EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

RELEASE DE RESULTADOS 2T26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Videoconferência de resultados

06/08/2026 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), 05 de agosto de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e período de 6 meses, encerrado em 30 de junho de 2026 (2T26/6M26). 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

ENGIE Brasil Energia conclui *follow-on* de R$ 8,4 bilhões e assume participação na Jirau Energia.

Destaques

Receita operacional líquida
R$ 3.511 milhões
(+13,8% ante 2T25).

Ebitda ajustado[2]
R$ 2.179 milhões
(+16,8% ante 2T25).

Lucro líquido ajustado
R$ 694 milhões
(+23,0% ante 2T25).

Preço médio dos contratos de venda de energia
R$ 208,3/MWh
líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading* (-4,0% ante 2T25).

Energia vendida
10.597 GWh
(**4.852 MW médios**)
sem considerar as operações de *trading* (+14,1% ante 2T25).

A Companhia reconheceu a adesão ao mecanismo legal de repactuação do passivo de **Uso de Bem Público (UBP),** referente às obrigações futuras associadas às usinas hidrelétricas Cana Brava e Ponte de Pedra. O pagamento de R$ 2,23 bilhões finalizou em 20 de julho de 2026.

O Conselho de Administração aprovou a proposta de **incorporação**, pela Companhia, da sua controlada integral **Companhia Energética do Jari - CEJA**. A operação foi posteriormente aprovada pela AGE realizada em **31 de julho**.

Adicionalmente, aprovou a realização de **Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações** e a convocação de AGE para aprovação do **Laudo de Avaliação** e o **valor a ser atribuído** às ações da **Jirau Energia** detidas pela ENGIE Brasil Participações.

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

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

Na Assembleia Geral Extraordinária de 02 de julho, foi aprovado o **Laudo de Avaliação** e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia detidas pela ENGIE Brasil Participações, para fins de sua contribuição na integralização de ações **no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações, no valor de R$ 5,74 bilhões**.

Em 17 de julho, ocorreu a **liquidação das 274.082.684 novas ações**, emitidas no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações da Companhia, que totalizou um aumento de **R$ 8,36 bilhões** no capital social da Companhia.

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R$ 770,8 milhões (R$ 0,5442/ação) sob forma de dividendos intercalares equivalente a 55% do lucro líquido distribuível** do primeiro semestre de 2026, desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP. As ações serão negociadas **ex-dividendos intercalares a partir de 21 de agosto de 2026** e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Mensagem da Administração

O segundo trimestre de 2026 foi marcado por avanços estratégicos relevantes para a ENGIE Brasil Energia, reforçando nossa posição de liderança na transição energética do país. Mesmo diante de um ambiente regulatório e econômico desafiador, avançamos em projetos estruturantes e consolidamos operações que ampliam nossa presença nos segmentos de geração e transmissão de energia.

Em transmissão, avançamos de forma consistente nos projetos em implantação. O sistema de transmissão Asa Branca obteve a Licença de Instalação completa, permitindo o início das obras civis, enquanto o Graúna apresentou progressos importantes nos processos de licenciamento ambiental e liberação fundiária.

Além disso, em 26 de junho, assinamos o contrato de concessão referente aos lotes arrematados no primeiro leilão de transmissão de 2026 – nomeado como Colibri Transmissora de Energia. Os novos projetos reforçarão nossa presença em ativos estratégicos e contribuirão para a geração de receitas de longo prazo.

No Mercado Livre de Energia (MLE), ampliamos em 42,3% o número de consumidores livres em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento demonstra a confiança dos clientes em nossas soluções e acompanha o movimento de expansão do ambiente de contratação livre.

Outro destaque foi a adesão ao mecanismo de repactuação do passivo de Uso de Bem Público (UBP), referente às usinas hidrelétricas Cana Brava (GO) e Ponte de Pedra (MT), com o reconhecimento de um efeito não recorrente de R$ 1,3 bilhão no lucro líquido, cujo pagamento foi finalizado em 20 de julho de 2026. Essa medida contribui para uma maior previsibilidade financeira e reforça nossa disciplina na gestão de obrigações futuras.

A Companhia liquidou financeiramente a obrigação relacionada a repactuação do UBP das usinas hidrelétricas Cana Brava e Ponte de Pedra, pelo valor de R$ 2,23 bilhões.


UHE Cana Brava

Em termos financeiros, no segundo trimestre de 2026, registramos receita operacional líquida de R$ 3,5 bilhões (+13,8%), impulsionada pelo desempenho das operações de curto prazo e dos contratos nos mercados livre e regulado. Adicionalmente, o segmento de transmissão contribuiu positivamente para a expansão da receita. O Ebitda ajustado alcançou R$ 2,2 bilhões, representando um crescimento de 16,8% com relação ao 2T25. Já o lucro líquido ajustado totalizou R$ 694 milhões, alta de 23,0% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, refletindo a solidez e a consistência de nosso desempenho operacional e financeiro.

Entre os eventos subsequentes ao trimestre, destaca-se a conclusão da oferta pública primária de ações ordinárias (*follow on*), aprovada em Assembleia Geral Extraordinária. A operação resultou na emissão de mais de 274 milhões de ações e movimentou R$ 8,36 bilhões, viabilizando a transferência da participação de 40% da ENGIE Brasil Participações na Jirau Energia S.A. para a Companhia. Desse montante, R$ 2,62 bilhões foram captados junto ao mercado e R$ 5,74 bilhões corresponderam à contribuição da participação em Jirau. O preço por ação foi fixado em R$ 30,50, por meio de processo de *bookbuilding*, com direito de prioridade aos acionistas. A liquidação ocorreu em 17 de julho de 2026, elevando o capital social da Companhia para R$ 15,22 bilhões. O movimento marcou o retorno da ENGIE Brasil Energia ao mercado de capitais, 21 anos após sua última oferta de

ações, e reforçou a confiança dos investidores na estratégia da Companhia, assim como seu compromisso de longo prazo com o desenvolvimento do setor elétrico e com o Brasil.

Na dimensão socioambiental, permanecemos pelo 21º ano consecutivo no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 e seguimos integrando o Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets, reafirmando nosso compromisso com práticas de governança e sustentabilidade reconhecidas internacionalmente. A publicação do Relatório de Sustentabilidade 2025 também reforça nossa transparência e nossa atuação para acelerar a transição para uma matriz energética de baixo carbono.

Seguiremos concentrados na expansão de nosso portfólio renovável, no fortalecimento dos ativos de transmissão e na manutenção de elevados índices de disponibilidade operacional. Acreditamos que a combinação entre solidez financeira, inovação e responsabilidade socioambiental continuará gerando valor para nossos acionistas, clientes e para o Brasil.

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 2T26, 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 30 de Junho 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**		**3.576,5**

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	49,0
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	12,4
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	9,2
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**		**1.780,1**
Total				**12.965,6**	**11.265,9**		**5.356,6**

[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 30 de Junho de 2026

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	365,3	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	484,9	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	8,2	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Graúna - trecho *brownfield*	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,5	2 subestações existentes	100%	dez/54
Asa Branca - trecho Morro do Chapéu II - Poções III	Bahia	334,0	96,4	Ampliação de 2 associadas	100%	set/53
Total		**3.205,0**	**969,3**			

* RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de junho de 2026 (ciclo 2026-2027), 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.

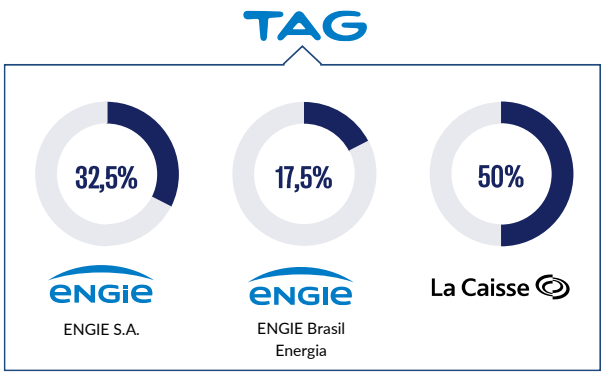
A rede de gasodutos possui diversos pontos de conexão, com 14 pontos de entrada de gás (incluindo 2 terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 92 pontos de saída, 2 pontos de entrada e saída bidirecionais e 1 ponto de interconexão, além de conexão com 10 distribuidoras de gás, 2 refinarias, 20 termelétricas e 2 plantas de fertilizantes. A rede conta ainda com 11 estações de compressão próprias ao longo da malha. A operação dos ativos é realizada da Central de Supervisão e Controle (CSC), localizada na sede da empresa no Rio de Janeiro.

Após o encerramento do contrato legado Malha-NE, em dezembro de 2025, **a TAG permanece contratada em 76% por meio de contratos legados de longo prazo com a Petrobras e em 24% por novos contratos**, que contemplam os principais pontos de entrega da malha. Até o fim do segundo trimestre de 2026, foram firmados 1.005 contratos de Transporte, representando 53% do total de contratos do ano anterior e um incremento de 55% frente ao contratado até o fim do segundo 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), 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 (versus 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 com contratos anuais têm, em média, 11,5 milhões de m³/dia contratados em 2026.

