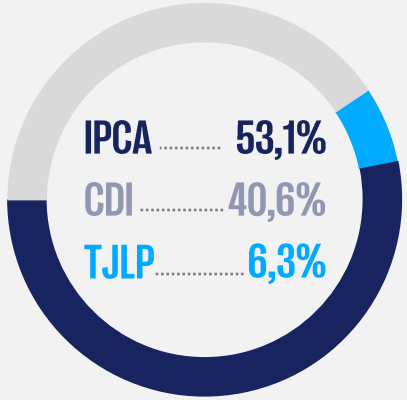
Perfil e Composição da Dívida

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

| Cronograma de vencimento da dívida a partir de 30/09/2026 (R$ milhões)



Composição do endividamento



3T26: Custo nominal da dívida: 11,1% a.a. (equivalente a IPCA + 6,2%)

Prazo médio da dívida: 7,2 anos

3T25: 12,0% a.a. (equiv. a IPCA + 6,4%)

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

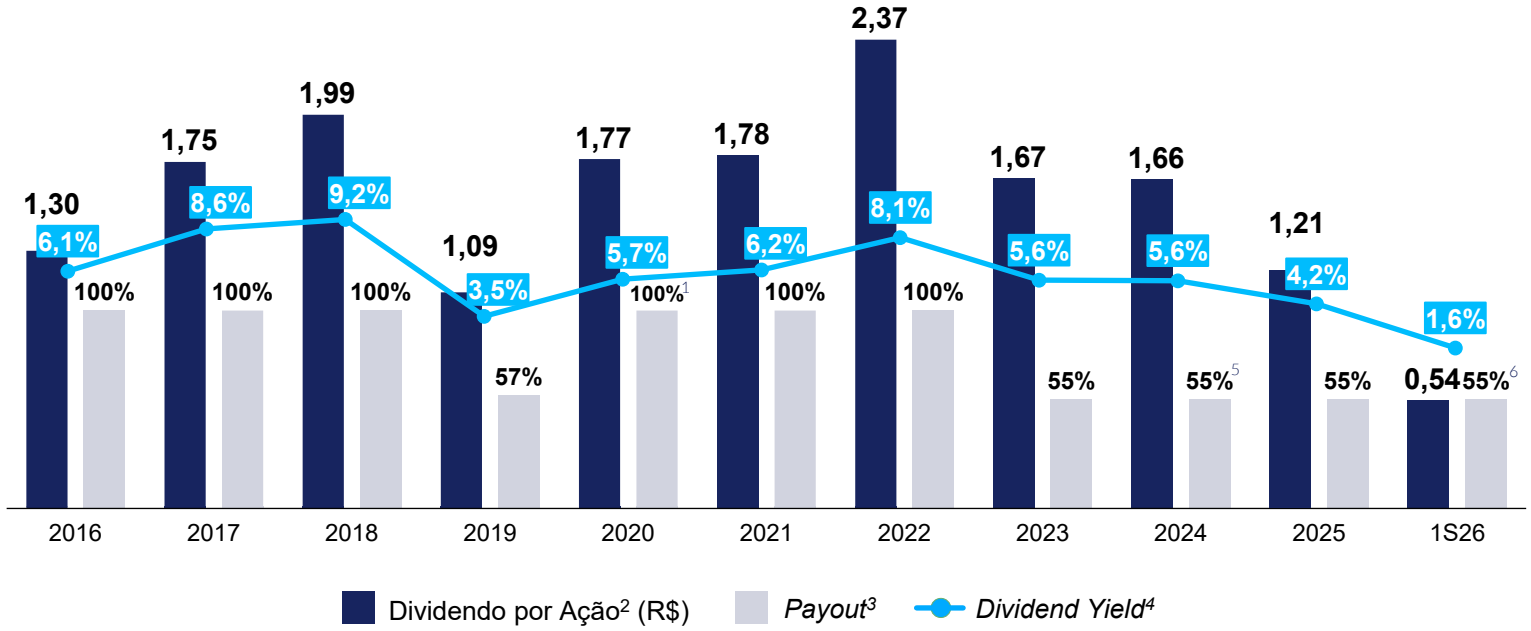
Política de Dividendos

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).

04.

EXPANSÃO



Expansão UHE Jaguara: Leilão de Reserva de Capacidade

Geração de valor em ativo hidrelétrico com receita regulada

Expansão da UHE Jaguara alinhada à estratégia da Companhia de investir em ativos de alta performance com energia 100% limpa.



