EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

RELEASE DE RESULTADOS 1T26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Videoconferência de resultados

08/05/2026 às 11:00h
(horário de Brasília):
em português com tradução simultânea para inglês

Clique aqui para acessar a transmissão

Visite nosso Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3
ISE B3
IEE B3

Florianópolis (SC), 07 de maio de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre e período de 3 meses, encerrado em 31 de março de 2026 (1T26/3M26). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Leblanc
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

Leonardo Depiné
Gerente de Relações com Investidores
Leonardo.Depine@engie.com

Tel.: (48) 3221-7904/7246

ri.brenergia@engie.com


Asa Branca

Vitórias em leilões de geração e transmissão marcam o 1T26 da ENGIE Brasil Energia.

Destaques

Receita operacional líquida
R$ 3.409 milhões
(+13,1% ante 1T25).

Ebitda ajustado[2]
R$ 2.244 milhões
(+10,0% ante 1T25).

Lucro líquido ajustado
R$ 789 milhões
(-4,1% ante 1T25).

Preço médio dos contratos de venda de energia
R$ 216,8/MWh
líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading* (+1,3% ante 1T25).

Energia vendida
10.592 GWh
(**4.904 MW médios**)
sem considerar as operações de *trading* (+10,5% ante 1T25).

No Leilão de Reserva de Capacidade da Aneel, a ENGIE comercializou **195,78 MW** de potência da UHE Jaguara, com contrato de 15 anos a partir de agosto de 2030 e receita fixa anual de **R$ 270,4 milhões**.

A Companhia arrematou dois lotes no **leilão de transmissão da Aneel**, para implantação de linhas de transmissão e compensadores síncronos, com concessão de 30 anos e **RAP anual de R$ 122,8 milhões**.

Importante

Este material contém informações e opiniões sobre eventos futuros que estão sujeitas a riscos e incertezas, baseadas em expectativas, projeções e tendências atuais. Diversos fatores podem influenciar essas estimativas e suposições, o que pode fazer com que as declarações futuras não se concretizem. Portanto, acionistas e investidores não devem tomar decisões baseadas apenas nessas estimativas, projeções e declarações.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	1T26	1T25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.409	3.013	13,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.865	1.722	8,3%
Ebitda [1]	2.248	2.044	10,0%
Ebitda ajustado [2]	2.244	2.040	10,0%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	2.089	1.804	15,8%
Ebitda / ROL - (%) [1]	65,9	67,8	-1,9 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	65,8	67,7	-1,9 p.p.
Lucro Líquido	792	826	-4,1%
Lucro Líquido ajustado	789	823	-4,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	19,0	25,8	-6,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	13,9	16,2	-2,3 p.p.
Dívida Líquida [6]	24.984	20.672	20,9%
Geração Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.840	5.389	8,4%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.904	4.439	10,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	216,76	213,98	1,3%
Número de Empregados - Total	1.348	1.247	8,1%
Empregados EBE	1.319	1.223	7,8%
Empregados em projetos em construção	29	24	20,8%

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*.

Eventos Subsequentes

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a adesão ao mecanismo legal de repactuação do passivo de **Uso de Bem Público (UBP)**, viabilizando a quitação antecipada de obrigações futuras relativas às usinas hidrelétricas Cana Brava e Ponte de Pedra.

A Companhia celebra a permanência no **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE),** pelo 21º ano consecutivo, e na carteira do **Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets.**

Em 16 de abril, ocorreu o lançamento da **edição de 2025 do Relatório de Sustentabilidade** da ENGIE Brasil Energia. Para acessar o conteúdo completo, clique aqui.

Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 24 de abril de 2026, **distribuição de dividendos obrigatórios e complementares** ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, no valor de **R$ 557,8 milhões (R$ 0,4883/ação),** equivalente a 55% do lucro líquido ajustado de 2025. As ações são negociadas ex-dividendos a partir de 5 de maio de 2026 e o **pagamento será em 20 de maio de 2026**.

Mensagem da Administração

Com quase trinta anos de trajetória, atributos como estabilidade, flexibilidade e visão de longo prazo foram determinantes para que a ENGIE Brasil Energia continuasse, em 2026, criando valor e promovendo desenvolvimento sustentável. Em meio a um cenário de pressões internacionais e desafios econômicos e regulatórios, avançamos de forma consistente na execução de nossa estratégia, unindo expansão dos negócios, solidez financeira e a incorporação dos princípios ambientais, sociais e de governança em nossas operações.

No primeiro trimestre de 2026, registramos receita operacional líquida de R$ 3,4 bilhões, um crescimento de 13,1% em relação ao mesmo período de 2025. O Ebitda ajustado atingiu R$ 2,2 bilhões, uma evolução de 10,0% frente ao primeiro trimestre do ano anterior, enquanto o lucro líquido ajustado somou R$ 789 milhões, 4,1% abaixo do resultado do mesmo período de 2025. Esses números refletem o desempenho sólido da Companhia, sustentado pela performance operacional e comercial do período.

O Relatório de Sustentabilidade 2025 está no ar. Acesse aqui.



Entre os destaques do trimestre, ressaltamos:

- Vitória no Leilão de Transmissão, com a conquista dos lotes 2 e 3, e no Leilão de Reserva de Capacidade, com a comercialização de 195,78 MW da Usina Hidrelétrica Jaguara, assegurando receitas relevantes e de longo prazo;
- Continuidade da implantação dos projetos de transmissão Asa Branca e Graúna, além da finalização do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, reforçando nossa presença em ativos estratégicos de transmissão e geração renovável;
- Manutenção de elevados índices de disponibilidade em nossos ativos de geração e transmissão, com destaque para o desempenho das usinas hidrelétricas (99,5%) e eólicas (93,0%).

Na área comercial, registramos crescimento de aproximadamente 35% na base de clientes e de 29% no total de unidades consumidoras em relação ao ano anterior, refletindo a consistência da nossa estratégia e a crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e de longo prazo.

Como fato subsequente, tivemos a publicação do Relatório de Sustentabilidade 2025 e a permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), pelo 21º ano consecutivo, e no Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets, reafirmando nosso compromisso com práticas ESG reconhecidas internacionalmente. Além disso, a agência de *ratings* Fitch Ratings reafirmou o Rating Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' e em escala global os IDRs (*Issuer Default Ratings*) de Longo Prazo em moedas estrangeira em 'BB+' e local em 'BBB-', todos com perspectiva estável. Essa reafirmação reforça a posição da ENGIE Brasil Energia como uma empresa

sólida, confiável e resiliente, refletindo o desempenho consistente e a robustez de sua estratégia ao longo do tempo.

Permaneceremos focados em construir um setor energético mais dinâmico, inovador e competitivo, capaz de acompanhar a evolução das necessidades do Brasil. Reconhecemos o papel fundamental de nossos parceiros e colaboradores que, neste início de 2026, atuaram para acelerar a transição rumo a uma matriz energética de baixo carbono. Nossa prioridade é ampliar a presença da energia renovável, garantindo que ela seja distribuída de forma segura, acessível e equilibrada, fortalecendo seu impacto positivo no desenvolvimento econômico e social do país.

Boa leitura!



Eduardo Sattamini

Diretor-Presidente



Pierre Leblanc

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No fim do 1T26, a ENGIE Brasil Energia contava com **11.265,9 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.965,6 MW, composto de 145 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 132 de fontes renováveis complementares — central a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 142 pertencem integralmente à Companhia e três (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Ativos de Geração de Energia em Operação em 31 de Março de 2026

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	out/45	211,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	mai/42	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguari (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	ago/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.739,9**	**7.040,2**		**3.576,6**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá	Eólica	24	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	nov/56	410,2
Conjunto Assú Sol	Solar	16	Assú (RN)	752,7	752,7	fev/57	229,6
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	mai/56	224,2
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/54	192,5
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	166,5
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2
Conjunto Lar do Sol[2]	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	72,5	72,5	jun/42	25,6
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	16,0
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/37	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/37	11,9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[3]	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[3]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[3]	0,0
Total - Complementares				**4.225,6**	**4.225,6**		**1.799,9**
Total				**12.965,6**	**11.265,9**		**5.376,5**

[1] Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
[2] A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
[3] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transmissão de Energia

| Ativos de Transmissão em Operação em 31 de Março de 2026

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	341,1	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	463,0	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	7,8	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Graúna - trecho *brownfield*	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,0	2 subestações existentes	100%	dez/54
Asa Branca - trecho Morro do Chapéu II - Poções III	Bahia	334,0	91,3	Ampliação de 2 associadas	100%	set/53
Total		**3.205,0**	**917,2**			

* RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de junho de 2025 (ciclo 2025-2026), líquidos de PIS e Cofins.

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de aproximadamente 4.600 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

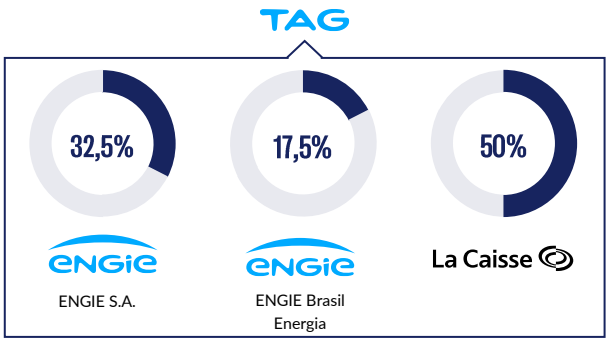
A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de entrada de gás (incluindo 3 terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 90 pontos de saída e 2 pontos de entrada e saída bidirecionais, conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo 2 refinarias, 20 termelétricas e 2 plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão ao longo da malha, todas próprias. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro (RJ).

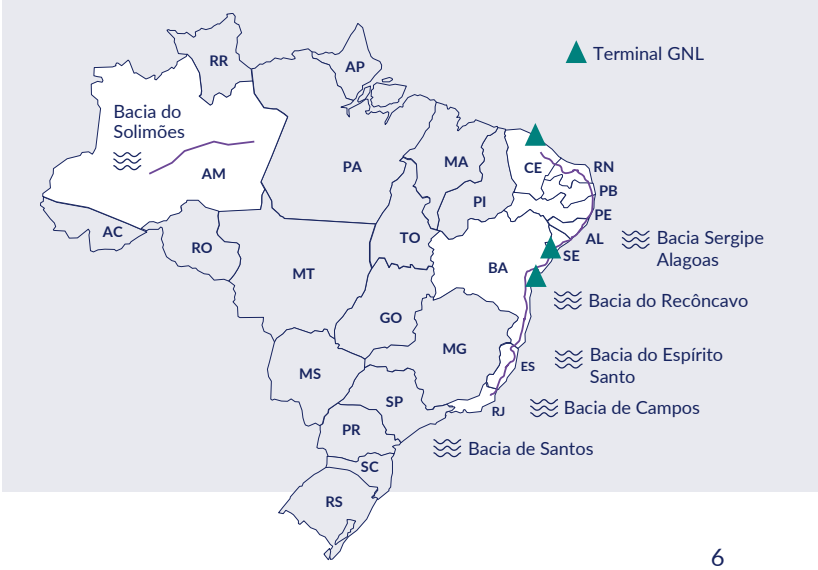
Após o encerramento do contrato legado Malha-NE, em dezembro de 2025, **a TAG permanece contratada em 77% por meio de contratos legados de longo prazo com a Petrobras e em 23% por novos contratos**, que contemplam os principais pontos de entrega da malha. No primeiro trimestre, foram firmados 477 contratos de Transporte, representando 67% do total de contratos do ano anterior e um incremento de 90% frente ao primeiro trimestre de 2025.

A TAG está em processo de **Revisão Tarifária junto ao regulador para o trecho da Malha Nordeste**, para definição da nova Receita Máxima Permitida (RMP), com conclusão prevista para meados de 2026, tendo como avanço principal a definição do **WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) de 7,63%.** Enquanto o ciclo segue em andamento, as contratações anuais firmes mantiveram as tarifas de 2025 e os processos de ofertas para 2026 resultaram na assinatura de 73 contratos (47 no procedimento de 2025).