Estrutura societária





Destaques do semestre

- A TAG passou a realizar os Processos de Aquisição de Gás para Uso do Sistema (GUS) diariamente na Plataforma de Balanceamento, além de 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.
- Com a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), em março de 2026, 23 dos 59 projetos situados na região atendida pela TAG (2,2 GW) manifestaram interesse em conexão, reforçando a integração das térmicas ao sistema e a modicidade tarifária. Ao fim do 2T26, encontravam-se em andamento os processos de formalização dos Termos de Compromisso para contratação do serviço de transporte firme de gás natural, requisito para comprovação junto à ANP e condição necessária à assinatura dos Contratos de Reserva de Capacidade.
- Em maio, a ANP emitiu as Autorizações de Operação dos Projetos Itagibá e Buriti, dois novos pontos de saída construídos pela TAG a fim de atender as demandas locais.

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, a expectativa é que 55% sejam alocados em projetos de expansão, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Em desenvolvimento:

- **Pontos de saída LRCAP (BA, AL, PE, PB):** 5 novos pontos de saída para atendimento à demanda termelétrica do LRCAP. Os pontos, em conjunto, terão capacidade máxima de transporte de ~9 milhões de m³/dia.
- **Veredas (AL, PE):** nova infraestrutura para atendimento às demandas térmicas adicionais do LRCAP, com a construção de ~30km de gasoduto, além da construção e expansão de Estações de Compressão (ECOMPs). A capacidade incremental do projeto é de 7,5 milhões de m³/dia.
- **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 m³/dia e 2 km de extensão, com potencial de expansão para 9 km.
- **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 m³/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

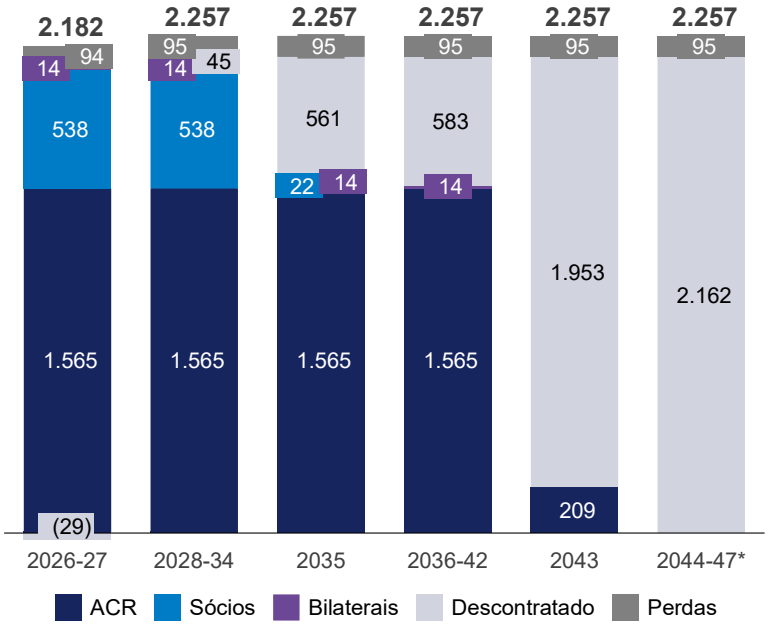
A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando **3.750 MW de 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 2T26, a Jirau Energia gerou 2.613 MW médios, 4,6% acima dos 2.497 MW médios gerados no 2T25, **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 2T26, 2.565 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

| Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



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

Em 02 de julho de 2026, a Assembleia Geral Extraordinária da ENGIE Brasil Energia aprovou o Laudo de Avaliação e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia, detidas pela ENGIE Brasil Participações (EBP), para fins de sua contribuição na integralização de ações no âmbito da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações da Companhia, tendo sido o valor fixado em R$ 5,74 bilhões.

Em 14 de julho de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social decorrente dessa operação. A liquidação foi concluída em 17 de julho de 2026, com a transferência da participação de 40% detida pela EBP na Jirau Energia para a ENGIE Brasil Energia.

| Estrutura Acionária



A partir de 17/07/2026

- 40% — ENGIE Brasil Energia
- 40% — Axia Energia
- 20% — Mitsui & CO.

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).

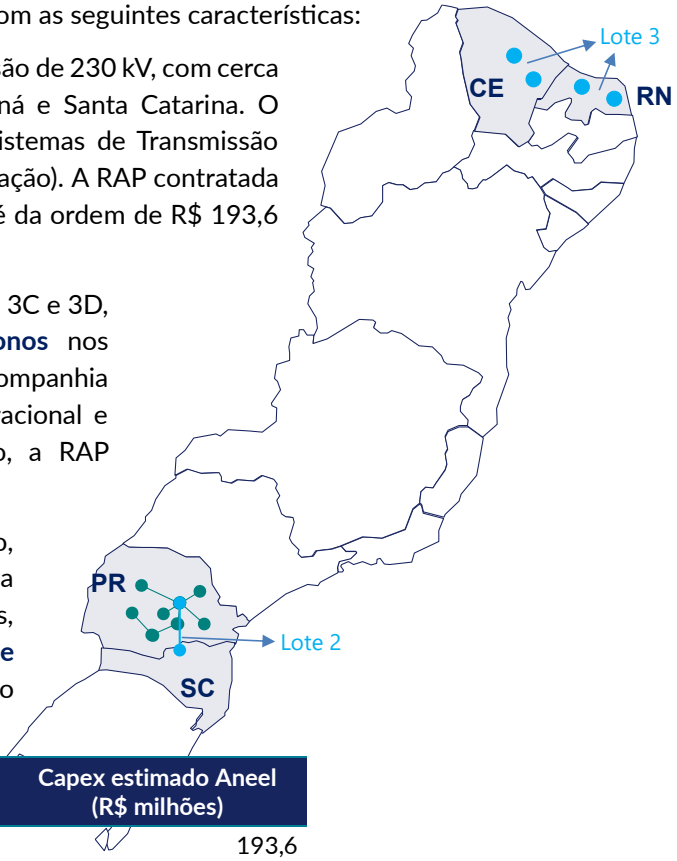
Localizada no Rio Grande, na divisa entre Minas Gerais e São Paulo, a Usina Hidrelétrica Jaguara possui 424 MW de capacidade instalada (324 MW médios de capacidade comercial) e concessão vigente até junho de 2048. Atualmente, 70% da sua capacidade comercial está em regime de cotas e 30% é destinada ao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

Durante o segundo trimestre de 2026, foram deflagradas ações relacionadas ao início do projeto executivo e ao planejamento integrado da expansão, visando o cumprimento do prazo.

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, que ocorreu em 26 de junho de 2026**. 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 17 de abril de 2026, foi emitida pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama), a Licença de Instalação completa do empreendimento, o que possibilitou o início imediato das atividades. No momento, estão em execução atividades de obras civis nas linhas de transmissão e ampliação das subestações.

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	296,0	2.667,0
Total		**296,0**	**2.667,0**

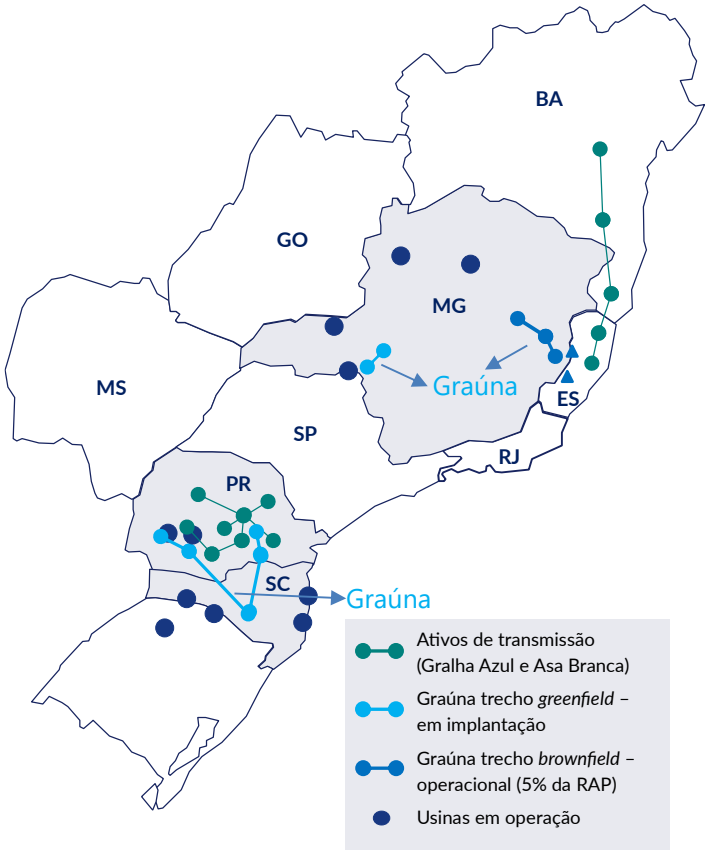
[1] Valor na data-base de junho/2026.


Subestação Medeiros Neto II



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 **738 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$ 14,5 milhões, equivalente a aproximadamente 5% do total do projeto.

No 2T26, o projeto avançou de forma consistente nos principais pilares de implantação. Destaca-se a obtenção da Licença Prévia no trecho sob licenciamento do órgão ambiental do Estado de Santa Catarina, além de progressos relevantes nas frentes de licenciamento ambiental e liberação fundiária. Adicionalmente, foram emitidas as ordens de mobilização para início das atividades de ampliação das subestações existentes SE 345kV Jaguara e SE 345kV Araxá III. Também houve continuidade das atividades de engenharia e fornecimento, incluindo a realização de testes e inspeções em fábrica. O cronograma do projeto permanece aderente ao prazo previsto no contrato de concessão.