Início das atividades relacionadas a estudos de campo e licenciamento ambiental das áreas de obras e montagem.

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 Jaguara (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 contratada[1]:
R$ 296,0 milhões

Capex Aneel[2]:
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 3T26, **estavam em execução a montagem de torres nas linhas de transmissão** e equipamentos das subestações.



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

RAP contratada[1]:
R$ 281,0 milhões

Capex Aneel[2]:
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 3T26, foi **obtida a Licença de Instalação** no trecho sob o licenciamento do órgão ambiental de MG e para as subestações em SC.

Emitidas **ordens de mobilização das subestações Abdon Batista 2 e Curitiba Oeste** e avanço nas obras no trecho entre MG e SP.



Projetos de Transmissão em Implantação

Colibri A, B, C, D Transmissora de Energia (RN, CE)

RAP contratada[1]:
R$ 104,7 milhões

Capex Aneel[1]:
R$ 1,4 bilhão

Prazo de concessão:
30 anos

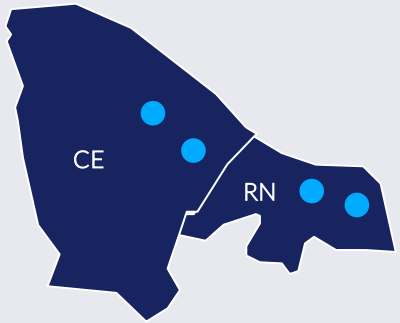
Prazo limite para início da operação:
dez/2029 (42 meses)

- No 3T26, os estudos ambientais e processos de licenciamento seguiram em curso;
- projeto básico e executivo em andamento;
- iniciadas atividades preliminares de sondagem e topografia.

Principais características:

- Sublotes 3A-3B-3C-3D: implantação de 5 compensadores síncronos.

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



Colibri A, B, C, D

Nota:
[1] Valor base agosto/25.

Colibri Sul Transmissora de Energia (SC, PR)

RAP contratada[1]:
R$ 18,1 milhões

Capex Aneel[1]:
R$ 193,6 milhões

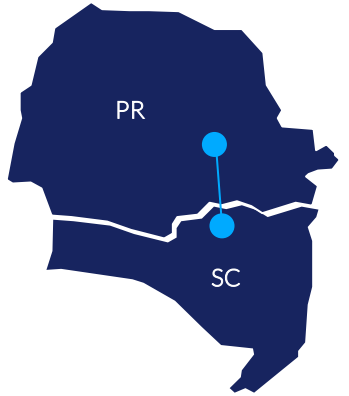
Prazo de concessão:
30 anos

Prazo limite para início da operação:
dez/2029 (42 meses)

- No 3T26, foi protocolado pedido de Licença Prévia junto ao órgão competente;
- firmados principais contratos de fornecimento e construção;
- iniciadas atividades preliminares de sondagem e topografia.

Principais características:

- Construção de 1 linha de transmissão de 230 kV, com cerca de 143 km entre os estados de SC e PR.
- Sinergia: A linha de transmissão se conecta à subestação Ponta Grossa (Gralha Azul).



Colibri Sul

Nota:
[1] Valor base agosto/25.

05.

MATERIAL DE APOIO

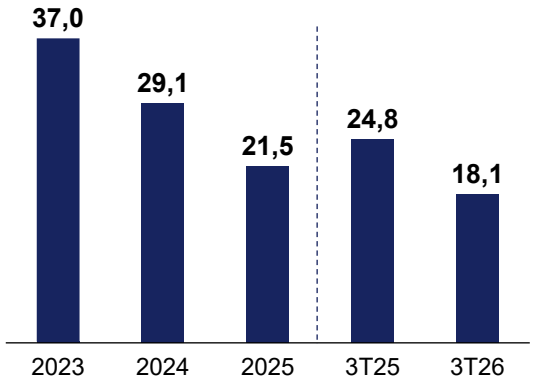


Performance Financeira Resiliente

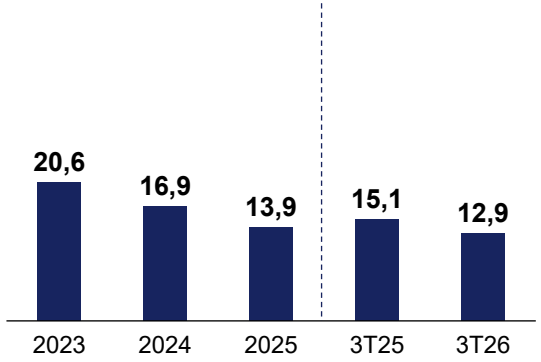
A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados.