Atualmente, a TAG conta com 29 carregadores de capacidade firme, incluindo produtores, distribuidores e uma crescente presença de comercializadores e consumidores livres, o que confirma o dinamismo do mercado de gás natural. Excetuando-se a Petrobras, os demais carregadores contrataram, em média, 11,5 milhões de m³/dia no primeiro trimestre de 2026.

| Estrutura societária





| Destaques do trimestre

- Em janeiro, a TAG passou a realizar os Processos de Aquisição de Gás para Uso do Sistema (GUS) diariamente na Plataforma de Balanceamento, ampliando eficiência operacional, transparência e compromisso com o mercado.
- Em março, foi realizado o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), no qual foram vencedores 90 projetos de Gás Natural, totalizando 15,2 GW. Desse conjunto, 59 projetos (7,7 GW) situam-se na região atendida pela TAG. Dentre esses, 23 projetos (2,2 GW) já assinaram termo de compromisso e manifestaram interesse em conexão, reforçando a integração das térmicas ao sistema e a modicidade tarifária.
- Ainda em março, a TAG passou a ofertar simultaneamente, em todos os dias úteis, janelas de contratação dos produtos de curto prazo (Flexível Anual, Trimestral, Mensal e Diário), aumentando a flexibilidade e simplificando a operação dos carregadores.

| Projetos:

A TAG possui diversos projetos no pipeline a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de R$ 4,1 bilhões em investimentos. Deste valor, 55% serão alocados em projetos de expansão, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Concluído:

- **Ponto de saída Itagibá (BA):** é um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 19,6 milhões. **A obra foi finalizada em agosto de 2023 e está no aguardo da emissão da Autorização de Operação.**

Em implantação:

- **Ponto de saída Buriti (AM)**: implantação de novo ponto de saída, interligado à rede da distribuidora local, com o objetivo de suportar a expansão da demanda termelétrica na região de Manaus. **O projeto teve sua Autorização de Construção emitida em julho de 2025** e a previsão de conclusão é no 2T26.

Em desenvolvimento:

- **Ponto de entrada Suape (PE):** novo ponto de entrada para conexão de Terminal de GNL ao Porto de Suape (Termopernambuco). O ponto terá capacidade máxima de transporte de 14,3 milhões de m^3/dia e 2 km de extensão, com potencial de expansão para 9 km.
- **Ponto de entrada Miranga (BA):** novo ponto de entrada para conexão da nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Miranga, da Petroreconcavo, à rede da TAG, na Estação de Distribuição de Gás (EDG) Catu. O ponto terá capacidade máxima de transporte de 1,5 milhões de m^3/dia e 5 km de extensão.
- **Estação de compressão Itajuípe (BA)**: localizada no trecho Norte do Gasene, com objetivo de otimização da rede, a estação proporcionará volume incremental de transporte de 3 milhões de m^3/dia. O projeto está listado no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ):** gasoduto dos Goytacazes para conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 45 km de extensão e 10 milhões de m^3/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.

Detalhamento dos Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Tipo	Cliente	Vencimento do Contrato	Capacidade[2] (MM m³/dia)	Índice de reajuste
Gasene	1.400	Legado	Petrobras	nov/33	30,3	46% Cesta IGP[4]; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	Legado	Petrobras	nov/30	6,7	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Legado	Petrobras	nov/31	15,0	IGP-M
Malha Nordeste[1]	2.100	Não-Legado	Diversos	-	-[3]	-
Lagoa Parda-Vitória[1]	100	Não-Legado	Diversos	Anual	0,3	55% IGP-M; 45% IPCA
Conexão GNL Sergipe[1]	25	Conexão de acesso	Eneva	out/54	14,0	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	**~4.600**					

[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.

Expansão

Jirau Energia - Rondônia

A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.



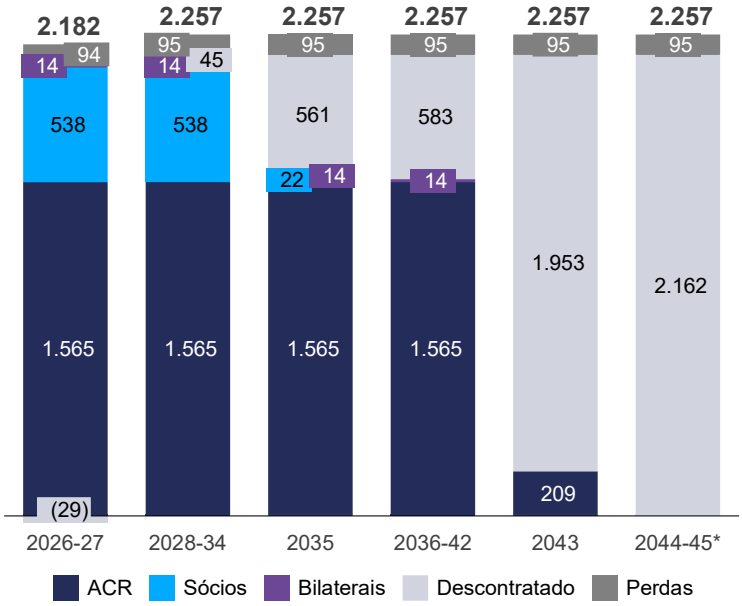
Em 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação na cota 90 metros constante.

Do total do incremento de garantia física, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a **2.182,2 MW médios na cota 90 metros ampliada e 2.257,2 MW médios na 90 metros constante**.

No 1T26, a Jirau Energia gerou 2.998 MW médios, 6,7% acima dos 2.809 MW médios gerados no 1T25, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). Do total gerado **no 1T26, 2.944 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

Em 12 de dezembro de 2025, o **Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia** autorizou a adoção de providências necessárias à análise e estudos de viabilidade, a fim de iniciar as discussões para transferência da participação da ENGIE Brasil Participações, de 40% na Jirau Energia, para a Companhia. Foi instalado o **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas**, para assessorar nas análises e emitir recomendações sobre possíveis estruturas para a implementação da operação.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



* Processo de extensão de concessão até 16/08/2047 em avaliação pela Aneel conforme Memorando nº 111/2026-SCE/Aneel.

Adicionalmente, a administração da Companhia contratou assessoria financeira e está conduzindo, com o Comitê, estudos e análises sobre a estrutura mais adequada para transferência das ações de emissão da Jirau Energia.

Leilão de Energia de Reserva – Usina Hidrelétrica Jaguara

No Leilão de Reserva de Capacidade, na forma de Potência nº 2/2026, a Companhia firmou compromisso de venda de potência de **195,78 MW pelo prazo de 15 anos, para entrega a partir de 1 de agosto de 2030. A receita fixa anual é de R$ 270,4 milhões** (base set/2025), reajustada anualmente pelo IPCA.


UHE Jaguara

A expansão da capacidade instalada se dará por meio da motorização de dois poços existentes na **Usina Hidrelétrica Jaguara**, com instalação de duas turbinas de 116 MW, totalizando 232 MW. O investimento total estimado é de aproximadamente R$ 1,2 bilhão (base mar/2026).

Localizada no Rio Grande, na divisa entre Minas Gerais e São Paulo, a Usina Hidrelétrica Jaguara possui 424 MW de capacidade instalada (324 MW médios de capacidade comercial) e concessão vigente até junho de 2048. Atualmente, 70% da sua capacidade comercial está em regime de cotas e 30% é destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Colibri Transmissora de Energia – Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte

Arrematados no Leilão de Transmissão 01/2026, promovido pela Aneel, os Lotes 2 e 3 foram nomeados como Colibri Sul e Colibri A, B, C e D, respectivamente, e contarão com as seguintes características:

- **Lote 2 – Colibri Sul** – construção de uma linha de transmissão de 230 kV, com cerca de **143 quilômetros de extensão**, nos estados do Paraná e Santa Catarina. O projeto possui sinergias locais e operacionais com os Sistemas de Transmissão Gralha Azul (já operacional) e Graúna (em fase de implantação). A RAP contratada para esse trecho é de R$ 18,1 milhões e o investimento é da ordem de R$ 193,6 milhões.
- **Lote 3 – Colibri A, B, C e D** – dividido em sublotes 3A, 3B, 3C e 3D, prevê a implantação de **cinco compensadores síncronos** nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, nos quais a Companhia possui ativos de geração, o que garante eficiência operacional e sinergia. Com investimento previsto de R$ 1,4 bilhão, a RAP contratada para o lote é de R$ 104,7 milhões.



O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão. O prazo máximo para entrada em operação é dezembro de 2029.

Lote	Localização	RAP contratada (R$ milhões)	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
2	Paraná e Santa Catarina	18,1	193,6
3	Ceará e Rio Grande do Norte	104,7	1.381,1
Total		**122,8**	**1.574,7**

Projetos em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia - Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo

Arrematado no Leilão de Transmissão 01/2023, promovido pela Aneel, o Lote 5 foi nomeado como Asa Branca e contará com cerca de **1.000 quilômetros de extensão**. Localizado nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo, o empreendimento prevê a implantação de quatro linhas de transmissão de 500kV em circuito simples. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão que ocorreu em 27 de setembro de 2023.

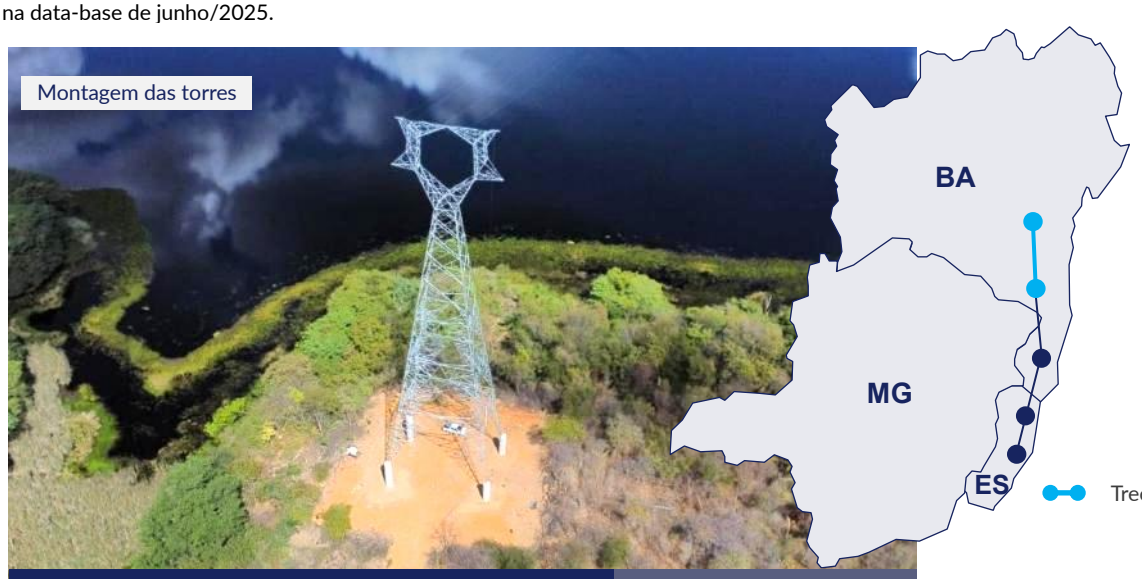
Em 26 de novembro de 2025, **foi energizado o trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III**, de 334 quilômetros de extensão, representando 32,3% da RAP total.

Em 6 de fevereiro de 2026, **foi emitida pelo Ibama a Licença de Instalação** específica para construção e operação de todas as linhas de transmissão, bem como da Subestação Medeiros Neto II. Adicionalmente, no 1T26, foi protocolado junto ao mesmo órgão novo requerimento de **pedido de Licença de Instalação completa**, que segue em análise.

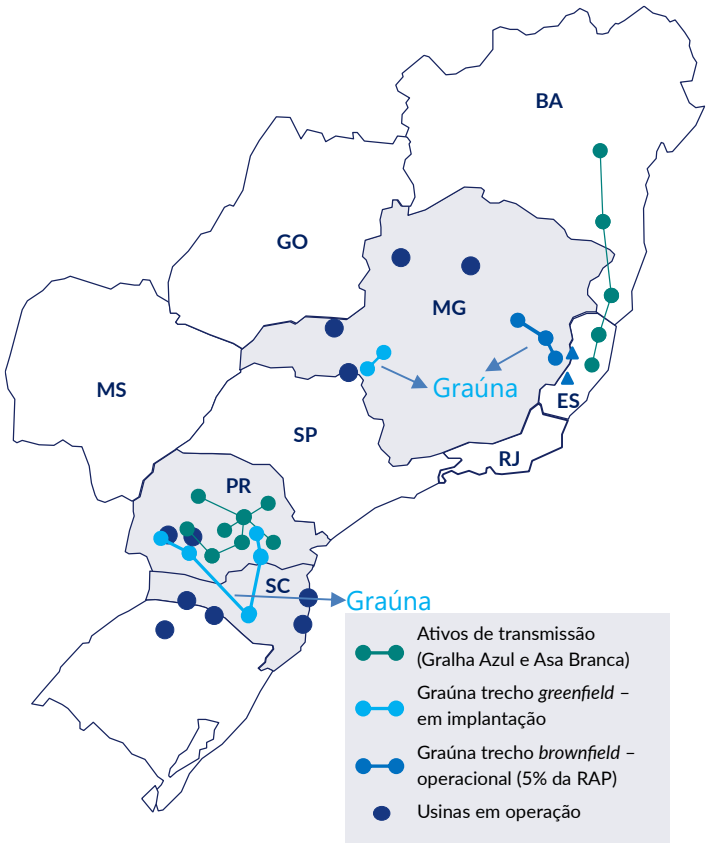
O prazo máximo para início da operação completa é março de 2029.