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	281,0	2.933,6
Total		**281,0**	**2.933,6**

[1] Valor na data-base de junho/2026.

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**

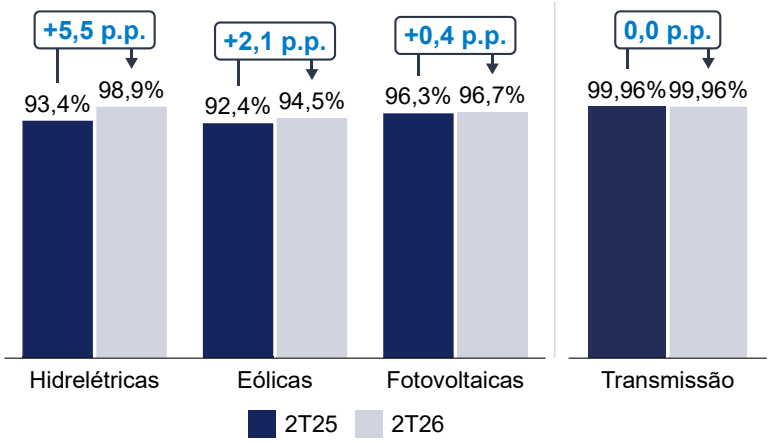
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial energético, bem como parcerias que venham a acelerar o desenvolvimento, em linha com a estratégia de transição energética do Grupo ENGIE.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

No 2T26, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, atingiram **índice de disponibilidade interna de 98,9%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, um aumento de 5,5 p.p. na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, quando atingiram 93,4%. Essa variação deve-se, principalmente, às inspeções e ensaios contratuais de pré e pós modernização executados nas usinas hidrelétricas Jaguara, Miranda e Salto Osório ao longo do segundo trimestre de 2025.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



Com relação às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade energética interna do 2T26 foi de 94,5%,** aumento de 2,1 p.p. frente aos 92,4% registrados no 2T25. A melhora foi impulsionada, principalmente, pela evolução do desempenho no Conjunto Eólico Santo Agostinho e pela estabilização da disponibilidade em patamar positivo no restante das usinas.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, o **índice de disponibilidade energética foi de 96,7%, no 2T26**, um aumento de 0,4 p.p. em relação aos 96,3% registrados no 2T25. Esse avanço refletiu a execução de ações voltadas à melhoria do desempenho operacional e a inclusão do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol na composição do indicador.

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 99,96% no 2T26** e **99,97% nos 6M26**, indicadores em linha com os registrados nos mesmos períodos de 2025.

Geração de Energia

No **segundo trimestre de 2026**, a geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, **foi de 9.511 GWh** (4.355 MW médios), resultado 6,5% superior à produção do 2T25.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **6.533 GWh** (2.991 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **2.978 GWh** (1.364 MW médios). Esses números representam aumento de 10,5% na geração das hidrelétricas e redução de 1,2% nas complementares, em relação ao 2T25.

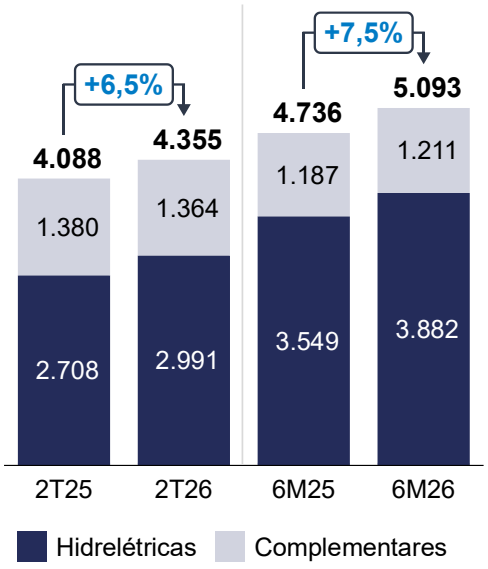
O aumento da **geração hidrelétrica** no segundo trimestre de 2026, em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi impulsionado, principalmente, pela aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, que contribuíram conjuntamente com 838 GWh (384 MW médios) no 2T26. Adicionalmente, as bacias dos rios Amazonas e Araguari, onde esses ativos estão localizados, registraram vazões acima da média ao longo do trimestre, em razão da continuidade do período úmido, proporcionando maior disponibilidade hídrica e contribuindo com o desempenho das usinas.

Em contrapartida, a região Sul foi impactada por condições hidrometeorológicas menos favoráveis, com vazões abaixo da média nas usinas hidrelétricas, e consequente redução dos níveis de armazenamento na maior parte dos reservatórios. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a transição entre os períodos úmido e seco, característica dessa época do ano, também resultou em menores vazões, limitando a geração hidrelétrica das usinas localizadas na região.

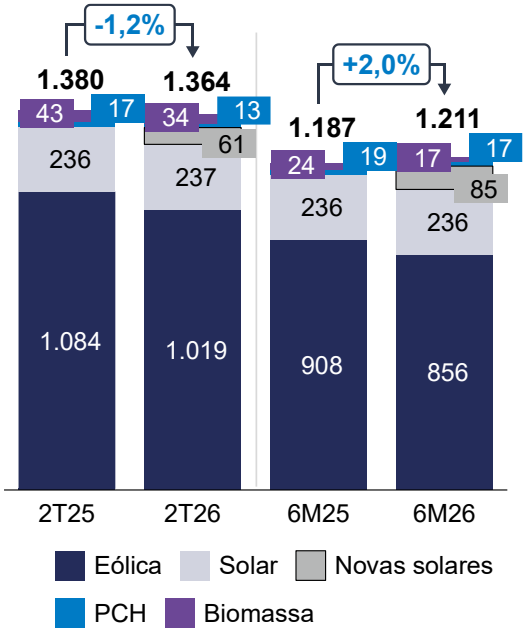
A redução na geração das **usinas complementares** no 2T26, em comparação com o 2T25, foi influenciada pelo aumento do *curtailment*, com maior impacto sobre as **usinas eólicas**. No trimestre, esses ativos produziram 2.224 GWh (1.019 MW médios), volume 6,0% inferior ao registrado no mesmo período do ano anterior.

Por outro lado, as **usinas solares** apresentaram desempenho positivo, com geração de 650 GWh (298 MW médios), um aumento de 26,0% em relação ao 2T25. Esse crescimento foi impulsionado pela entrada em operação comercial de todos os parques do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que contribuiu com 324 GWh (148 MW médios) no trimestre, volume 51,0% superior ao apurado no mesmo período de 2025. Adicionalmente, a reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4 também contribuiu para a expansão da geração solar no período.

| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



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.

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 **2T26, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram frustração de geração de 20%**, levemente acima dos 19% observado para o conjunto de usinas integrantes do Sistema Integrado Nacional (SIN). As usinas eólicas da Companhia apresentaram redução de geração de 17%, ligeiramente superior aos 15% verificados no SIN, enquanto as usinas solares registraram frustação de 27%, um pouco inferior aos 29% apurados para o SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| % *Curtailment* por fonte

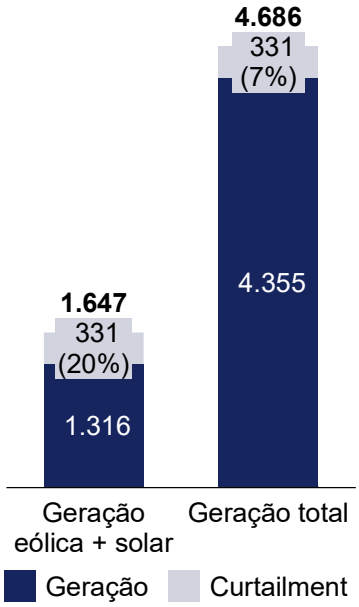
	2T26			2T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	27%	20%	12%	26%	16%
Curtailment SIN	15%	29%	19%	11%	26%	15%

| % *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	2T26 (%)	2T25 (%)
Trairi (CE)	97,2	25%	27%
Santo Agostinho (RN)	224,2	32%	18%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	16%	12%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	9%	8%
Umburanas (BA)	213,3	20%	8%

Ativos solares	Capacidade comercial (MWm)	2T26 (%)	2T25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	29%	20%
Assú Sol (RN)	229,6	29%	22%
Floresta (RN)	25,1	19%	40%
Assú V (RN)	9,2	29%	25%
Juazeiro (BA)	34,8	24%	16%
Sertão Solar (BA)	26,1	46%	34%
São Pedro (BA)	16,0	46%	39%
Lar do Sol (MG)	53,0	26%	32%
Paracatu (MG)	34,0	22%	21%

| % *Curtailment* sobre Geração 2T26 | MW médios

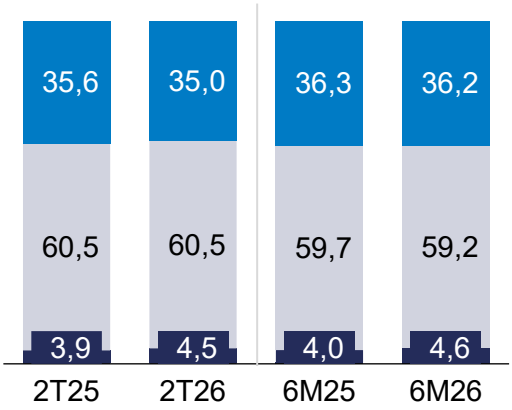


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

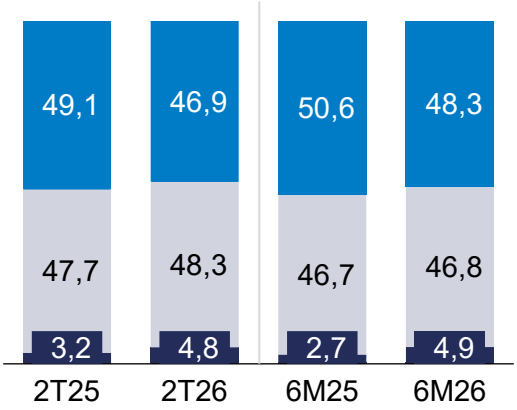
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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.