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

| ROE[1] - Retorno sobre o patrimônio líquido ajustado (%)



| ROIC[2] - Retorno sobre o capital investido ajustado (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
[1] ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido UDM.
[2] ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado UDM / capital investido UDM (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
[3] Valores nominais.

De 2016 – 2025[3]

Investimentos:
somaram
R$ 44,2 bilhões,
com alavancagem de **79%**

Transmissão:
3.205 km
em operação e **6 subestações próprias**

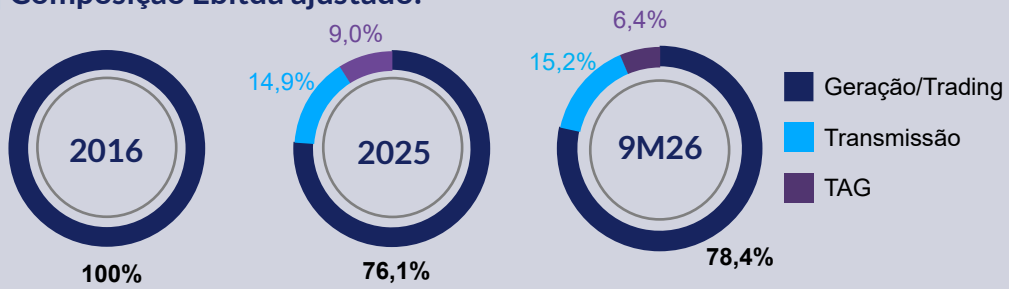
Capacidade instalada própria:

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%

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.670	3.343	**9,8%**	10.590	9.442	**12,2%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.523	1.527	**-0,3%**	5.149	4.790	**7,5%**
Ebitda [1]	1.948	1.882	**3,5%**	6.376	5.797	**10,0%**
Ebitda ajustado [2]	1.948	1.871	**4,1%**	6.372	5.778	**10,3%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.898	1.763	**7,7%**	5.928	5.284	**12,2%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	53,1	56,3	**-3,2 p.p.**	60,2	61,4	**-1,2 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	53,1	56,0	**-2,9 p.p.**	60,2	61,2	**-1,0 p.p.**
Lucro Líquido	711	738	**-3,7%**	3.465	2.132	**62,5%**
Lucro Líquido ajustado	716	731	**-2,1%**	2.199	2.119	**3,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [4]	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**	18,1	24,8	**-6,7 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [5]	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**	12,9	15,1	**-2,1 p.p.**
Dívida Líquida [6]	25.286	24.534	**3,1%**	25.286	24.534	**3,1%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.598	6.167	**7,0%**	5.600	5.218	**7,3%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	5.010	4.668	**7,3%**	4.922	4.455	**10,5%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	201,77	211,61	**-4,7%**	209,48	213,98	**-2,1%**
Número de Empregados - Total	1.443	1.340	**7,7%**	1.443	1.340	**7,7%**
Empregados EBE	1.404	1.311	**7,1%**	1.404	1.311	**7,1%**
Empregados em Projetos em Construção	39	29	**34,5%**	39	29	**34,5%**

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 UDM.

[5] ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado UDM / capital investido UDM (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).

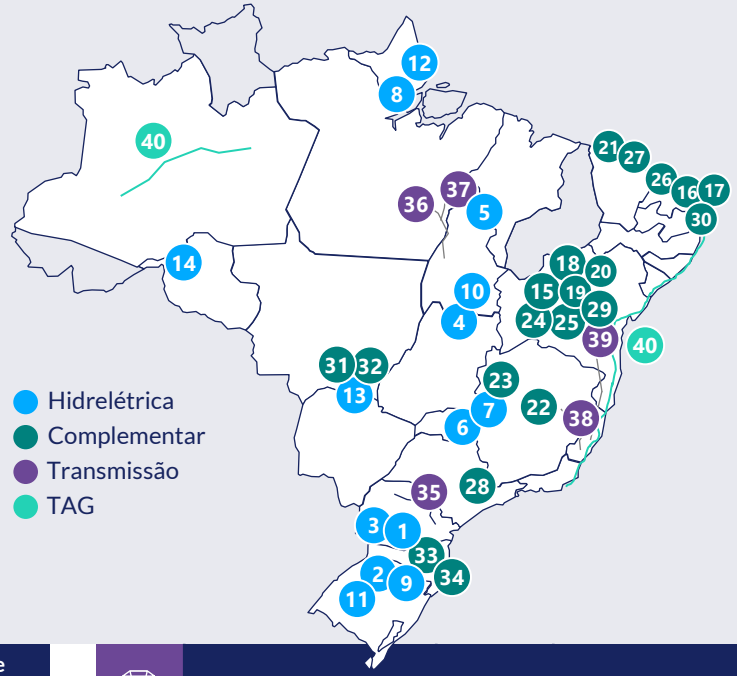
[9] Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Portfólio Balanceado de Ativos em 30.09.2026