Lote	Localização	RAP contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
5	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	282,7	2.667,0
Total		**282,7**	**2.667,0**

[1] Valor na data-base de junho/2025.



Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo



Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de **732 quilômetros de extensão**, além de duas novas subestações e cinco ampliações de subestações existentes, abrangendo os estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais e São Paulo. O escopo do projeto inclui ainda **a operação de ativos existentes (*brownfield*), com 162 quilômetros de linhas e duas subestações** nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo.

O prazo de concessão é de 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024.

Em 18 de julho de 2025, **a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield***, cuja Receita Anual Permitida (RAP) é de R$ 14,0 milhões, equivalente a aproximadamente 5% do total do projeto.

No 1T26, o projeto apresentou evolução nos principais pilares de implantação, com destaque para a realização das audiências públicas no trecho sob licenciamento do órgão ambiental do Estado de Santa Catarina, além de avanços no licenciamento ambiental e na liberação fundiária. Também houve continuidade das atividades pré-obra e do desenvolvimento de engenharia, incluindo soluções

técnicas voltadas à otimização ambiental do traçado. O cronograma do projeto segue conforme planejado, sem impactos relevantes nos marcos principais.

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses (dezembro de 2029), com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias com outros ativos do portfólio da Companhia, contribuindo com ganhos operacionais e estratégicos.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo	268,3	2.933,6
Total		**268,3**	**2.933,6**

[1] Valor na data-base de junho/2025.



Projetos em Desenvolvimento

Os projetos em desenvolvimento estão em carteira, em fase de estudos de viabilidade, e aguardam condições comerciais adequadas e sinalização de preço futuro para investimento.

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	279,0	279,0
Conjunto Eólico Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	250,0	250,0
Conjunto Eólico Campo Largo III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Conjunto Fotovoltaico Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	100,0	100,0
Total			**1.388,0**	**1.388,0**

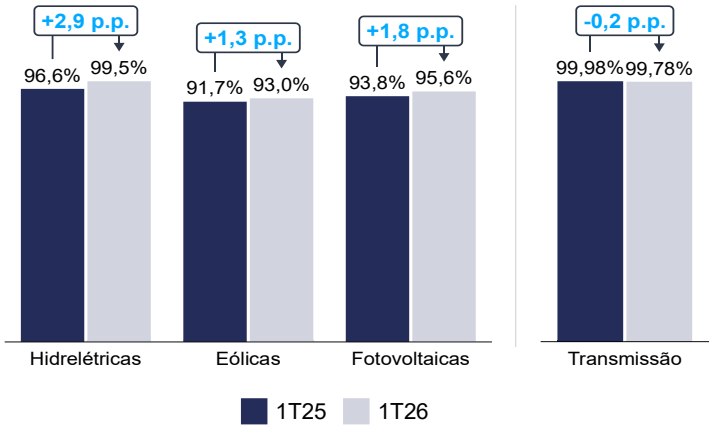
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial energético, bem como parcerias que venham a acelerar o desenvolvimento, em linha com a estratégia de transição energética do Grupo ENGIE.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

No 1T26, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, atingiram **índice de disponibilidade interna de 99,5%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**. Este índice apresentou aumento de 2,9 p.p. no 1T26, quando comparado ao mesmo período do ano anterior (96,6%), em razão, principalmente, da elevação significativa nos índices da Usina Hidrelétrica Salto Osório, cuja Unidade Geradora 2 estava em processo de modernização no 1T25.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



Com relação às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade energética interna do 1T26 foi de 93,0%,** 1,3 p.p. acima do observado no 1T25, quando atingiu 91,7%. Essa melhora foi alcançada pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, cuja integração ao portfólio da Companhia foi concluída no segundo semestre de 2025, com resultados positivos desde os primeiros meses de operação, e pelos ganhos relevantes na disponibilidade do Conjunto Eólico Santo Agostinho, que foi impactada no primeiro trimestre de 2025 por indisponibilidades prolongadas de alguns aerogeradores para inspeção das pás.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, observa-se um **índice de disponibilidade energética de 95,6%, no 1T26,** 1,8 p.p. superior aos 93,8% do 1T25. Os ganhos decorrem do plano de recuperação das usinas fotovoltaicas, que incluiu diversas ações ao longo de 2025, como modernizações dos sistemas de *trackers*, manutenções preventivas nos inversores, recuperação de *strings* e melhorias em cabos de redes de média tensão.

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna e Asa Branca, a ENGIE Brasil Energia manteve elevado desempenho operacional, registrando **índice de disponibilidade total de 99,78% no 1T26**. O valor levemente inferior ao mesmo período do ano anterior, no qual a disponibilidade total foi de 99,98%, ocorreu, principalmente, devido a uma ocorrência pontual na linha de transmissão Serra Pelada Miracema. Desde o início de sua operação comercial, os ativos de transmissão têm apresentado performance operacional de excelência.

Geração de Energia

No **primeiro trimestre de 2026**, a geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, **foi de 12.614 GWh** (5.840 MW médios), resultado 8,4% superior à produção do 1T25.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **10.332 GWh** (4.784 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **2.281 GWh** (1.056 MW médios). Esses números representam aumentos de 8,7% na geração das hidrelétricas e de 6,7% nas complementares, em relação ao 1T25.

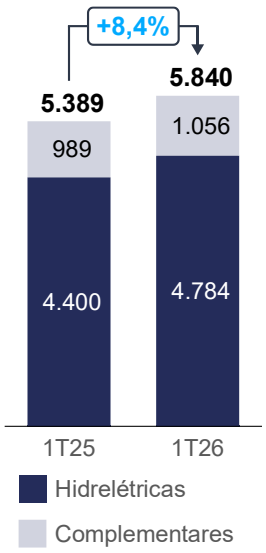
O aumento na geração das **usinas hidrelétricas** no 1T26, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, está diretamente associado a fatores operativos. A política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) define a alocação da geração hidrelétrica com priorização dos patamares de carga média e pesada para atendimento à demanda.

Para a bacia do Rio Tocantins, observou-se uma condição hidrológica relativamente favorável no período úmido. Ainda assim, o primeiro trimestre de 2026 apresentou maior variabilidade, com episódios de chuvas intensas e pontuais, distribuídos de forma irregular ao longo do período, os quais não foram suficientes para configurar um cenário hidrológico consistente.

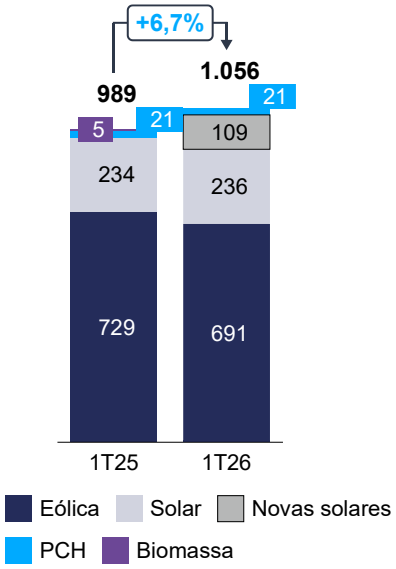
O aumento na geração das **usinas complementares,** no 1T26, em comparação ao 1T25, foi impulsionado pela conclusão da entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. No período, o ativo registrou geração de 393 GWh (182 MW médios), contribuindo para um crescimento de 47,0% da **geração solar** em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, totalizando **745 GWh (345 MW médios)**. Em contrapartida, a **geração eólica** totalizou **1.492 GWh (691 MW médios)**, representando uma redução de 5,3% em relação ao 1T25, em razão de ventos abaixo do esperado nas regiões do conjuntos eólicos Campo Largo, Umburanas e Santo Agostinho.

Cumpre destacar que uma redução da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em deterioração do seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, o aumento desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em melhoria do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



Curtailment

O *Curtailment*, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: **Energética** (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), **Confiabilidade Elétrica** (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e **Indisponibilidade Externa** (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). A Lei 15.269, sancionada em novembro de 2025, estabelece compensação dos cortes de geração por Confiabilidade Elétrica e por Indisponibilidade Externa, desde setembro de 2023 e até novembro de 2025, de acordo com a regulamentação da Lei.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **1T26, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram frustração de geração de 17%**, patamar em linha com o observado para o conjunto de usinas integrantes do Sistema Integrado Nacional (SIN). As usinas eólicas da Companhia apresentaram redução de geração de 17%, levemente inferior aos 19% verificados no SIN, enquanto as usinas solares registraram frustação de 17%, ligeiramente superior dos 15% apurados para o SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| % *Curtailment* por fonte

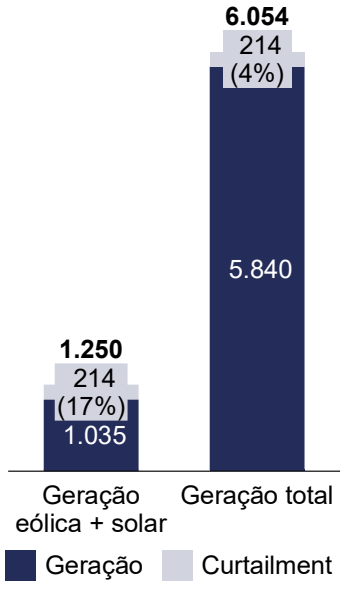
	1T26			1T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	17%	17%	20%	19%	20%
Curtailment SIN	15%	19%	17%	14%	21%	16%

| % *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	1T26 (%)	1T25 (%)
Trairi (CE)	97,2	25%	30%
Santo Agostinho (RN)	224,2	21%	8%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	20%	21%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	9%	21%
Umburanas (BA)	213,3	15%	26%

Ativos solares	Capacidade comercial (MWm)	1T26 (%)	1T25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	20%	26%
Assú Sol (RN)	229,6	13%	12%
Floresta (RN)	25,1	18%	22%
Assú V (RN)	9,2	19%	15%
Juazeiro (BA)	34,8	14%	34%
Sertão Solar (BA)	26,1	31%	19%
São Pedro (BA)	16,0	47%	50%
Lar do Sol (MG)	53,0	17%	15%
Paracatu (MG)	34,0	17%	10%

| % *Curtailment* sobre Geração 1T26 | MW médios

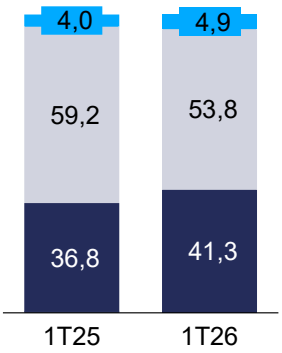


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

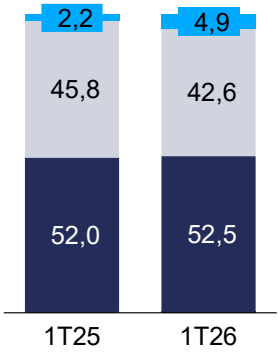
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

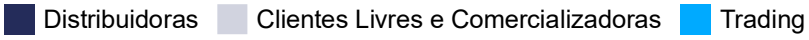
Apresentamos abaixo a participação dos clientes da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) no total das vendas físicas e no total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração.