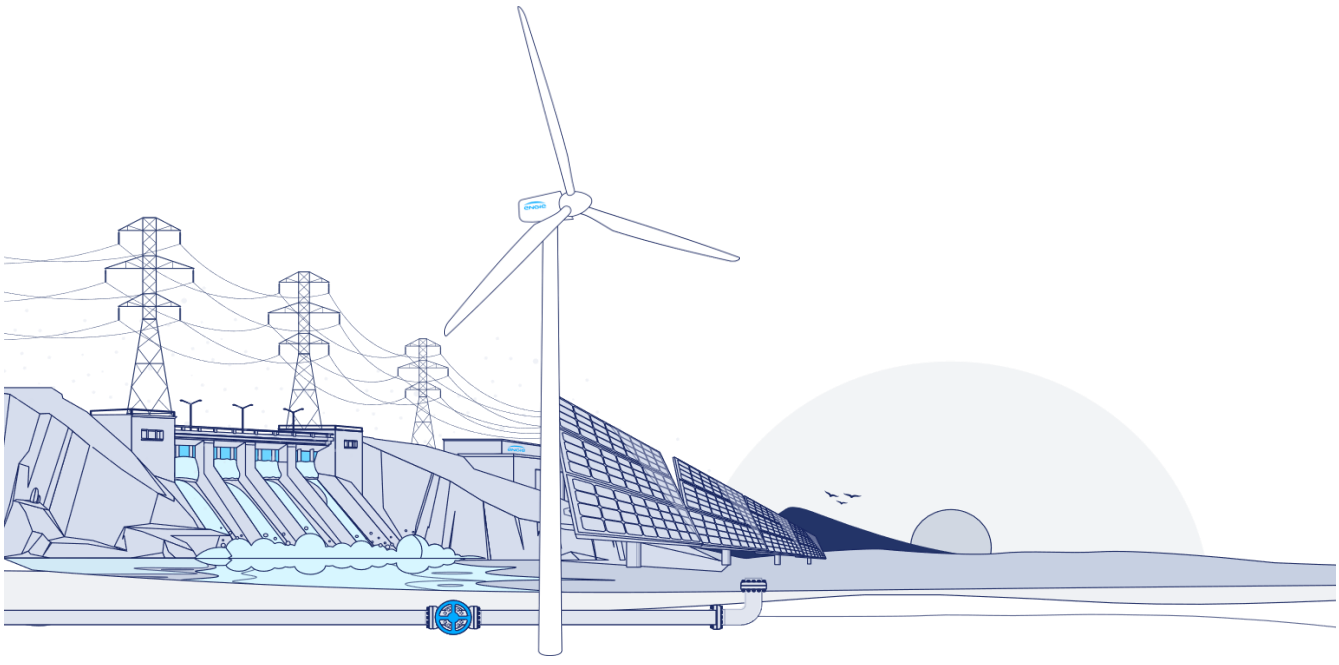
| Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



Distribuidoras | Clientes Livres e Comercializadoras | Trading



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

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 – 2T26 X 2T25 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2T26					
Receita operacional líquida	2.707	689	115	-	3.511
Custos operacionais	(1.348)	(334)	(109)	-	(1.791)
Lucro bruto	**1.359**	**355**	**6**	**-**	**1.720**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(133)	(2)	(6)	-	(141)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1)	52	-	-	51
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	130	130
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.225**	**405**	**-**	**130**	**1.760**
2T25					
Receita operacional líquida	2.280	740	66	-	3.086
Custos operacionais	(1.110)	(482)	(66)	-	(1.658)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.170**	**258**	**-**	**-**	**1.428**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(131)	(6)	(2)	-	(139)
Outras receitas operacionais, líquidas	8	40	-	-	48
Alienação de subsidiária	5	-	-	-	5
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	199	199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.052**	**292**	**(2)**	**199**	**1.541**
Variação					
Receita operacional líquida	427	(51)	49	-	425
Custos operacionais	(238)	148	(43)	-	(133)
Lucro bruto	**189**	**97**	**6**	**-**	**292**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(2)	4	(4)	-	(2)
Outras despesas operacionais, líquidas	(9)	12	-	-	3
Alienação de subsidiária	(5)	-	-	-	(5)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(69)	(69)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**173**	**113**	**2**	**(69)**	**219**

[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 – 2T26 X 2T25 | R$ milhões

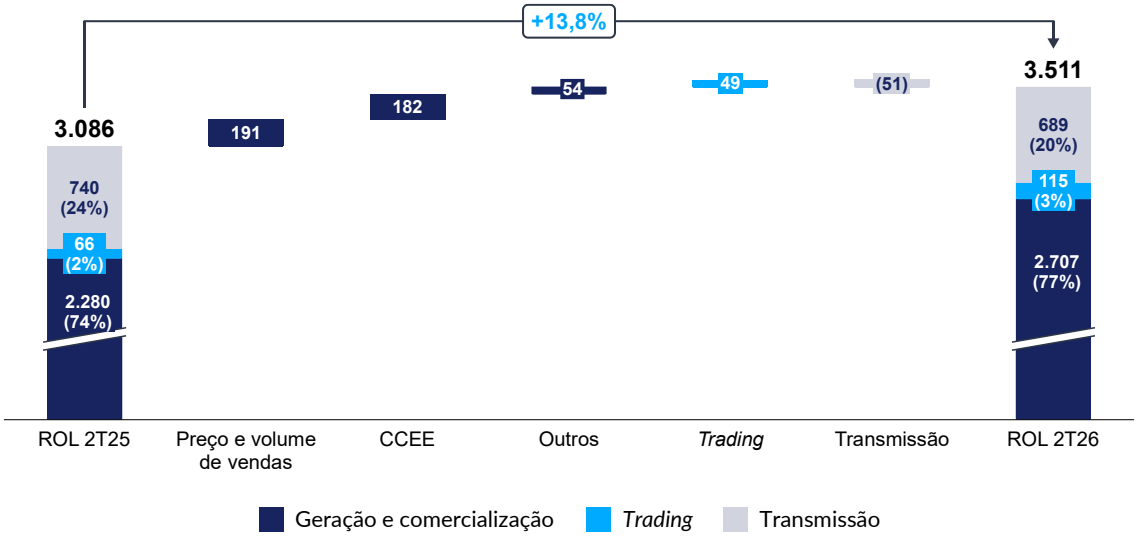
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T26				
Ambiente de contratação livre[1]	1.120	-	-	1.120
Ambiente de contratação regulado[2]	1.087	-	-	1.087
Remuneração dos ativos de concessão	164	399	-	563
Transações no mercado de energia de curto prazo	271	-	-	271
Receita de construção	-	239	-	239
Operações de *trading* de energia	-	-	110	110
Receita de serviços prestados	42	51	-	93
Indenizações	5	-	-	5
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	5	5
Outras receitas	18	-	-	18
Receita operacional líquida	**2.707**	**689**	**115**	**3.511**
2T25				
Ambiente de contratação livre	994	-	-	994
Ambiente de contratação regulado	1.022	-	-	1.022
Remuneração dos ativos de concessão	122	255	-	377
Transações no mercado de energia de curto prazo	89	-	-	89
Receita de construção	-	455	-	455
Operações de *trading* de energia	-	-	66	66
Receita de serviços prestados	38	30	-	68
Indenizações	1	-	-	1
Outras receitas	14	-	-	14
Receita operacional líquida	**2.280**	**740**	**66**	**3.086**
Variação				
Ambiente de contratação livre	126	-	-	126
Ambiente de contratação regulado	65	-	-	65
Remuneração dos ativos de concessão	42	144	-	186
Transações no mercado de energia de curto prazo	182	-	-	182
Receita de construção	-	(216)	-	(216)
Operações de *trading* de energia	-	-	44	44
Receita de serviços prestados	4	21	-	25
Indenizações	4	-	-	4
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	-	5	5
Outras receitas	4	-	-	4
Receita operacional líquida	**427**	**(51)**	**49**	**425**

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

No 2T26, a receita operacional líquida aumentou 13,8% (R$ 425 milhões) quando comparada ao 2T25, passando de R$ 3.086 milhões para R$ 3.511 milhões.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 427 milhões (18,7%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R$ 49 milhões (74,2%) no segmento de *trading*; e atenuada pela (iii) redução de R$ 51 milhões (6,9%), 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$ 208,28/MWh no 2T26. Esse valor foi 4,0% inferior** ao do 2T25, que foi de R$ 217,01/MWh.