Capacidade instalada de geração de energia de **12.767 MW**[3]

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
	Subtotal	**7.040,2**	**3.576,5**
14	Jirau (40%)[3]	1.500,0	872,9
	Total com 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)	4,4	0,2
34	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
	Total	**4.227,0**	**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 30.09.2026

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 13 anos no ACR e 3 anos no ACL[1]

	(em MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	5.138	5.171	5.169	5.170	5.135				
+	Compras para Revenda	928	676	470	262	272				
=	**Recursos Totais (A)**	**6.066**	**5.847**	**5.639**	**5.432**	**5.407**				
	Vendas Leilões do Governo[2]	2.178	2.347	2.433	2.249	2.163				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	343,9	309,0
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	377,7	339,4
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	393,9	353,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	354,3	318,3
	Proinfa	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	407,4	392,5
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	391,5	377,2
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	320,9	291,2
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
	7° Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	538,2	488,4
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
	2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,5	174,7
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	246,2	223,4
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
	Vendas Reguladas - Cotas									
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	jul-17	232,5	221,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	263,4	251,2
+	Vendas Bilaterais	3.340	2.730	2.092	1.341	1.214				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.518**	**5.077**	**4.525**	**3.590**	**3.377**				
-	**Hedge comercial**	**548**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B - Hedge)	**-**	**198**	**542**	**1.270**	**1.458**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[3,4]:	241,7	235,0	240,9						
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[5]:	214,8	208,5	185,4						

[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 Jaguara 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.

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**.

R$ 4,2 bilhões
Saldo atualizado[1]

→

R$ 2,2 bilhões
Saldo repactuado pago[2]

→

Impostos: R$ 0,7 bilhão
Ganho Líquido: R$ 1,3 bilhão

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:

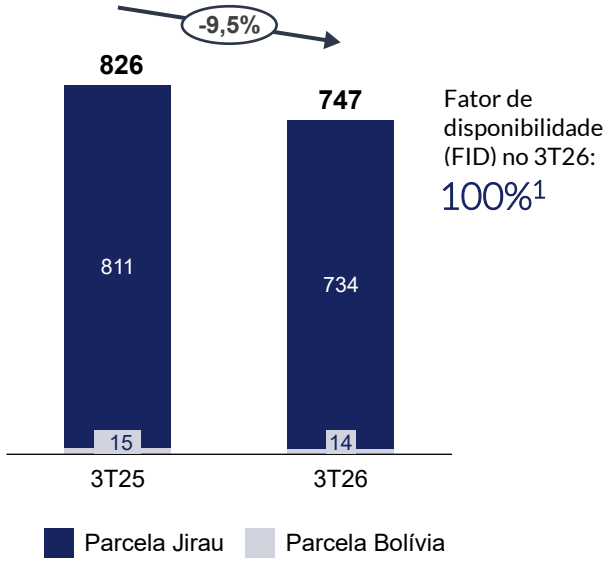
- ✓ 16/abril: aprovação CA
- ✓ 30/abril: adesão formal
- ✓ 08/06: assinatura do Termo Aditivo
- ✓ 20/07: liquidação financeira

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).