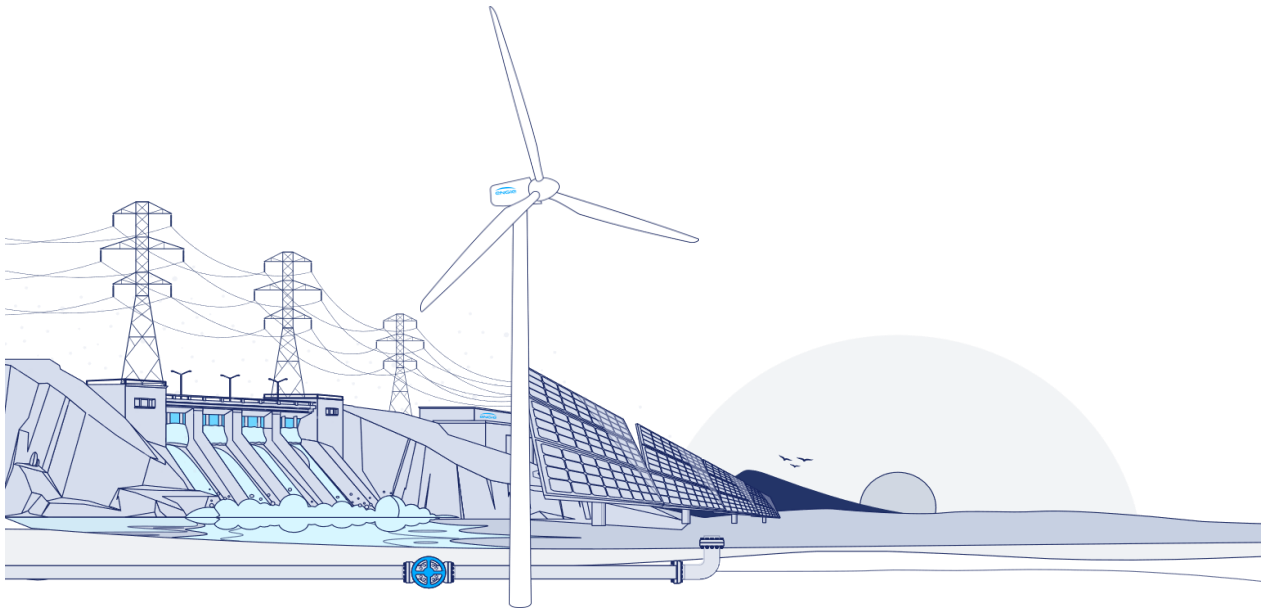
Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a ROL do Segmento de Geração (%)







Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março de 2026**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Em R$/MWh			
	Recursos Próprios	5.171	5.186	5.183	5.182	5.150	4.262	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Preço Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+	Compras para Revenda	704	436	377	231	205	156				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.875**	**5.622**	**5.560**	**5.413**	**5.355**	**4.418**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	2.178	2.338	2.414	2.230	2.144	2.144				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	331,9	298,2
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	364,2	327,2
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	380,4	341,8
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	342,5	307,7
	Proinfa	19	10	-	-	-	-	147,8	jun-04	472,0	454,8
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	378,9	365,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	321,0	291,3
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/ Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	515,3	467,7
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
	2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,1	174,3
	2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	241,3	219,0
	2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+	Vendas Bilaterais	2.960	2.464	1.921	1.122	956	649				
=	**Vendas Totais (B)**	**5.138**	**4.802**	**4.335**	**3.352**	**3.100**	**2.793**				
-	**Hedge comercial**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B)	**165**	**248**	**653**	**1.489**	**1.683**	**1.053**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2, 3]:	225,4	228,5	235,1							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[4]:	190,1	180,0	167,3							

1 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)

2 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.

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

4 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, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento – 1T26 X 1T25 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
1T26					
Receita operacional líquida	2.746	542	121	-	3.409
Custos operacionais	(1.238)	(219)	(119)	-	(1.576)
Lucro bruto	**1.508**	**323**	**2**	**-**	**1.833**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(97)	(5)	(2)	-	(104)
Outras despesas operacionais, líquidas	(2)	-	-	-	(2)
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	133	133
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.413**	**318**	**-**	**133**	**1.864**
1T25					
Receita operacional líquida	2.275	691	47	-	3.013
Custos operacionais	(984)	(342)	(46)	-	(1.372)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.291**	**349**	**1**	**-**	**1.641**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(94)	(4)	(2)	-	(100)
Outras receitas operacionais, líquidas	10	-	-	-	10
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	167	167
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.211**	**345**	**(1)**	**167**	**1.722**
Variação					
Receita operacional líquida	471	(149)	74	-	396
Custos operacionais	(254)	123	(73)	-	(204)
Lucro bruto	**217**	**(26)**	**1**	**-**	**192**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(3)	(1)	-	-	(4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(12)	-	-	-	(12)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(34)	(34)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**202**	**(27)**	**1**	**(34)**	**142**

[1] Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma consolidada e corporativa.

Receita Operacional Líquida

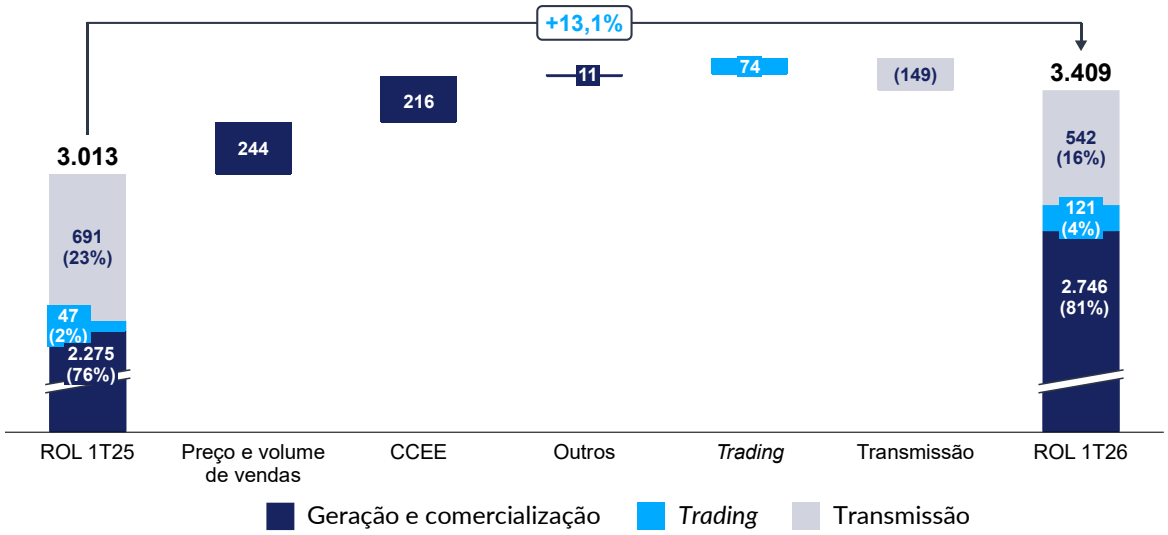
| Receita por segmento – 1T26 X 1T25 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T26				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.200	-	-	1.200
Ambiente de contratação livre[2]	1.096	-	-	1.096
Remuneração dos ativos de concessão	134	312	-	446
Transações no mercado de energia de curto prazo	239	-	-	239
Receita de construção	-	207	-	207
Operações de *trading* de energia	-	-	119	119
Receita de serviços prestados	42	21	-	63
Indenizações	11	2	-	13
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	2	2
Outras receitas	24	-	-	24
Receita operacional líquida	**2.746**	**542**	**121**	**3.409**
1T25				
Ambiente de contratação regulado	1.092	-	-	1.092
Ambiente de contratação livre	960	-	-	960
Remuneração dos ativos de concessão	151	310	-	461
Transações no mercado de energia de curto prazo	23	-	-	23
Receita de construção	-	355	-	355
Operações de *trading* de energia	-	-	47	47
Receita de serviços prestados	38	26	-	64
Outras receitas	11	-	-	11
Receita operacional líquida	**2.275**	**691**	**47**	**3.013**
Variação				
Ambiente de contratação regulado	108	-	-	108
Ambiente de contratação livre	136	-	-	136
Remuneração dos ativos de concessão	(17)	2	-	(15)
Transações no mercado de energia de curto prazo	216	-	-	216
Receita de construção	-	(148)	-	(148)
Operações de *trading* de energia	-	-	72	72
Receita de serviços prestados	4	(5)	-	(1)
Indenizações	11	2	-	13
Ganhos não realizados em operações de trading	-	-	2	2
Outras receitas	13	-	-	13
Receita operacional líquida	**471**	**(149)**	**74**	**396**

[1] Distribuidoras de energia elétrica.
[2] Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

No 1T26, a receita operacional líquida aumentou 13,1% (R$ 396 milhões) quando comparada ao 1T25, passando de R$ 3.013 milhões para **R$ 3.409 milhões**. Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 471 milhões (20,7%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R$ 74 milhões (157,4%) no segmento de *trading*; e atenuada pela (iii) redução de R$ 149 milhões (21,6%), do segmento de transmissão. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em itens específicos.

| Receita Operacional Líquida por Segmento | R$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 216,76/MWh no 1T26. Esse valor foi 1,3% superior** ao do 1T25, que foi de R$ 213,98/MWh.

Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 218,44/MWh no 1T25, para **R$ 219,78/MWh no 1T26, superior em 0,6%.**

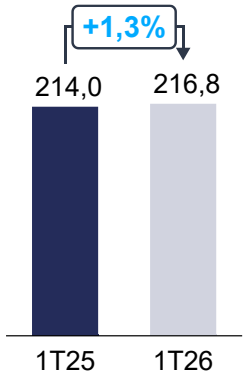
O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela elevação dos preços de mercado ao longo de 2025 e 2026, os quais impactaram positivamente as condições do mercado livre para 2026; (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes; e parcialmente atenuado (iii) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.588 GWh (4.439 MW médios) no 1T25, para **10.592 GWh (4.904 MW médios) no 1T26**, um acréscimo de 1.004 GWh (465 MW médios), ou 10,5%, entre os períodos comparados.

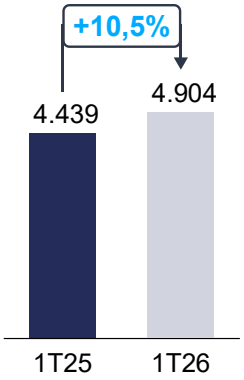
O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo volume adicional de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados, oriundo da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, ocorrida no segundo semestre de 2025, e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrida no 1T26.

As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 244 milhões na receita operacional líquida da Companhia, no trimestre.

| Preço Médio Líquido de Vendas[1] | R$/MWh



| Volume de Vendas[2] | MW médios



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

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.200 milhões no 1T26, R$ 108 milhões (9,9%) superior aos R$ 1.092 milhões auferidos no 1T25. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R$ 138 milhões em função do acréscimo de 478 GWh (221 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) reduzido em R$ 30 milhões com o decréscimo de 2,7% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da energia comercializada pelas usinas hidrelétricas adquiridas no 3T25, Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pela sazonalização das vendas. A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivada, principalmente, (i) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e atenuado (ii) pela atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras reduziu 8,3% entre os trimestres em análise.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 136 milhões (14,2%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 960 milhões no 1T25 para **R$ 1.096 milhões no 1T26**. A variação resulta do acréscimo de 4,8% no preço médio líquido de vendas (R$ 46 milhões) e pelo aumento de 526 GWh (244 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 90 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já o aumento no preço médio líquido de vendas, foi motivado principalmente, (i) pela elevação dos preços de mercado ao longo de 2025 e 2026, os quais impactaram positivamente as condições do mercado livre para 2026, conforme explicado anteriormente; e (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Remuneração dos Ativos de Concessão

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 151 milhões, no 1T25, para **R$ 134 milhões no 1T26, redução de R$ 17 milhões (11,3%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T26, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 239 milhões**, enquanto no 1T25 foi de R$ 23 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 216 milhões** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

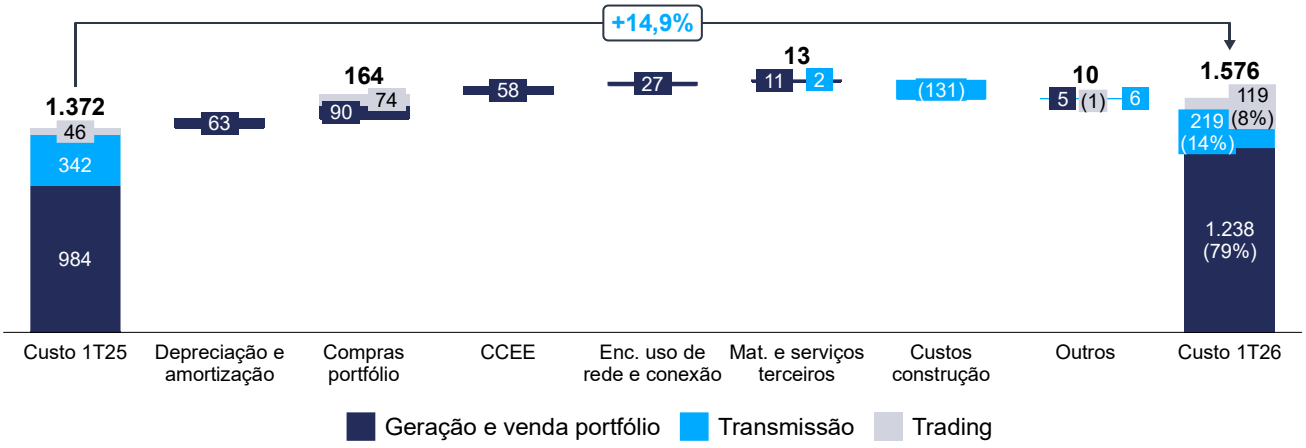
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 1T26 x 1T25 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T26				
Depreciação e amortização	372	3	-	375
Compras de energia	229	-	119	348
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	217	-	-	217
Custos de construção	-	194	-	194
Materiais e serviços de terceiros	122	10	-	132
Transações no mercado de energia de curto prazo	107	-	-	107
Pessoal	77	6	-	83
Royalties	58	-	-	58
Seguros	49	1	-	50
Outros custos operacionais, líquidos	7	5	-	12
Custos operacionais	**1.238**	**219**	**119**	**1.576**
1T25				
Depreciação e amortização	309	3	-	312
Compras de energia	139	-	45	184
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	190	-	-	190
Custos de construção	-	325	-	325
Materiais e serviços de terceiros	111	8	-	119
Transações no mercado de energia de curto prazo	49	-	-	49
Pessoal	61	2	-	63
Royalties	53	-	-	53
Seguros	34	-	-	34
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	1
Outros custos operacionais, líquidos	38	4	-	42
Custos operacionais	**984**	**342**	**46**	**1.372**
Variação				
Depreciação e amortização	63	-	-	63
Compras de energia	90	-	74	164
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	27	-	-	27
Custos de construção	-	(131)	-	(131)
Materiais e serviços de terceiros	11	2	-	13
Transações no mercado de energia de curto prazo	58	-	-	58
Pessoal	16	4	-	20
Royalties	5	-	-	5
Seguros	15	1	-	16
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(1)	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	(31)	1	-	(30)
Custos operacionais	**254**	**(123)**	**73**	**204**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 204 milhões (14,9%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.372 milhões no 1T25 para **R$ 1.576 milhões no 1T26**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 254 milhões (25,8%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R$ 73 milhões (158,7%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iii) decréscimo de R$ 123 milhões (36,0%) nos custos do segmento de transmissão.