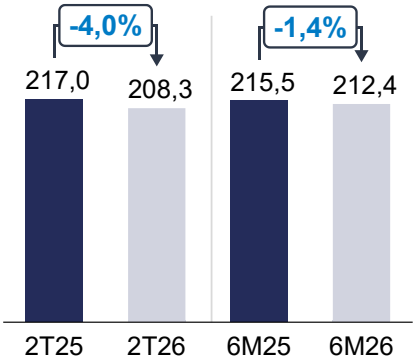
Durante os anos de 2025 e 2026 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R$ 225,14/MWh no 2T25, para **R$ 214,19/MWh no 2T26, inferior em 4,9%.**

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, pelo (i) ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; (ii) vencimento de contrato relevante de distribuição com valor superior à média do preço de energia; e parcialmente atenuado pela (iii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

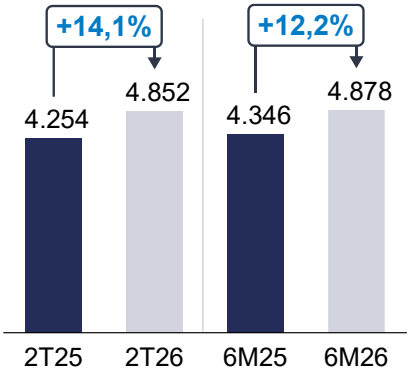
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.290 GWh (4.254 MW médios) no 2T25, para **10.597 GWh (4.852 MW médios) no 2T26**, um acréscimo de 1.307 GWh (598 MW médios), ou 14,1%, entre os períodos comparados.

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 da entrada em operação comercial completa do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorrida no primeiro semestre de 2026.

| 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*.

As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 191 milhões na receita operacional líquida da Companhia, no trimestre.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 126 milhões (12,7%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 994 milhões no 2T25 para **R$ 1.120 milhões no 2T26**. A variação resulta do aumento de 866 GWh (396 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 144 milhões) e do decréscimo de 1,9% no preço médio líquido de vendas (R$ 18 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 a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada, principalmente, pela venda de contratos de longo prazo em um momento de preços mais baixos devido ao cenário hidrológico e o aumento da oferta de renováveis; e atenuada pela (ii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.087 milhões no 2T26, R$ 65 milhões (6,4%) superior aos R$ 1.022 milhões auferidos no 2T25. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R$ 123 milhões em função do acréscimo de 441 GWh (202 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) atenuada em R$ 58 milhões com o decréscimo de 5,7% 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 atenuada (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 7,3% entre os trimestres em análise.

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$ 122 milhões, no 2T25, para **R$ 164 milhões no 2T26, aumento de R$ 42 milhões (34,4%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T26, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 271 milhões**, enquanto no 2T25 foi de R$ 89 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 182 milhões** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

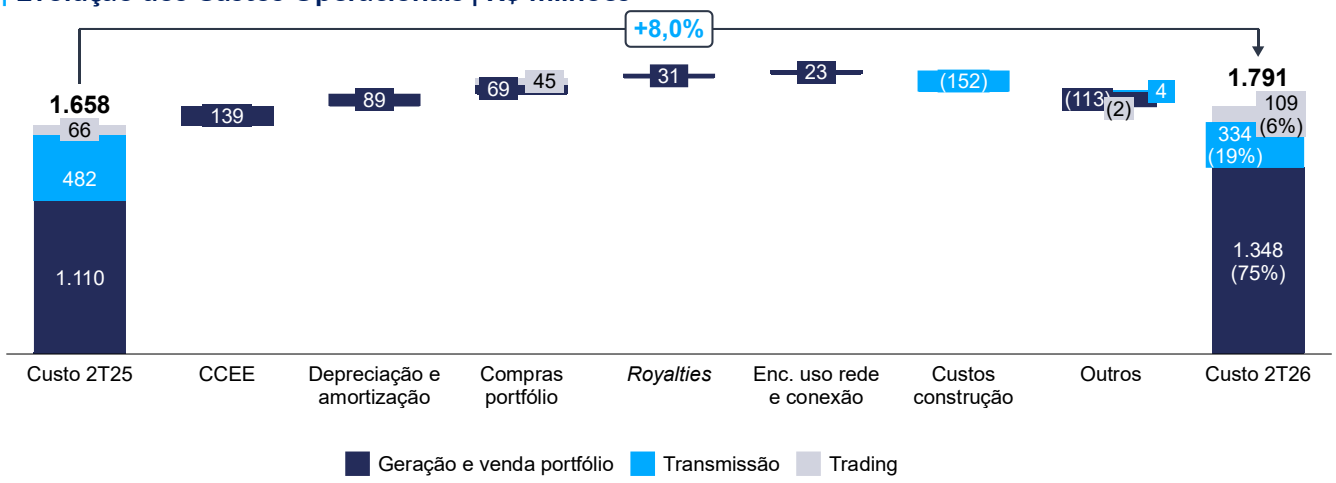
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 2T26 x 2T25 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T26				
Depreciação e amortização	404	4	-	408
Compras de energia	274	-	109	383
Custos de construção	-	310	-	310
Transações no mercado de energia de curto prazo	256	-	-	256
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	217	-	-	217
Materiais e serviços de terceiros	117	10	-	127
Pessoal	82	8	-	90
Seguros	49	-	-	49
Royalties	48	-	-	48
Outros custos operacionais, líquidos	(99)	2	-	(97)
Custos operacionais	**1.348**	**334**	**109**	**1.791**
2T25				
Depreciação e amortização	315	4	-	319
Compras de energia	205	-	64	269
Custos de construção	-	462	-	462
Transações no mercado de energia de curto prazo	117	-	-	117
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	194	-	-	194
Materiais e serviços de terceiros	133	11	-	144
Pessoal	66	5	-	71
Seguros	36	1	-	37
Royalties	17	-	-	17
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	2	2
Outros custos operacionais, líquidos	27	(1)	-	26
Custos operacionais	**1.110**	**482**	**66**	**1.658**
Variação				
Depreciação e amortização	89	-	-	89
Compras de energia	69	-	45	114
Custos de construção	-	(152)	-	(152)
Transações no mercado de energia de curto prazo	139	-	-	139
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	23	-	-	23
Materiais e serviços de terceiros	(16)	(1)	-	(17)
Pessoal	16	3	-	19
Seguros	13	(1)	-	12
Royalties	31	-	-	31
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(2)	(2)
Outros custos operacionais, líquidos	(126)	3	-	(123)
Custos operacionais	**238**	**(148)**	**43**	**133**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 133 milhões (8,0%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.658 milhões no 2T25 para **R$ 1.791 milhões no 2T26**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 238 milhões (21,4%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R$ 43 milhões (65,2%) nos custos de operações de *trading* de energia; e (iii) decréscimo de R$ 148 milhões (30,7%) 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$ 89 milhões (28,3%), 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 2026, respectivamente; e (ii) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

- **Compras de energia:** entre o 2T25 e o 2T26 houve aumento de R$ 69 milhões (33,7%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do aumento de 3,4% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 62 milhões) e do acréscimo de 50 GWh (23 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 7 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 de contratos de longo prazo.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 139 milhões (118,8%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

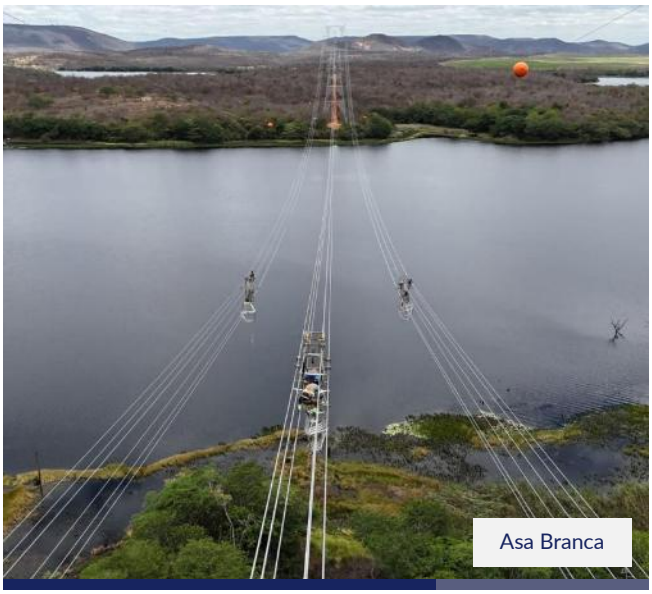
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 23 milhões (11,9%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial integral do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** elevação de R$ 31 milhões (182,4%) em decorrência (i) da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 2T26, quando comparado com o 2T25; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) pelo reajuste anual.

- **Outros custos operacionais, líquidos:** redução de R$ 126 milhões entre os trimestres analisados, devido, principalmente, ao reconhecimento de R$ 125 milhões no 2T26 de créditos tributários de PIS e Cofins decorrentes do aproveitamento de créditos sobre encargos de depreciação de bens do ativo imobilizado, cujo direito foi assegurado por decisão judicial transitada em julgado. O total registrado foi de R$ 218 milhões, sendo R$ 125 milhões de principal e R$ 93 milhões de atualização monetária pela taxa Selic.