UHE Jirau: dados operacionais

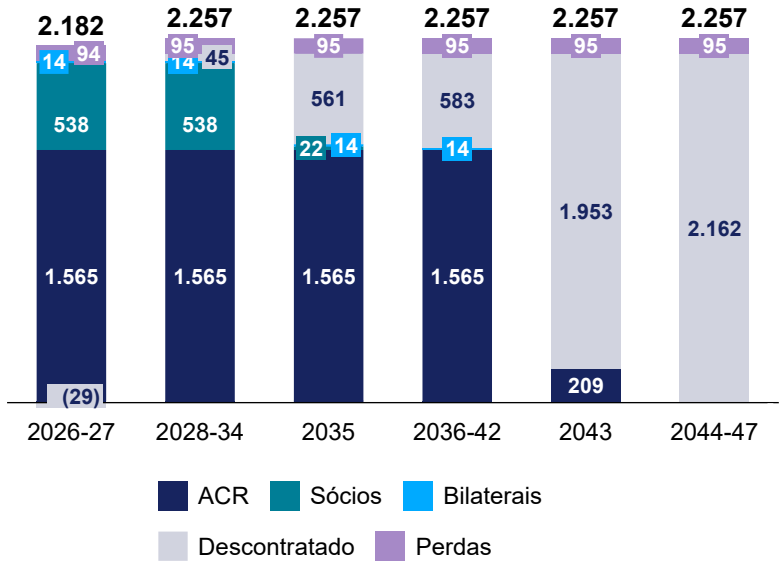
Ativo hidrelétrico com receitas contratadas a longo prazo
Extensão da concessão até 2047

| Geração Bruta (MW médio)



Fator de disponibilidade (FID) no 3T26: 100%[1]

| Portfólio de Contratos[3] (MW médios)



UHE Jirau (RO)

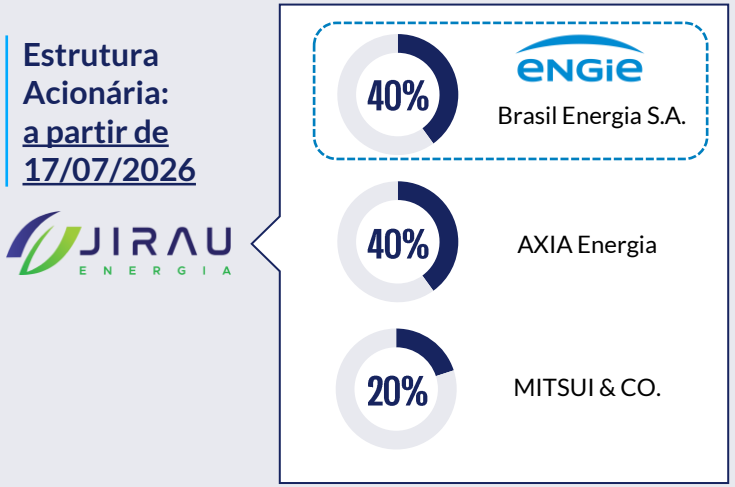


Capacidade Instalada:
3.750 MW

50 Unidades Geradoras
75 MW cada UG

Garantia Física[2]:
2.182 MWm 90m ampliada
2.257 MWm 90m constante

Estrutura Acionária: a partir de 17/07/2026



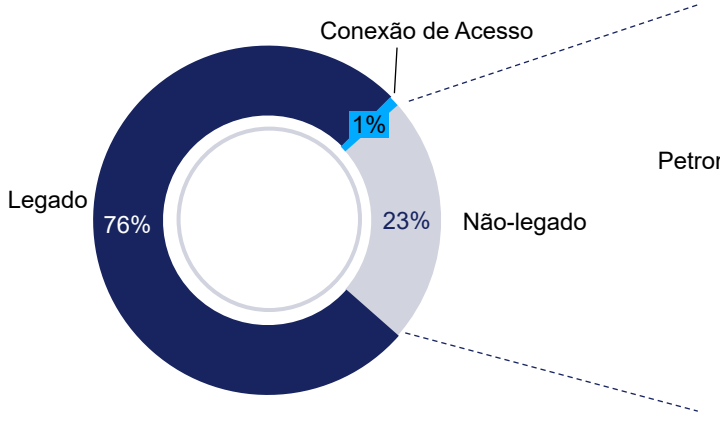
Notas:
[1] Sujeitos à contabilização final da CCEE.
[2] Portaria nº 2.946 – MME estabeleceu os novos montantes de garantia física para a UHE Jirau de 2.222,6 MWm para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MWm para operação na cota 90 metros constante. Do total do incremento, um terço pertence 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.