| Evolução dos Custos Operacionais | R$ milhões



As variações do segmento de geração e venda de energia do portfólio decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

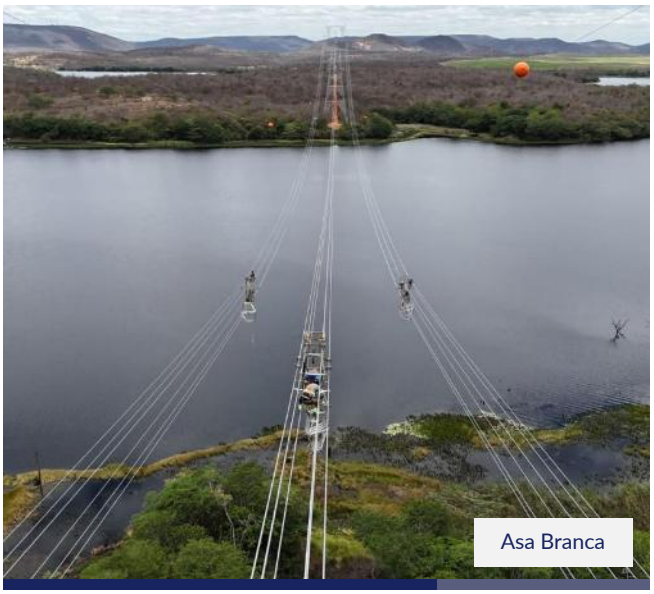
Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 63 milhões (20,4%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, concluídos ao longo de 2025 e 1T26, respectivamente; e (ii) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.
- **Compras de energia:** entre o 1T25 e o 1T26 houve aumento de R$ 90 milhões (64,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do acréscimo de 644 GWh (298 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 75 milhões) e do aumento de 7,6% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 15 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia. Já a variação do preço médio de compras reflete a elevação dos preços de fechamento de mês devido ao aumento do PLD médio entre os trimestres comparados e a atualização monetária dos contratos de longo prazo.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 27 milhões (14,2%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, (i) da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 11 milhões (9,9%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 58 milhões (118,4%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

Os demais custos deste segmento não apresentaram variações relevantes entre os trimestres em análise.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Asa Branca

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com sua energização completa, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024. Em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto. Adicionalmente, em 26 de novembro de 2025, a Companhia obteve autorização do ONS para início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, do Sistema de Transmissão Asa Branca, representando 33% da RAP do projeto.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 323 milhões positivos no 1T26, redução de R$ 26 milhões (7,4%), em relação ao mesmo trimestre de 2025, cujo valor foi de R$ 349 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito negativo de R$ 17 milhões (5,5%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R$ 148 milhões e R$ 131 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do cronograma das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) do aumento de R$ 8 milhões no custo e redução de R$ 5 milhões na receita de O&M respectivamente, resultando em um impacto negativo de R$ 13 milhões; e (ii) atenuado pelo acréscimo R$ 2 milhões (0,6%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo maior saldo nominal e pela redução dos índices inflacionários entre os trimestres comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T26 foi de R$ 225 milhões, (R$ 186 milhões no 1T25), sendo R$ 204 milhões (R$ 160 milhões no 1T25) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 21 milhões (R$ 26 milhões no 1T25) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	1T26	1T25	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	225	186	39
Custos operacionais	(22)	(14)	(8)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(5)	(4)	(1)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	2	-	2
Ebitda regulatório de transmissão	**200**	**168**	**32**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia atua no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de realizar o fechamento das operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O resultado bruto entre os trimestres em análise variou positivamente em R$ 1 milhão, motivado pelo aumento de R$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado, atenuado pelo impacto negativo de R$ 2 milhões nas transações de curto prazo.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas ao PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — Generation Scaling Factor), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

| Resultado Líquido das Operações de Curto Prazo | R$ milhões

	Geração
1T26	
Receita operacional líquida	239
Custos operacionais	(107)
Resultado líquido	**132**
1T25	
Receita operacional líquida	23
Custos operacionais	(49)
Resultado líquido	**(26)**
Variação	
Receita operacional líquida	216
Custos operacionais	(58)
Resultado líquido	**158**

No 1T26 e no 1T25, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 132 milhões** e negativos R$ 26 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 158 milhões entre os períodos comparados**, sendo proveniente do resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinado com o aumento do PLD; (ii) efeito positivo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica superior ao registrado no ano anterior e o consequente aumento do valor a ser reembolsado pelos demais agentes do MRE; atenuado (iii) pelo impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 107,7% no 1T25 para 92,0% no 1T26); e (iv) pelos efeitos da variação negativa nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

Em dezembro de 2025, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2026 em R$ 785,24/MWh e R$ 57,31/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	1T26	1T25	Variação
Sul	359,40	161,87	122,0%
Sudeste/Centro-Oeste	310,54	160,10	94,0%
Nordeste	289,80	58,91	391,9%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 4 milhões (4,0%) entre o 1T26 e o 1T25. As variações nos trimestres analisados decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no montante de R$ 3 milhões, o qual foi impactado, substancialmente, pelo aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

A Companhia possui 17,5% de participação societária direta na TAG. O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos trimestres em análise é composto pelos seguintes itens:

	1T26		1T25	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.074	363	2.340	410
Custos dos serviços prestados	(611)	(107)	(606)	(106)
Lucro bruto	**1.463**	**256**	**1.734**	**304**
Despesas gerais e administrativas	(69)	(12)	(43)	(8)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.394**	**244**	**1.691**	**296**
Resultado financeiro	(451)	(79)	(494)	(86)
Lucro antes dos impostos	**943**	**165**	**1.197**	**210**
Imposto de renda e contribuição social	(180)	(32)	(244)	(43)
Lucro líquido da TAG	**763**	**133**	**953**	**167**

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do Ebitda da TAG, apresentamos a tabela abaixo:

	1T26		1T25	
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.394**	**244**	**1.691**	**296**
Depreciação e amortização	179	31	184	32
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda[1]	**1.723**	**301**	**2.025**	**354**
Margem Ebitda	**83,1%**		**86,5%**	

[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T25 e o 1T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 34 milhões (20,4%), passando de R$ 167 milhões para R$ 133 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do decréscimo do lucro líquido da TAG.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) da queda na receita com a Malha Nordeste, decorrente da ausência de definição da receita máxima permitida (será recalculada após a homologação da revisão tarifária); (ii) da diminuição tarifária com reajustes atrelados ao dólar e a inflação; atenuados pelo (iii) decréscimo do resultado financeiro; (iii.i) pela retração de juros sobre a dívida; e (iii.ii) parcialmente compensada pelo recuo da receita de juros sobre aplicações; e (iv) pela diminuição de IR e CSLL devido a reconhecimento de IR e CSLL diferido sobre provisões regulatórias.

| Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de março de 2026 e 31 de dezembro de 2025 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/03/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	**3.295**	**2.530**
Caixa e equivalentes de caixa	1.875	655
Contas a receber de clientes	1.281	1.706
Outros ativos circulantes	139	169
Ativo não circulante	**28.350**	**28.269**
Depósitos vinculados	786	460
Outros ativos não circulantes	157	162
Imobilizado	24.652	24.892
Intangível	2.755	2.755
Total	**31.645**	**30.799**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.083**	**2.888**
Instrumentos de dívida	1.913	2.004
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	48	73
Outros passivos circulantes	1.122	811
Passivo não circulante	**21.404**	**21.844**
Instrumentos de dívida	14.476	14.936
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	153	210
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.155	5.933
Outros passivos não circulantes	620	765
Patrimônio líquido	**7.158**	**6.067**
Total	**31.645**	**30.799**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 1T26 x 1T25 | R$ milhões

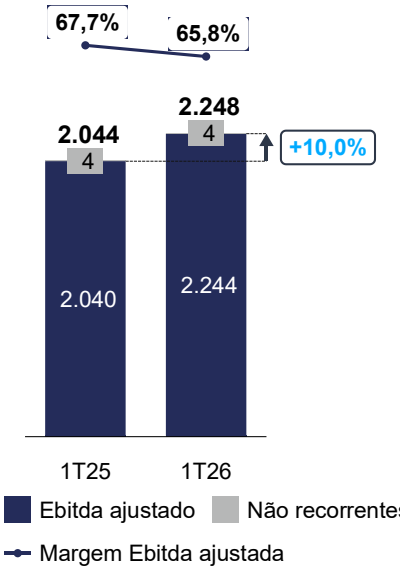
	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
1T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.413	318	-	133	1.864
Depreciação e amortização	381	3	-	-	384
Ebitda[1]	**1.794**	**321**	**-**	**133**	**2.248**
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	**1.790**	**321**	**-**	**133**	**2.244**
Margem Ebitda ajustada	**65,2%**	**59,2%**	**-**	**-**	**65,8%**
1T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.211	345	(1)	167	1.722
Depreciação e amortização	319	3	-	-	322
Ebitda	**1.530**	**348**	**(1)**	**167**	**2.044**
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	**1.526**	**348**	**(1)**	**167**	**2.040**
Margem Ebitda ajustada	**67,1%**	**50,4%**	**(2,1%)**	**-**	**67,7%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	202	(27)	1	(34)	142
Depreciação e amortização	62	-	-	-	62
Ebitda	**264**	**(27)**	**1**	**(34)**	**204**
Ebitda ajustado	**264**	**(27)**	**1**	**(34)**	**204**
Margem Ebitda ajustada	**(1,9 p.p.)**	**8,8 p.p.**	**2,1 p.p.**	**-**	**(1,9 p.p.)**

[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T26 e o 1T25, o **Ebitda ajustado aumentou** R$ 204 milhões (10,0%), passando de R$ 2.040 milhões no 1T25 para **R$ 2.244 milhões no 1T26**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R$ 264 milhões (17,3%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iii) R$ 1 milhão (100,0%) oriundos do segmento de *trading* de energia. Esses efeitos foram atenuados pelos **efeitos negativos** de (i) R$ 34 milhões (20,4%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (ii) R$ 27 milhões (7,8%) de redução no resultado do segmento de transmissão de energia.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R$ 244 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (ii) R$ 158 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iii) R$ 7 milhões relativos aos demais custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (iv) aumento de R$ 90 milhões nas compras de energia; (v) aumento de R$ 27 milhões com encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) diminuição de R$ 17 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessões; e (vii) aumento de R$ 11 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros.

|Ebitda Ajustado[1] | R$ milhões



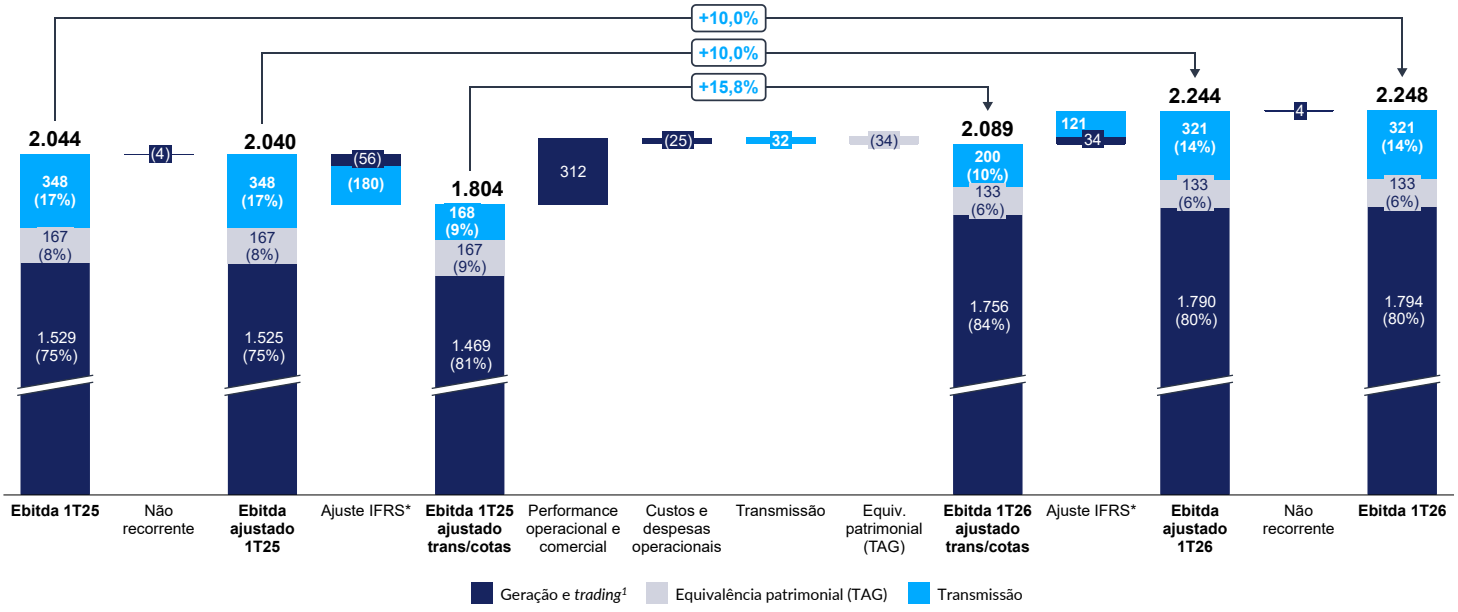
[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