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$ 355 milhões positivos no 2T26, aumento de R$ 97 milhões (37,6%), em relação ao mesmo trimestre de 2025, cujo valor foi de R$ 258 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo de R$ 144 milhões (56,5%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo maior saldo nominal e pelo aumento dos índices inflacionários entre os trimestres comparados; (ii) pelo aumento de R$ 22 milhões na receita de O&M; e atenuado (ii) pelo efeito negativo de R$ 64 milhões (25,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R$ 216 milhões e R$ 152 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do cronograma das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 2T26 foi de R$ 255 milhões, (R$ 190 milhões no 2T25), sendo R$ 204 milhões (R$ 160 milhões no 2T25) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 51 milhões (R$ 30 milhões no 2T25) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	2T26	2T25	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	255	190	65
Custos operacionais	(20)	(16)	(4)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(2)	(6)	4
Outras receitas operacionais, líquidas	1	1	-
Ebitda regulatório de transmissão	**234**	**169**	**65**

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$ 6 milhões, motivado pelo aumento de R$ 7 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$ 1 milhão nas operações de *trading* de energia.

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
2T26	
Receita operacional líquida	271
Custos operacionais	(256)
Resultado líquido	**15**
2T25	
Receita operacional líquida	89
Custos operacionais	(117)
Resultado líquido	**(28)**
Variação	
Receita operacional líquida	182
Custos operacionais	(139)
Resultado líquido	**43**

No 2T26 e no 2T25, **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$ 15 milhões** e negativos R$ 28 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 43 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) pelo impacto positivo em virtude do aumento 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 95,5% no 2T25 para 99,0% no 2T26); (ii) aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos; atenuado (iii) pelos efeitos da variação negativa nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados; e (iv) apesar do aumento da geração hidrelétrica das usinas participantes do MRE, a Companhia gerou abaixo da energia sazonalizada, ocasionando uma participação menor no MRE e consequente efeito negativo, por meio de incremento de pagamento de TEO (Tarifas de Energia de Otimização).

Em dezembro de 2025, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2026 em R$ 785,27/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	2T26	2T25	Variação
Sul	230,67	224,16	2,9%
Sudeste/Centro-Oeste	206,42	216,49	(4,7%)
Nordeste	163,46	154,39	5,9%

Alienação de subsidiária

A Companhia registrou no 2T25, R$ 5 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul concluído em 2023.

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:

	2T26		2T25	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.080	364	2.365	414
Custos dos serviços prestados	(610)	(107)	(593)	(104)
Lucro bruto	**1.470**	**257**	**1.772**	**310**
Despesas gerais e administrativas	(34)	(6)	(42)	(7)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.436**	**251**	**1.730**	**303**
Resultado financeiro	(504)	(88)	(328)	(58)
Lucro antes dos impostos	**932**	**163**	**1.402**	**245**
Imposto de renda e contribuição social	(189)	(33)	(265)	(46)
Lucro líquido da TAG	**743**	**130**	**1.137**	**199**

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

	2T26		2T25	
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.436**	**251**	**1.730**	**303**
Depreciação e amortização	180	32	187	33
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda[1]	**1.766**	**309**	**2.067**	**362**
Margem Ebitda	**84,9%**		**87,4%**	

[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 2T25 e o 2T26, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 69 milhões (34,7%), passando de R$ 199 milhões para R$ 130 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do menor 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) do efeito negativo no resultado financeiro líquido: (ii.i) pelo ganho da renegociação da dívida ocorrido em 2T25; e atenuado (ii.ii) pela retração de juros sobre dívida; e (iii) pela diminuição de IR e CSLL devido ao menor lucro antes dos impostos.

| Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de junho de 2026 e 31 de dezembro de 2025 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/06/2026	31/12/2025
ATIVO		
Ativo circulante	**2.447**	**2.530**
Caixa e equivalentes de caixa	973	655
Contas a receber de clientes	1.323	1.706
Outros ativos circulantes	151	169
Ativo não circulante	**27.779**	**28.269**
Depósitos vinculados	459	460
Outros ativos não circulantes	157	162
Imobilizado	24.409	24.892
Intangível	2.754	2.755
Total	**30.226**	**30.799**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**2.518**	**2.888**
Instrumentos de dívida	1.447	2.004
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	24	73
Outros passivos circulantes	1.047	811
Passivo não circulante	**20.454**	**21.844**
Instrumentos de dívida	13.423	14.936
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	76	210
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.228	5.933
Outros passivos não circulantes	727	765
Patrimônio líquido	**7.254**	**6.067**
Total	**30.226**	**30.799**



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

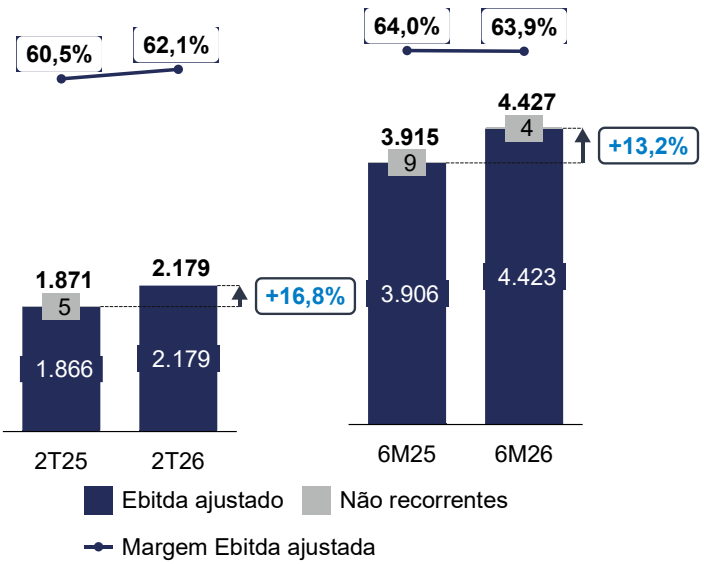
| Ebitda por segmento – 2T26 x 2T25 | R$ milhões

	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
2T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.225	405	-	130	1.760
Depreciação e amortização	415	4	-	-	419
Ebitda[1]	**1.640**	**409**	**-**	**130**	**2.179**
Ebitda ajustado	**1.640**	**409**	**-**	**130**	**2.179**
Margem Ebitda ajustada	**60,6%**	**59,4%**	**-**	**-**	**62,1%**
2T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.052	292	(2)	199	1.541
Depreciação e amortização	326	4	-	-	330
Ebitda	**1.378**	**296**	**(2)**	**199**	**1.871**
Alienação de subsidiária	(5)	-	-	-	(5)
Ebitda ajustado	**1.373**	**296**	**(2)**	**199**	**1.866**
Margem Ebitda ajustada	**60,2%**	**40,0%**	**3,0%**	**-**	**60,5%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	173	113	2	(69)	219
Depreciação e amortização	89	-	-	-	89
Ebitda	**262**	**113**	**2**	**(69)**	**308**
Alienação de subsidiária	5	-	-	-	5
Ebitda ajustado	**267**	**113**	**2**	**(69)**	**313**
Margem Ebitda ajustada	**0,4 p.p.**	**19,4 p.p.**	**(3,0 p.p.)**	**-**	**1,6 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 2T26 e o 2T25, o **Ebitda ajustado aumentou** R$ 313 milhões (16,8%), passando de R$ 1.866 milhões no 2T25 para **R$ 2.179 milhões no 2T26**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R$ 267 milhões (19,4%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 113 milhões (38,2%) de aumento no resultado do segmento de transmissão de energia; e (iii) R$ 2 milhões de variação positiva no segmento de *trading*. Esses efeitos foram atenuados pelo **efeito negativo** de R$ 69 milhões (34,7%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

|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.

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$ 191 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (ii) R$ 125 milhões de créditos tributários de PIS e Cofins decorrentes do aproveitamento de créditos sobre encargos de depreciação de bens do ativo imobilizado; (iii) R$ 43 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; e (iv) aumento de R$ 42 milhões na remuneração dos ativos financeiros de concessões. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (v) aumento de R$ 69 milhões nas compras de energia; (vi) aumento de R$ 31 milhões com *royalties*; (vii) aumento de R$ 23 milhões com