Transportadora Associada de Gás – TAG

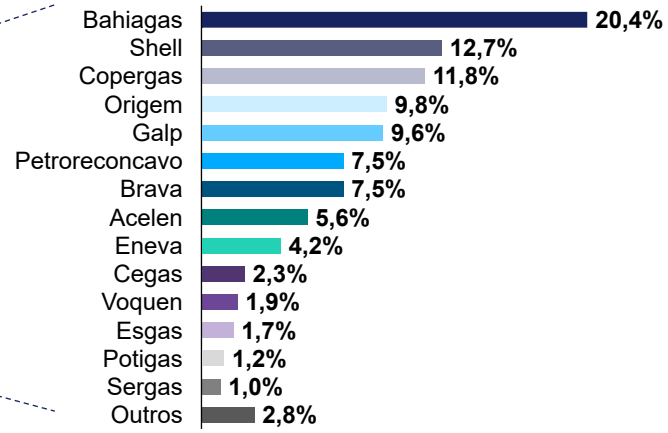
Contratos

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[4]; 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[5]



QDC[6] 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 em contratos anuais.

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.

1.284 contratos firmes
assinados até o 3T26 (vs. 534 acumulado até o 3T25).

Transportadora Associada de Gás – TAG

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



Dívida Líquida/Ebitda (x) – TAG

4T25	**1,95x**
3T26[1]	**1,86x**

Composição da dívida (R$) – TAG em 30/09/2026



6,0 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

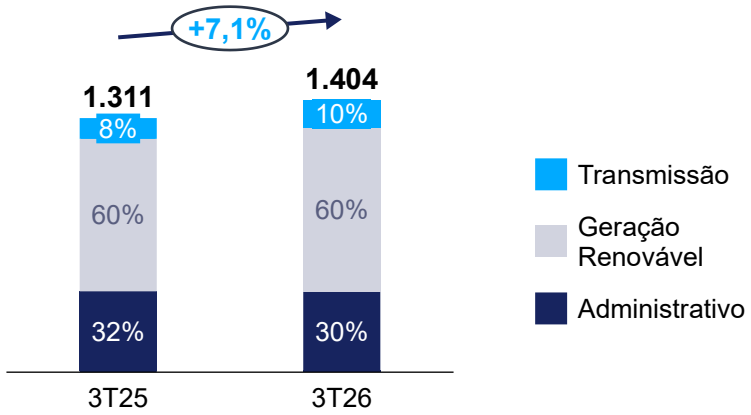
9,9 bilhões[2]
Mercado externo:

Bank Loan[3] (jun/19 a jun/31): MUSD 1.864
- SOFR + spread (entre 2,5% e 3,3%) + CAS (0,42826%)
- Amortização semestral

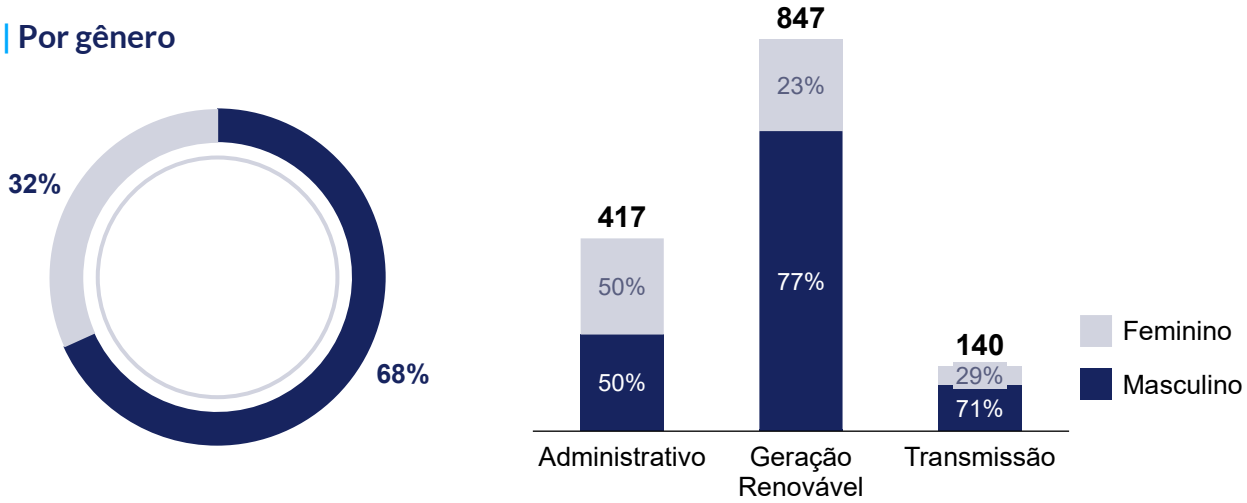
Notas:
[1] Não auditado.
[2] Montante considerando a conversão em 30/09/2026.
[3] Exposição à dólar 100% hedgeada por contratos em dólar.