Adicionalmente, no 1T26, o Ebitda ajustado foi impactado negativamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 17 milhões de decréscimo na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção; (ii) queda de R$ 13 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e atenuado pelo (iii) acréscimo de R$ 2 milhões pelo aumento na remuneração dos ativos de concessão.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, bem como com os impactos de ajustes regulatórios de transmissoras e cotistas, apresentamos a tabela abaixo:

(em R$ milhões)	1T26	1T25	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	792	826	4,1
(+) Imposto de renda e contribuição social	245	273	(10,3)
(+) Resultado financeiro	827	623	32,7
(+) Depreciação e amortização	384	322	19,3
Ebitda	**2.248**	**2.044**	**10,0**
Efeitos não recorrentes			
(+) Alienação de subsidiária	(4)	(4)	-
Ebitda ajustado	**2.244**	**2.040**	**10,0**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(321)	(348)	(7,8)
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	200	168	19,0
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(224)	(231)	(3,0)
Ebitda regulatório cotistas	190	175	8,6
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**2.089**	**1.804**	**15,8**

| Evolução do Ebitda | R$ milhões



* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).
[1] Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	1T26	1T25	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	148	115	33
Outras receitas financeiras	37	28	9
Total receitas financeiras	**185**	**143**	**42**
Dívida:			
Juros	(549)	(287)	(262)
Atualização monetária	(266)	(291)	25
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(40)	24	(64)
Total despesas financeiras	**(855)**	**(554)**	**(301)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(41)	(91)	50
Atualização a valor presente	(116)	(121)	5
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(157)**	**(212)**	**55**
Resultado financeiro	**(827)**	**(623)**	**(204)**

Receitas financeiras: no 1T26, as receitas financeiras atingiram R$ 185 milhões, R$ 42 milhões ou 29,4% acima dos R$ 143 milhões auferidos no 1T25, substancialmente, pelo aumento de R$ 33 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo crescimento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T26 foram de R$ 855 milhões, isto é, R$ 301 milhões ou 54,3% acima das registradas no 1T25, que foram de R$ 554 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 237 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R$ 262 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões das 14ª, 15ª e 16ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em março de 2025, julho de 2025 e fevereiro de 2026 respectivamente; atenuado pela (ii) redução de R$ 25 milhões relativos à atualização monetária pela redução do IPCA entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros sobre a dívida registrados no resultado, houve uma redução de R$ 119 milhões (84,5%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 55 milhões (25,9%), atingindo R$ 157 milhões no 1T26 em contrapartida aos R$ 212 milhões no 1T25, em virtude, principalmente, do decréscimo de R$ 50 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM.

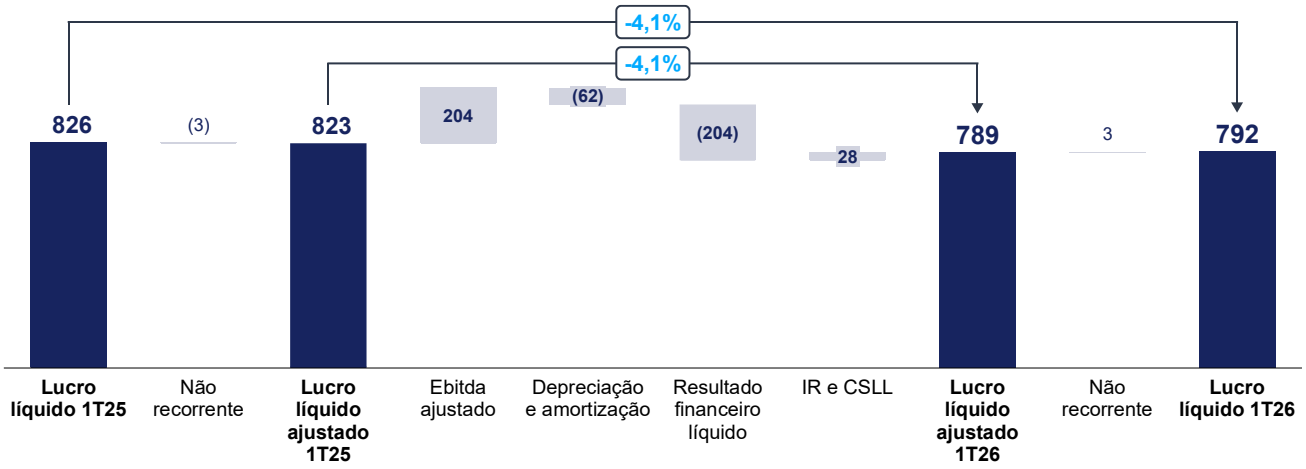
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL no 1T26 foi de R$ 245 milhões**, variação de R$ 28 milhões (10,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2025, o qual foi de R$ 273 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro.

Lucro Líquido

O lucro líquido ajustado do 1T26 foi de R$ 789 milhões, R$ 34 milhões ou 4,1% abaixo dos R$ 823 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 204 milhões no Ebitda ajustado; (ii) redução de R$ 28 milhões do imposto de renda e da contribuição social; parcialmente atenuados pelo (iii) efeito negativo de R$ 204 milhões do resultado financeiro líquido e (iv) o aumento de R$ 62 milhões da depreciação e amortização.

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

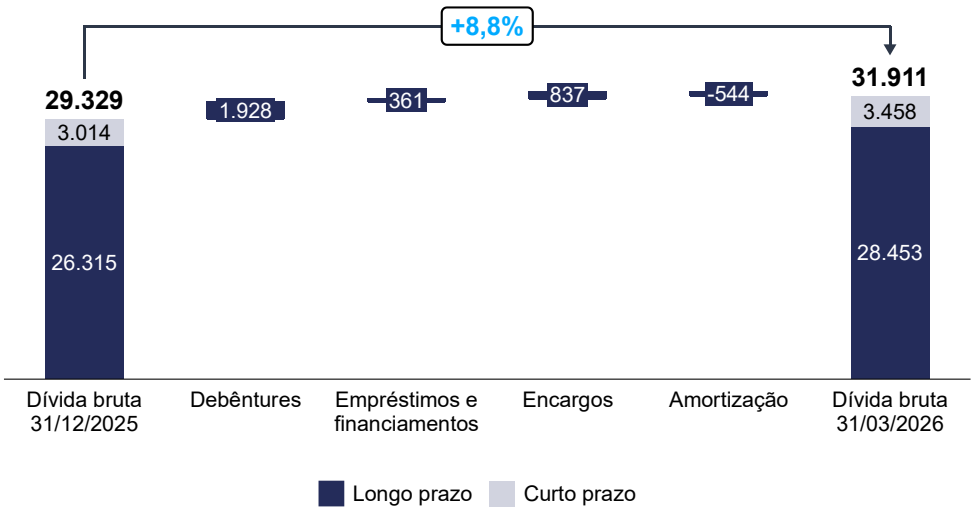


Endividamento

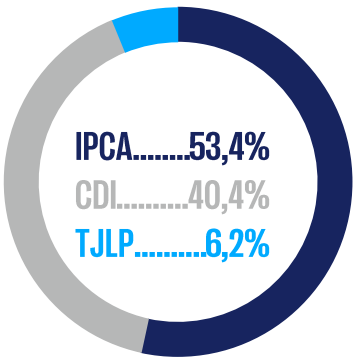
Em 31 de março de 2026, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 31.911 milhões — aumento de 8,8%** (R$ 2.582 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2025. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 1T26 era de **7,2 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T26: (i) R$ 1.928 milhões de emissão de debêntures; (ii) R$ 361 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos para construção de novos projetos; (iii) geração de R$ 837 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 544 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

| Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



| Composição da Dívida



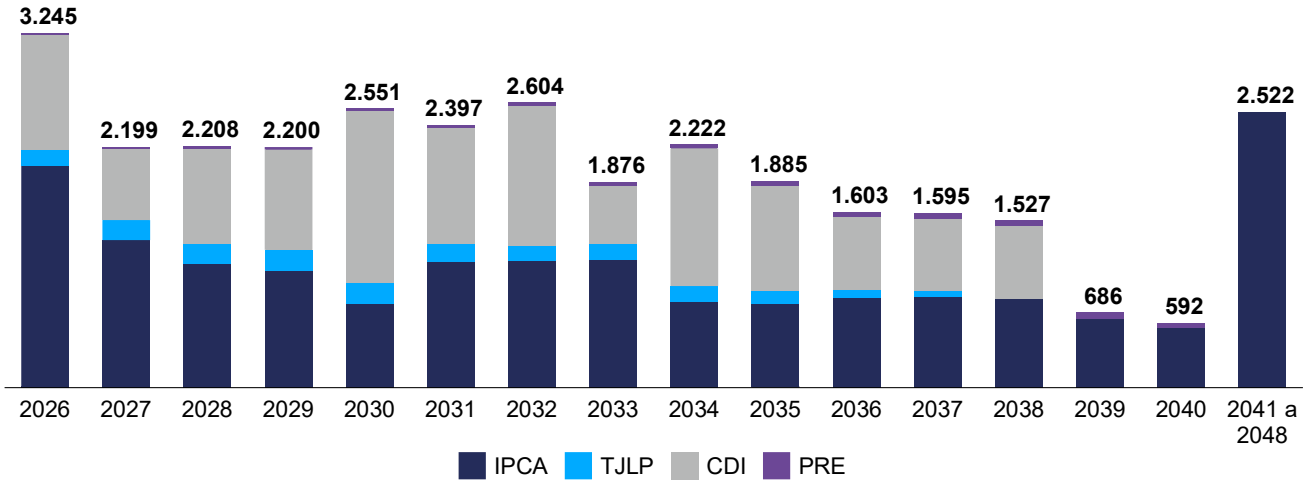
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T26 foi 11,3% — equivalente a IPCA + 6,9% — 0,3 p.p. acima do registrado no fim do 1T25 (11,6% — equivalente a IPCA + 5,8%).

Em 31 de março de 2026, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 24.984 milhões, redução de 2,1%** em relação ao registrado no 4T25.

Dívida Líquida

(em R$ milhões)	31/03/2026	31/12/2025	Var. %
Dívida bruta	31.690	29.149	8,7
Resultado de operações de *hedge*	221	181	22,4
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(461)	(457)	0,9
Caixa e equivalentes de caixa	(6.465)	(3.359)	92,5
Dívida líquida total	**24.984**	**25.514**	**(2,1)**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,2X**	**3,3X**	

Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



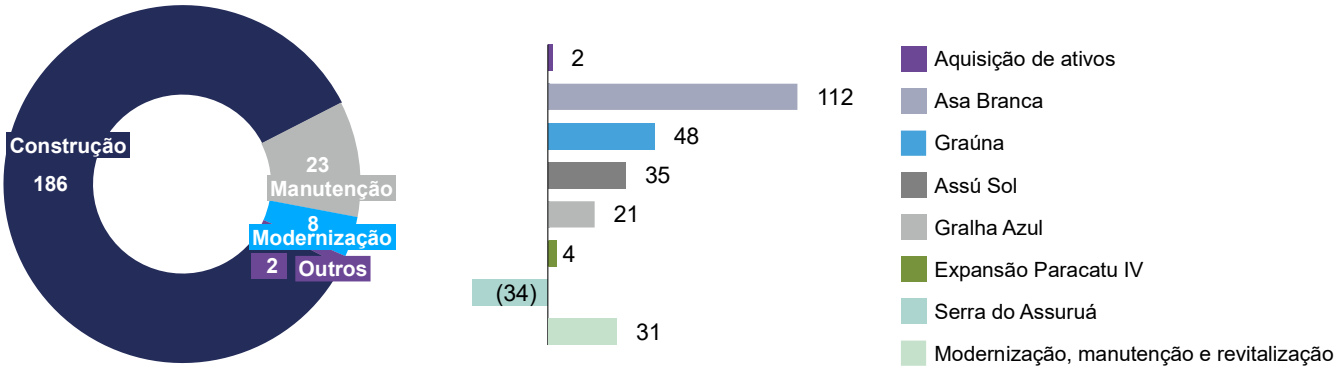
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T26 alcançaram R$ 219 milhões, dos quais: (i) R$ 2 milhões pagos como complemento na aquisição do projeto Assú Sol; (ii) R$ 186 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 112 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 48 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 35 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 21 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, -R$ 34 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, resultado dos ajustes de adiantamentos e provisões incorridas durante a implantação do parque e R$ 4 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (iii) R$ 23 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iv) R$ 8 milhões em projetos de modernização: R$ 6 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 1 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e R$ 1 milhão na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T26 alcançaram R$ 219 milhões.