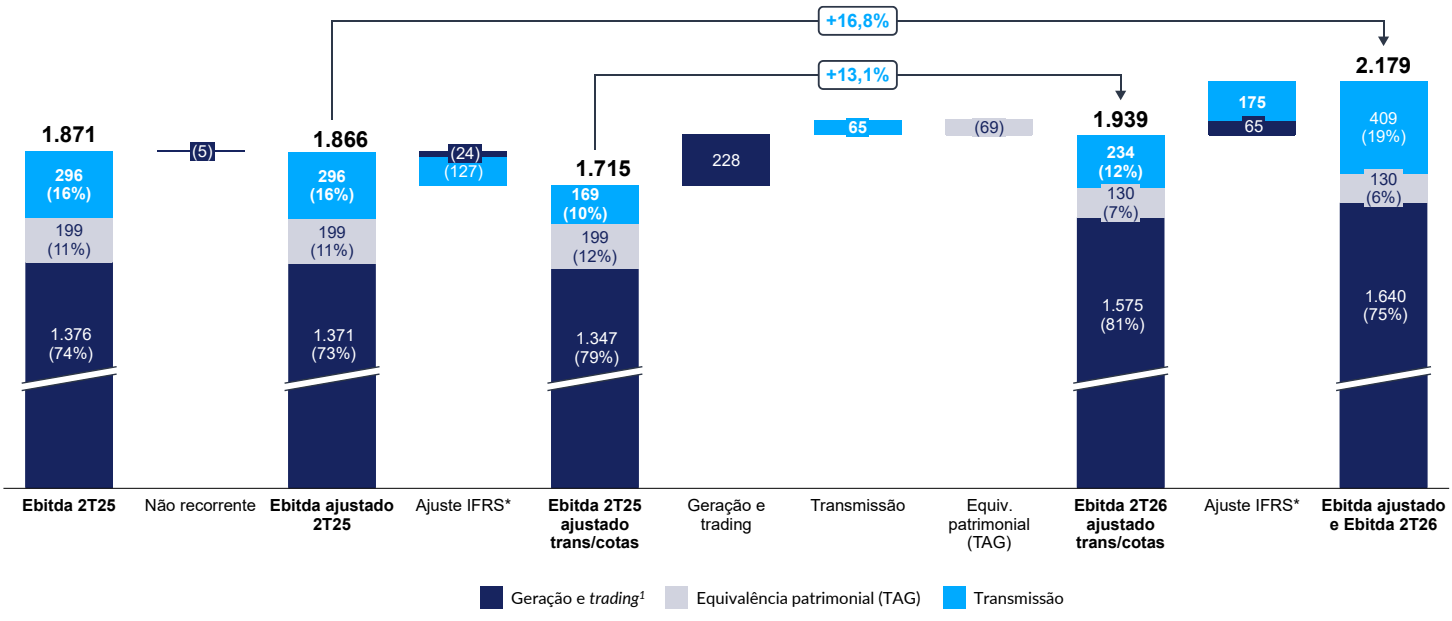
encargos de uso da rede elétrica e conexão; (viii) efeito negativo de R$ 10 milhões decorrente de receitas registradas no ano anterior, sendo R$ 5 milhões referentes ao acordo entre acionistas da Ibitiúva Bioenergética e R$ 5 milhões referentes aos recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul; e (ix) R$ 1 milhão relativo aos demais custos operacionais e despesas administrativas.

Adicionalmente, no 2T26, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram a combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 144 milhões pelo aumento na remuneração dos ativos de concessão; (ii) elevação de R$ 17 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); (iii) aumento de 12 milhões com o registro da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital; (iv) decréscimo de R$ 4 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas e outras receitas e despesas operacionais; e atenuado pela (v) redução de R$ 64 milhões na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção.

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)	2T26	2T25	Var. (%)	6M26	6M25	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	1.962	567	246,0	2,754	1,394	97.6
Efeito não recorrente líquido de IR e CSLL:						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP	(1.268)	-	100,0	(1.268)	-	100,0
(+) Alienação de subsidiária	-	(3)	(100,0)	(3)	(7)	(57,1)
Lucro líquido ajustado	**694**	**564**	**23,0**	**1.483**	**1.387**	**6,9**
(+) Imposto de renda e contribuição social ajustado	191	166	15,1	436	436	-
(+) Resultado financeiro ajustado	875	806	8,6	1.702	1.430	19,1
(+) Depreciação e amortização	419	330	27,0	802	653	22,8
Ebitda ajustado	**2.179**	**1.866**	**16,8**	**4.423**	**3.906**	**13,2**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(409)	(296)	38,2	(731)	(644)	13,5
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	234	169	38,5	434	340	27,6
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(246)	(190)	29,5	(470)	(420)	11,9
Ebitda regulatório cotistas	181	166	9,0	371	341	8,8
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.939**	**1.715**	**13,1**	**4.027**	**3.523**	**14,3**

| 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)	2T26	2T25	Var. (R$)	6M26	6M25	Var. (R$)
Ganho financeiro com repactuação do UBP[1]	1.921	-	1.921	1.921	-	1.921
Renda de aplicações financeiras	205	182	23	352	297	55
Outras receitas financeiras	114	31	83	152	59	93
Total receitas financeiras	**2.240**	**213**	**2.027**	**2.425**	**356**	**2.069**
Dívida:						
Juros	(587)	(383)	(204)	(1.135)	(671)	(464)
Atualização monetária	(460)	(284)	(176)	(726)	(575)	(151)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(60)	(214)	154	(101)	(190)	89
Total despesas financeiras	**(1.107)**	**(881)**	**(226)**	**(1.962)**	**(1.436)**	**(526)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(170)	(16)	(154)	(211)	(107)	(104)
Atualização a valor presente	83	(122)	205	(33)	(243)	210
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(87)**	**(138)**	**51**	**(244)**	**(350)**	**106**
Resultado financeiro	**1.046**	**(806)**	**1.852**	**219**	**(1.430)**	**1.649**
Efeito não recorrente						
(-) Ganho financeiro com repactuação do UBP	(1.921)	-	(1.921)	(1.921)	-	(1.921)
Resultado financeiro ajustado	**(875)**	**(806)**	**(69)**	**(1.702)**	**(1.430)**	**(272)**

[1]Líquido de PIS e Cofins

Receitas financeiras: no 2T26, as receitas financeiras atingiram R$ 2.240 milhões, R$ 2.027 milhões ou 951,6% acima dos R$ 213 milhões auferidos no 2T25, substancialmente, pelo reconhecimento do efeito não recorrente do ganho financeiro com a repactuação do UBP de R$ 1.921 milhões e pelo aumento de R$ 23 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. Já a variação de outras receitas financeiras foi motivada, principalmente, pelo reconhecimento da atualização monetária de créditos fiscais a recuperar decorrentes de decisão judicial.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T26 foram de R$ 1.107 milhões, isto é, R$ 226 milhões ou 25,7% acima das registradas no 2T25, que foram de R$ 881 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 380 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R$ 204 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 15ª e 16ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2025 e fevereiro de 2026 respectivamente; e (ii) aumento de R$ 176 milhões relativos à atualização monetária pelo aumento do IPCA entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros sobre a dívida registrados no resultado, houve uma redução de R$ 134 milhões na capitalização no ativo imobilizado, quando comparado ao 2T25, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, não havendo capitalização de juros no 2T26.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 51 milhões (37,0%), atingindo R$ 87 milhões no 2T26 em contrapartida aos R$ 138 milhões no 2T25, em virtude, principalmente, (i) da redução de R$ 205 milhões do cálculo do valor presente do UBP motivado pela repactuação do saldo; atenuado pelo (ii) acréscimo de R$ 154 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM.

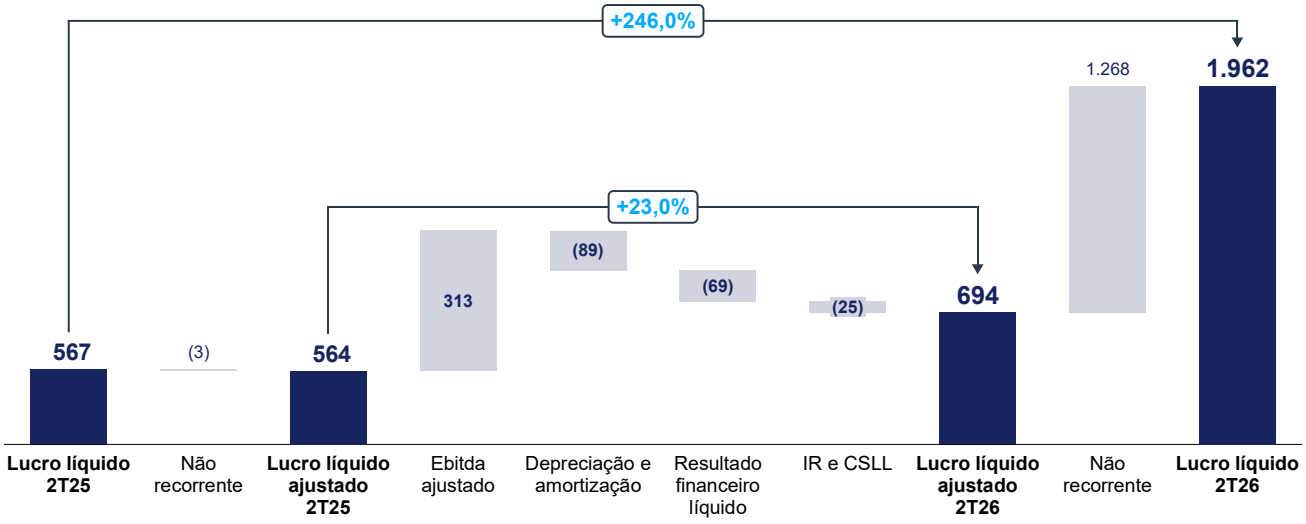
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL no 2T26 foi R$ 844 milhões**, variação negativa de R$ 676 milhões (15,1%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2025, o qual foi R$ 168 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pelo efeito não recorrente do reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP de R$ 1.921 milhões e pelo aumento do resultado antes dos tributos sobre o lucro líquido ajustado. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes do reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP e da alienação de subsidiária, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 25 milhões (15,1%), entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido ajustado do 2T26 foi de R$ 694 milhões, R$ 130 milhões ou 23,0% acima dos R$ 564 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 313 milhões no Ebitda ajustado; atenuado pelo (ii) efeito negativo de R$ 69 milhões do resultado financeiro líquido ajustado; (iii) o aumento de R$ 89 milhões da depreciação e amortização; e pelo (iv) aumento de R$ 25 milhões do imposto de renda e da contribuição social. Considerando os efeitos não recorrentes da repactuação do UBP, o lucro líquido aumentou R$ 1.395 milhões, comparado aos R$ 567 milhões do 2T25.