Força de Trabalho[1]

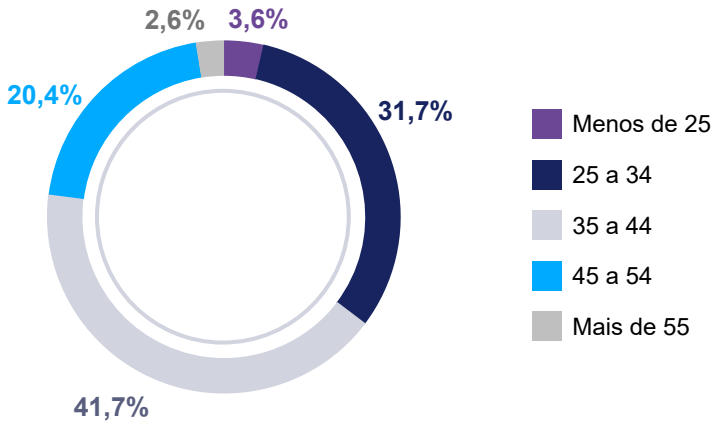
Número de Empregados



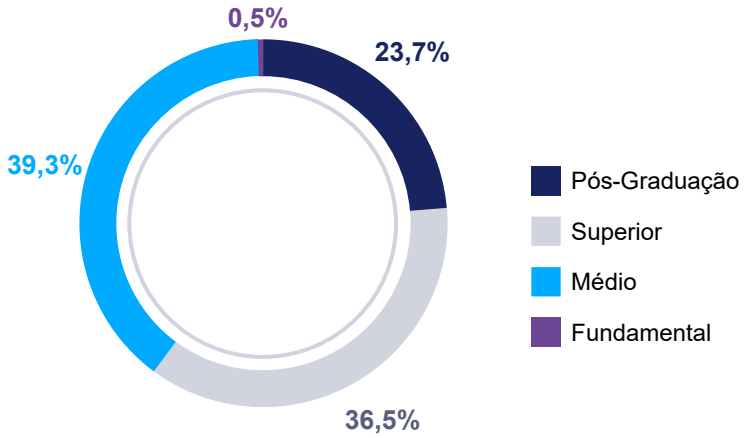
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



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

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T26	Desempenho 3T25	Variação	Desempenho 9M26	Desempenho 9M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)[1]	$tonCO_2e/MWh$	0,0024	0,0018	31,4%	0,0021	0,0022	-5,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida [1]	tCO2e/milhões R$	9,6	7,4	29,7%	6,4	7,9	-19,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3) [1]	Toneladas	35.053,7	24.863,1	41,0%	67.560,4	74.788,8	-9,7%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,021	0,024	-9,6%	0,020	0,028	-28,5%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [2]	Pessoas	30.905	31.141	-0,8%	73.751	63.828	15,5%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,615	0,460	1,16 p.p.	1,281	0,520	0,76 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,950	-0,95 p.p.	0,508	0,000	0,51 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	2,072	1,060	1,01 p.p.	1,584	0,600	0,98 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	63,9%	16,4%	47,5 p.p.	96,7%	98,6%	-1,9 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,6%	1,4%	0,2 p.p.	6,9%	4,6%	2,3 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	0,9%	0,0 p.p.	3,5%	2,6%	0,9 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	4.576.087	3.910.849	17,0%	7.693.377	8.911.600	-13,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	970.859	1.625.402	-40,3%	3.123.657	4.312.722	-27,6%
G	Investimento em Inovação[3]	R$	18.833.526	13.614.115	38,3%	46.700.991	43.399.370	7,6%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.407	1.288	9,2%	1.407	1.288	9,2%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.	77,7%	81,5%	-3,8 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,6%	31,5%	0,1 p.p.	31,6%	31,5%	0,1 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.	68,4%	68,5%	-0,1 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	32,1%	30,9%	1,2 p.p.	32,1%	30,9%	1,2 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.	67,9%	69,1%	-1,2 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.	4,5%	4,9%	-0,4 p.p.

1 - Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual do inventário de emissões.

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

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

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 Wagner
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