Investimentos 1T26 | R$ milhões



Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

A ENGIE possui a ambição de liderar o processo de transição carbono neutro em todo o mundo, apoiando nossos clientes em suas trajetórias de redução de emissões e associando às ofertas diferenciais socioambientais, induzindo o desenvolvimento sustentável com impactos positivos locais e globais. Por meio de nossos Objetivos Estratégicos de Sustentabilidade de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio “Pessoas, Planeta e Performance”.

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de março de 2026, das 145 usinas instaladas em 14 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 64,4% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO_2 em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência); e ii) atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

Alinhados a esses compromissos, a ENGIE Brasil Energia estabeleceu um programa específico para contribuição com esses objetivos. Intitulado "Jornada pelo Clima", é baseado em metas científicas que visa a descarbonização de todas as atividades da Companhia, o que também envolve a cadeia de valor. Baseado em três pilares - Gestão, Mitigação e Adaptação -, dele derivam as **metas e compromissos da Companhia no Brasil, com destaque para**:

- **Reduzir a intensidade de emissões (escopo 1, 2 e 3) em 30% até 2025 e 56% até 2030;**
- **Ampliação da capacidade em energia renovável;**
- **Ter 100% dos ativos cobertos por planos de adaptação climática até 2030;**
- **Engajar 100% dos principais fornecedores ofensores do escopo 3 a definirem metas alinhadas à ciência até 2030.**

Destaques do Trimestre



- A ENGIE Brasil Energia obteve a classificação máxima "A" em três critérios de análise no CDP 2025 – **mudanças climáticas, segurança hídrica e engajamento de fornecedores**. O CDP opera o único sistema independente de divulgação ambiental do mundo e avalia milhares de empresas todos os anos. Obter o conceito 'A' reafirma a posição da ENGIE entre os líderes globais em direção à resiliência ambiental e climática.
- A Companhia também obteve importante reconhecimento no **S&P Global Sustainability Yearbook 2026,** publicação que reúne as empresas com melhor desempenho em sustentabilidade no mundo. Essa seleção é resultado do *Corporate Sustainability Assessment* (CSA), uma das avaliações mais rigorosas de práticas ambientais, sociais e de governança (ESG) no mercado global. Neste ano, 8.551 empresas de 59 setores participaram do processo. No setor de Electric Utilities, no qual a Companhia se enquadra, foram 210 empresas avaliadas – a ENGIE Brasil Energia obteve o **quinto melhor desempenho global**, o que a colocou no TOP 5%.
- O Prêmio **Expressão Ecologia**, promovido pela Editora Expressão, reconheceu a ENGIE Brasil Energia na categoria "Gestão Ambiental" pelo projeto **"Jornada pela Natureza".**
- Em fevereiro, a ENGIE Brasil Energia, por meio do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, entregou à **Comunidade Remanescente Quilombola de Bela Vista Piató** uma escola nova, moderna e acessível. A obra integra o Plano de Ação Quilombola (PAQ) da ENGIE firmado com a comunidade, e soma-se a outras iniciativas já realizadas no âmbito do Plano, como a conclusão da reforma do acesso da comunidade, doação de um trator e implementos agrícolas, cursos de capacitação quilombola e a construção de uma caixa d'água com capacidade para 40 mil litros, ampliando a segurança hídrica da comunidade. Além disso, estão em fase final de conclusão, uma nova Unidade Básica de Saúde, uma cozinha comunitária ampliada e uma quadra poliesportiva, fortalecendo a infraestrutura local e promovendo mais qualidade de vida para os moradores.
- A ENGIE Brasil realizou a **entrega de equipamentos** e projetos executivos ao Instituto Água e Terra (IAT) durante evento no Paraná, como parte do programa **Investe Parques Paraná**. Foram destinados 33 quadriciclos, 28 televisores com suportes, 3 embarcações Pontoons e projetos de revitalização para o Parque Estadual Salto São Francisco da Esperança, totalizando R$ 4,3 milhões em investimentos. A iniciativa **fortalece a operação das Unidades de Conservação,** amplia a infraestrutura para atendimento ao público e reafirma o compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável no estado.

- No entorno da recém adquirida Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, no Amapá, a Companhia já efetua investimentos sociais relevantes, em linha com suas políticas de Investimento Social Privado e geração de valor compartilhado. Foram cerca de R$ 400 mil em dois projetos sociais - "Preparando para o Futuro" e "Futebol de Rua pela Educação XV 3.0", selecionados pelo Edital de Recursos Incentivados. Ao todo, 265 crianças e adolescentes serão beneficiados.



Projeto Futebol de Rua pela Educação XV 3.0

- Em março, a ENGIE Brasil Energia promoveu, um evento dedicado à inovação corporativa, reunindo representantes de diversas áreas técnicas e usinas na sede da Companhia, em Florianópolis. O encontro abordou temas estratégicos como inteligência artificial, criatividade, parcerias e políticas de incentivo à inovação, reforçando a cultura inovadora da empresa. A programação foi encerrada com a premiação de colaboradores que se destacaram por iniciativas de inovação implementadas no último ano.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 1T26 e 1T25.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 1T26	Desempenho 1T25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e/MWh$	0,0008	0,0019	-57,4%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	3,0	7,1	-57,7%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	10.130,6	21.365,2	-52,6%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,011	0,015	-29,9%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	10.696	13.689	-21,9%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,140	0,450	0,69 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	3,190	0,000	3,19 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,900	0,520	0,38 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	54,2%	80,0%	-25,8 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,2%	1,0%	1,2 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,0%	0,4%	0,6 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	1.414.514	1.024.000	38,1%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	2.550.290	1.504.000	69,6%
G	Investimento em Inovação[2]	R$	11.744.763	12.884.619	-8,8%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.312	1.198	9,5%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	80,6%	83,0%	-2,3 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,7%	32,2%	-0,5 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,3%	67,8%	0,5 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,4%	33,8%	-2,4 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	68,6%	66,2%	2,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	4,9%	-0,1 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.

Mercado de Capitais

A ENGIE Brasil Energia integra mais de dez índices do mercado brasileiro. Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e são negociadas sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Em 5 de novembro de 2025, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o **aumento de capital com emissão de 326.371.096 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação**, no dia 1 de dezembro de 2025, na proporção de 1 nova ação para cada 2,5 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

Desempenho das Ações – EGIE3

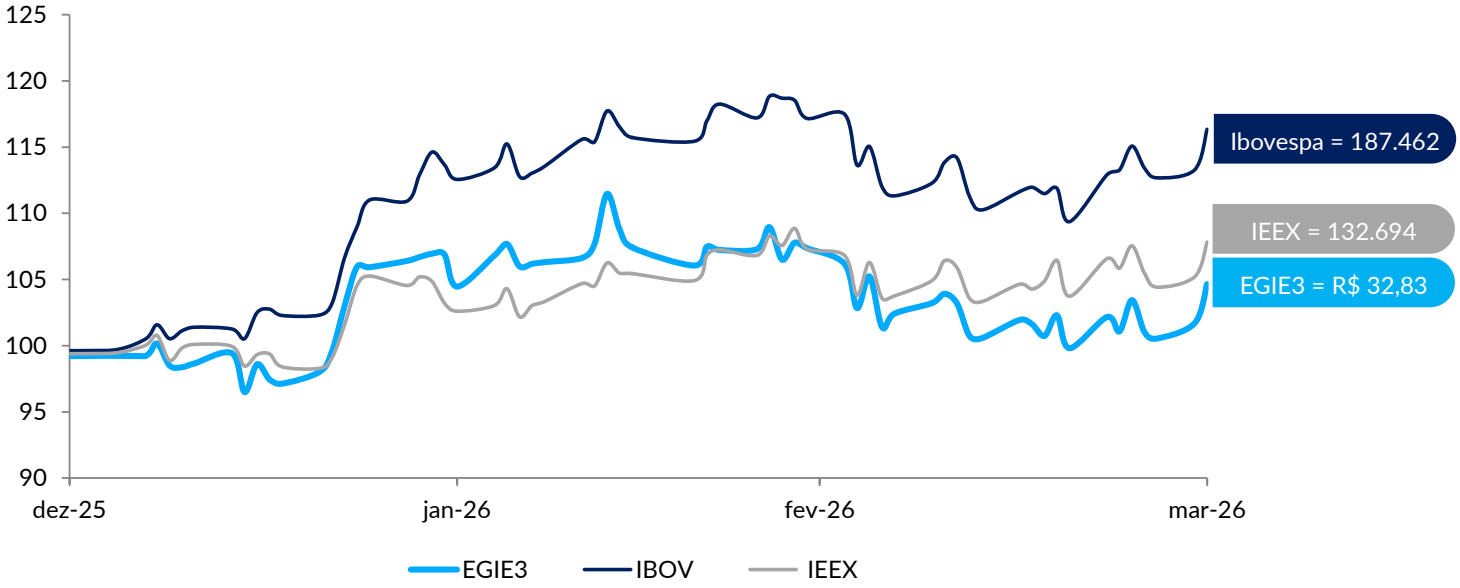
No primeiro trimestre de 2026, o Ibovespa se destacou como um dos melhores desempenhos do mercado financeiro global, avançando 16,3%, seu melhor resultado trimestral desde 2020, impulsionado por forte rotação de ativos, entrada de capital estrangeiro e percepção de valor relativo das ações brasileiras. O índice figurou entre os de melhor performance global mesmo em meio à elevada aversão ao risco causada por tensões geopolíticas, especialmente o conflito no Oriente Médio. De modo geral, o mercado financeiro brasileiro mostrou resiliência e atratividade, beneficiando-se tanto de fatores domésticos – como o início do ciclo de redução da taxa de juros –, quanto da realocação global de recursos em direção aos mercados emergentes.

No 1T26, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 4,6%. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) apresentou desempenho positivo de 7,8% e o Ibovespa cresceu 16,3%, encerrando o trimestre em 187.462 pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 62,6 milhões no 1T26, 14,6% acima do registrado no 1T25, quando atingiu R$ 54,6 milhões.

No último pregão de março de 2026, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 32,83/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 37,5 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31/12/2025)



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2026	31/12/2025
Ativo Circulante	**9.983.643**	**6.911.102**
Caixa e equivalentes de caixa	6.465.375	3.358.552
Contas a receber de clientes	1.386.348	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social	432.965	517.755
Dividendos a receber	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	70.713	87.914
Depósitos vinculados	51.030	46.723
Ativo financeiro de concessão	418.947	414.211
Ativo de contrato	784.226	783.178
Outros ativos circulantes	369.450	375.519
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**48.711.639**	**48.401.807**
Realizável a Longo Prazo	**13.716.030**	**13.309.044**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	72.809	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	27.661	28.497
Depósitos vinculados	491.310	486.458
Depósitos judiciais	97.100	92.677
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	33.451	36.899
Ativo financeiro de concessão	3.190.774	3.160.294
Ativo de contrato	9.019.538	8.710.991
Outros ativos não circulantes	783.387	748.905
Investimentos	**1.346.088**	**1.155.320**
Imobilizado	**27.961.448**	**28.182.030**
Intangível	**5.302.281**	**5.369.554**
Direito de uso de arrendamentos	**385.792**	**385.859**
Total	**58.695.282**	**55.312.909**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2026	31/12/2025
Passivo Circulante	**6.497.774**	**6.158.138**
Fornecedores	874.296	916.391
Dividendos e juros sobre o capital próprio	121.519	121.521
Empréstimos e financiamentos	1.429.372	1.419.136
Debêntures	1.855.808	1.522.823
Ações preferênciais resgatáveis	41.412	22.873
Arrendamentos a pagar	52.437	49.492
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	841.528	835.932
Imposto de renda e contribuição social a pagar	166.045	204.438
Outras obrigações fiscais e regulatórias	110.394	165.011
Obrigações trabalhistas	202.966	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	69.146	87.336
Provisões	5.843	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	41.389	39.746
Outros passivos circulantes	685.619	606.226
Passivo Não Circulante	**37.399.068**	**35.240.278**
Empréstimos e financiamentos	14.026.963	13.753.916
Debêntures	13.869.498	11.963.481
Ações preferênciais resgatáveis	466.811	466.375
Arrendamentos a pagar	385.014	380.960
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.289.555	4.356.835
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	24.645	26.674
Provisões	747.838	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	208.790	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.799.536	2.762.822
Outros passivos não circulantes	580.418	610.594
Patrimônio Líquido	**14.798.440**	**13.914.493**
Capital social	6.863.707	6.863.707
Reserva de capital	(156.743)	(176.543)
Reservas de lucros	5.687.275	5.682.218
Dividendos adicionais propostos	525.890	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	(71.225)	(137.544)
Lucros acumulados	752.095	-
Participação de acionista não controlador	1.197.441	1.156.765
Total	**58.695.282**	**55.312.909**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	1T26	1T25	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.408.657**	**3.013.069**	**13,1**
Custos Operacionais	**(1.575.153)**	**(1.372.321)**	**14,8**
Compras de energia	(348.256)	(184.858)	88,4
Transações no mercado de energia de curto prazo	(107.336)	(49.414)	117,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(216.502)	(190.287)	13,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(57.890)	(52.776)	9,7
Pessoal	(82.994)	(63.374)	31,0
Materiais e serviços de terceiros	(132.019)	(118.703)	11,2
Depreciação e amortização	(374.573)	(311.651)	20,2
Seguros	(49.681)	(34.369)	44,6
Constituição de provisões operacionais, líquida	(14.462)	(1.733)	734,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(193.860)	(325.418)	-40,4
Outros	2.420	(39.738)	-106,1
Lucro Bruto	**1.833.504**	**1.640.748**	**11,7**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(101.475)**	**(85.251)**	**19,0**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(103.872)	(99.696)	4,2
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	3.919	4.313	-9,1
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(1.522)	10.132	-115,0
Resultado de Participações Societárias	**133.418**	**166.779**	**-20,0**
Equivalência patrimonial	133.418	166.779	-20,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.865.447**	**1.722.276**	**8,3**
Resultado Financeiro	**(827.264)**	**(623.395)**	**32,7**
Receitas financeiras	185.216	143.284	29,3
Despesas financeiras	(855.180)	(553.940)	54,4
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(157.300)	(212.739)	-26,1
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.038.183**	**1.098.881**	**-5,5**
Imposto de renda	(173.596)	(195.898)	-11,4
Contribuição social	(72.529)	(76.634)	-5,4
Lucro Líquido do Exercício	**792.058**	**826.349**	**-4,1**
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	751.482	768.703	-2,2
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	40.576	57.646	-29,6
Número de Ações Ordinárias	**1.142.298.836**	**1.142.298.836**	
Lucro Líquido por Ação	**0,6579**	**0,6729**	**-2,2**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	3M26	3M25
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.038.183	1.098.881
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(133.418)	(166.779)
Depreciação e amortização	384.320	321.925
Juros e variação monetária	807.400	590.883
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	157.300	212.739
Alienação de subsidiária	(3.919)	(4.313)
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	48	(64.555)
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(133.728)	(150.602)
Remuneração de ativo de contrato	(311.888)	(309.572)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	(2.182)	800
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(206.576)	(355.105)
Perdas por ineficiência na construção	4.553	-
Outros	15.565	46.551
Lucro Ajustado	**1.615.658**	**1.220.853**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(62.518)	67.213
Crédito de imposto de renda e contribuição social	90.214	(39.119)
Depósitos vinculados e judiciais	(8.340)	(14.479)
Ativo financeiro de concessão	98.512	93.129
Ativo de contrato	204.316	160.257
Outros ativos	21.534	52.397
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(89.991)	(69.087)
Obrigações fiscais e regulatórias	(58.131)	11.456
Obrigações trabalhistas	41.590	20.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(12.460)	(11.906)
Outros passivos	(326)	(31.678)
Caixa Gerado pelas Operações	**1.840.058**	**1.459.874**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(343.399)	(265.458)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(222.645)	(324.490)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**1.274.014**	**869.926**
Atividades de Investimento	**(215.873)**	**(786.243)**
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	15.750	157.500
Aquisição de subsidiárias	-	16.320
Aplicação no imobilizado e no intangível	(14.489)	(755.308)
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(1.810)	(489)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	3.919	4.313
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(218.984)	(208.385)
Outros	(259)	(194)
Atividades de Financiamento	**2.048.682**	**1.532.198**
Ingresso de instrumentos de dívida	2.289.344	1.955.869
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(200.680)	(151.668)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(50.911)	(250.398)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	10.929	(21.605)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3.106.823**	**1.615.881**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.358.552	3.958.758
Saldo final	6.465.375	5.574.639
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3.106.823**	**1.615.881**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	15.750	612.500
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	-	4.290
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	2	-
ICMS sobre venda de energia elétrica	(294)	1.116
Crédito de imposto de renda e contribuição social	-	3.051
Fornecedores de imobilizado e intangível	38.513	(121.635)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	(48.971)

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

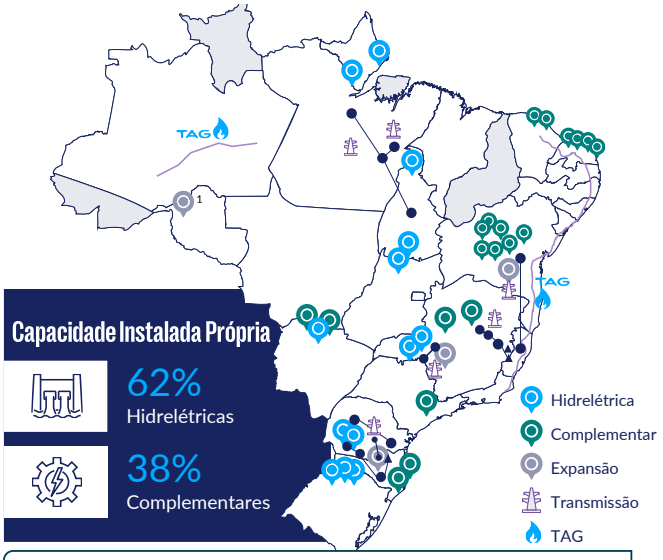
FACT SHEET 1T26

Visão Geral

A ENGIE Brasil Energia é uma plataforma de investimentos em infraestrutura em energia, atuante nas atividades de geração, comercialização, *trading* e transmissão, além de transporte de gás natural, por meio da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, em conjunto com outros sócios. Como produtora privada de energia 100% renovável, implanta e opera empreendimentos de fontes renováveis, como hidrelétricas, usinas eólicas, fotovoltaicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Trabalha com transparência, disciplina financeira, respeito ao meio ambiente, apoio às comunidades e foco na eficiência operacional como possibilitadores do crescimento em longo prazo.

Em 31.03.2026, seu valor de mercado era de R$ 37,5 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **11.266 MW**, composta por **145 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 132 complementares: uma a biomassa, 88 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 41 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral e Graúna e Asa Branca em operação parcial.

Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia

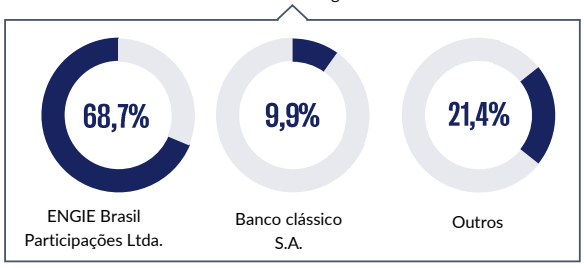


Capacidade instalada própria de geração de energia de **11.266 MW (5.377 MWm), 3.205 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

Composição Acionária

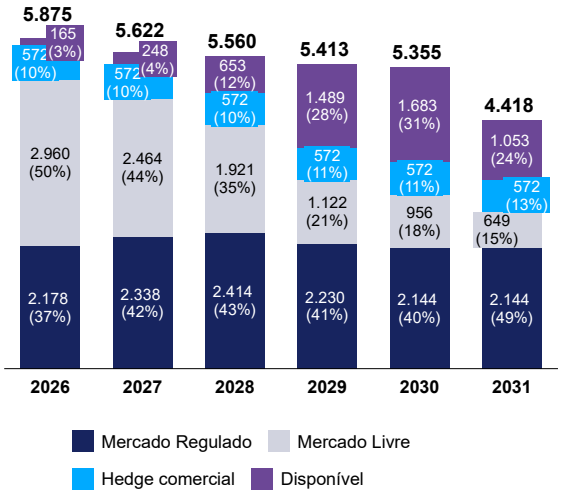
A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo francês ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em cerca de 30 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural e serviços de energia com capacidade instalada de cerca de **100 GW** em energia elétrica, a ENGIE detém **68,7%** da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.

ENGIE Brasil Energia S.A.



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 31/12/2025*



EGIE B3 LISTED NM IBOVESPA B3 IEE B3 ITAG B3

ANEXO 5

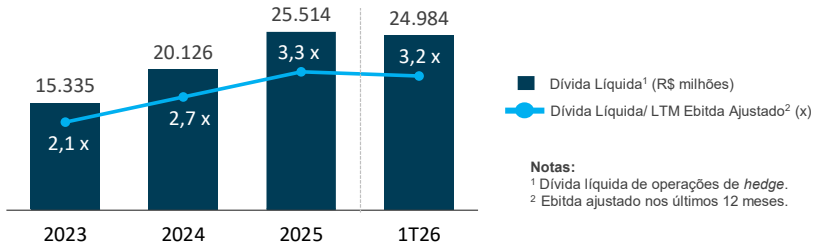
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1T26

Consolidado (em R$ milhões)	1T26	1T25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.409	3.013	13,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.865	1.722	8,3%
Ebitda ajustado [1]	2.244	2.040	10,0%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	2.089	1.804	15,8%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	65,8	67,7	-1,9 p.p.
Lucro Líquido ajustado	789	823	-4,1%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	19,0	25,8	-6,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	13,9	16,2	-2,3 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	5.840	5.389	8,4%
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.904	4.439	10,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	216,76	213,98	1,3%
Número de Empregados - Total	1.348	1.247	8,1%

Notas:
[1] *Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + impairment + não recorrentes.*
[2] *Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.*
[3] *ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.*
[4] *ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL)*
[5] *Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.*
[6] *Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).*
[7] *Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.*

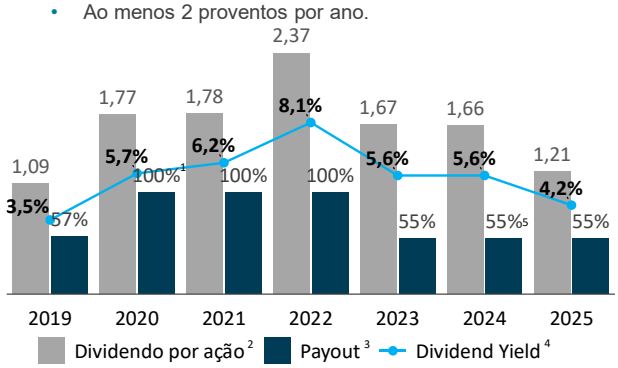
Endividamento (R$ milhões)



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

Política de Dividendos

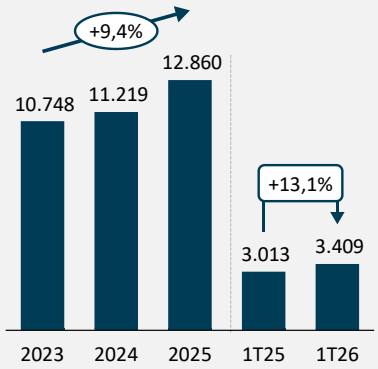
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



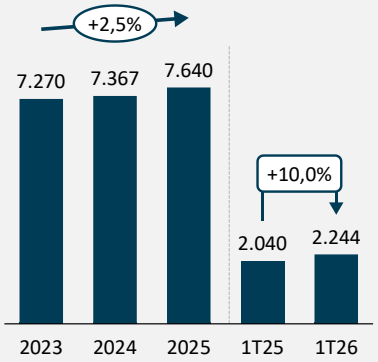
Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
3 Considera o lucro líquido 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).

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

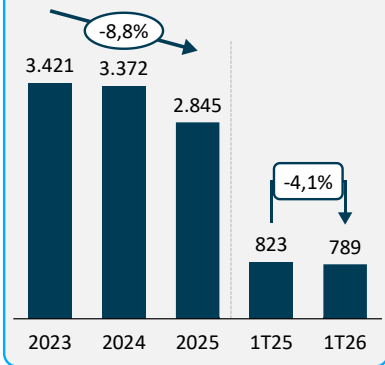
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



Relações com Investidores
Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – CEP 88025-255 Florianópolis – SC
Fone: (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores / ri.BREnergia@engie.com



www.engie.com.br