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

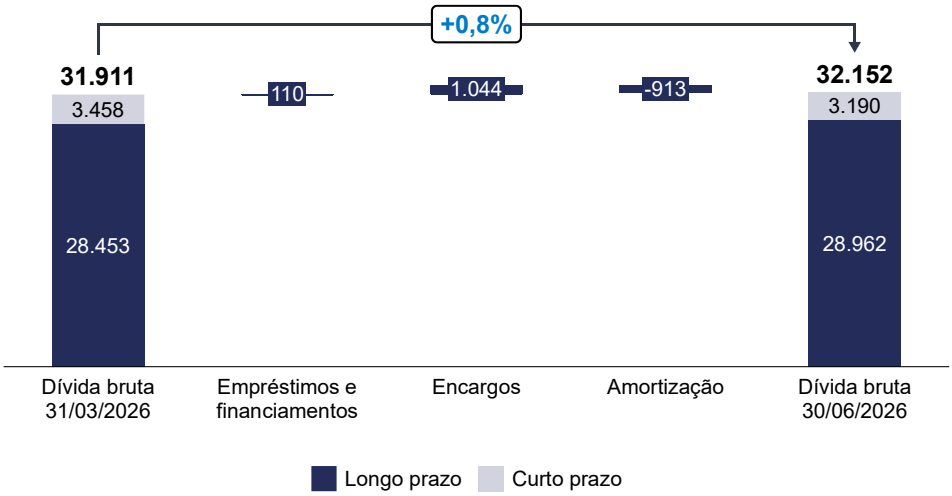


Endividamento

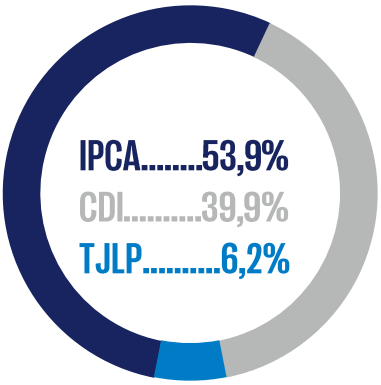
Em 30 de junho de 2026, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 32.152 milhões — aumento de 0,8%** (R$ 241 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2026. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T26 era de **7,1 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T26: (i) R$ 110 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos; (ii) geração de R$ 1.044 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 913 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



Composição da Dívida



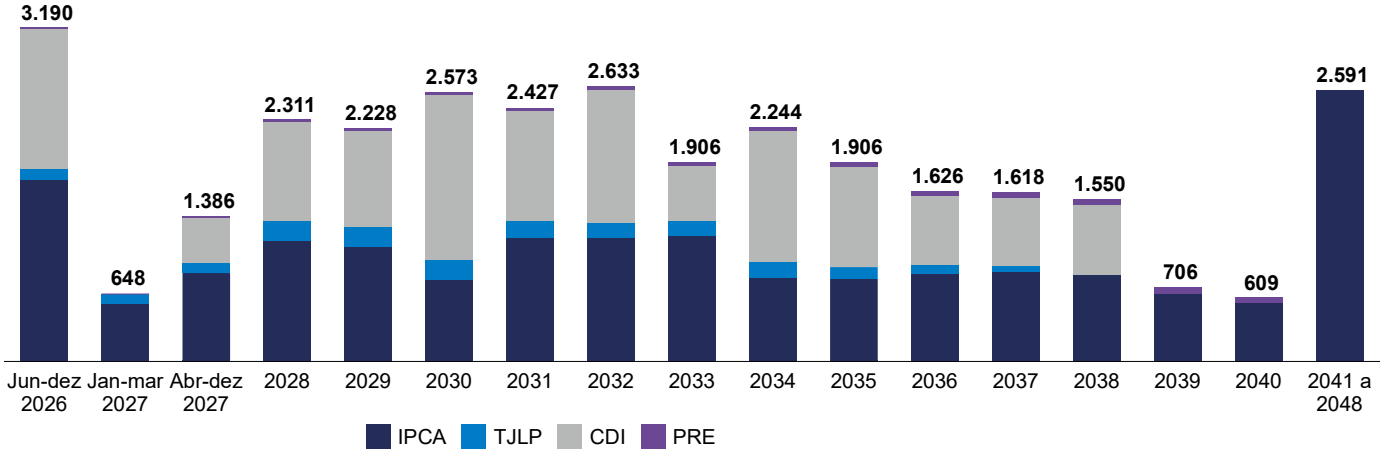
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T26 foi 11,3% — equivalente a IPCA + 6,4% — 0,5 p.p. abaixo do registrado no fim do 2T25 (11,8% — equivalente a IPCA + 6,1%).

Em 30 de junho 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$ 25.210 milhões, aumento de 0,9%** em relação ao registrado no 1T26.

Dívida Líquida

(em R$ milhões)	30/06/2026	31/03/2026	Var. %
Dívida bruta	31.777	31.690	0,3
Resultado de operações de *hedge*	374	221	69,2
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(492)	(461)	6,7
Caixa e equivalentes de caixa	(6.449)	(6.465)	(0,3)
Dívida líquida total	**25.210**	**24.984**	**0,9**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,1X**	**3,2X**	

Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



Investimentos

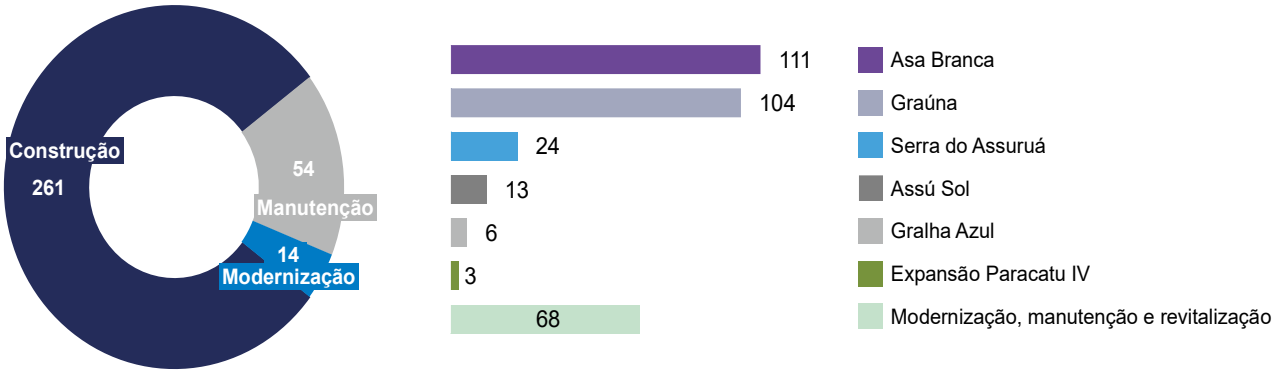
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T26 alcançaram R$ 329 milhões, dos quais: (i) R$ 261 milhões na construção de novos projetos, sendo: R$ 111 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R$ 104 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R$ 24 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R$ 13 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R$ 6 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, e R$ 3 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (ii) R$ 54 milhões foram destinados à manutenção e revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iii) R$ 14 milhões em projetos de modernização: R$ 12 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 3 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e -R$ 1 milhão na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T26 alcançaram R$ 329 milhões.



Modernização da UHE Jaguara

Investimentos 2T26 | R$ milhões



Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 5 de agosto de 2026, o **crédito de dividendos intercalares** com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2026, no valor de **R$ 770,8 milhões (R$ 0,54420747574 por ação)**, representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível, desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos intercalares a partir de 21 de agosto de 2026**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

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 30 de junho 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 62,7% 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

- Em um momento em que o planeta exige ação, e não apenas intenção, a ENGIE Brasil Energia dá mais um passo concreto em sua jornada de transformação ao anunciar Tamara Klink como sua nova embaixadora ESG. Com o mote **"ENGIE e Tamara Klink: a mesma energia"**, a iniciativa conecta duas trajetórias guiadas por pioneirismo, coragem, inovação e impacto positivo, valores que marcam tanto a história da navegadora quanto a da ENGIE.
- Conforme Resolução CITSB nº 13, de 2 de junho de 2026, **a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o grupo de testagem da Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB)** – a única Companhia do setor elétrico. A TSB é um sistema oficial de classificação de atividades econômicas, ativos e projetos que contribuem para objetivos ambientais e climáticos. Criada pelo Ministério da Fazenda, ela funciona como um catálogo padronizado para atrair investimentos verdes e combater o *greenwashing* no mercado.
- A Companhia realizou, em Florianópolis, o **1º Supplier Day**, um encontro presencial dedicado ao fortalecimento do relacionamento com seus principais fornecedores. O evento reuniu parceiros estratégicos em um momento de troca, alinhamento cultural e conexão com os valores e direcionadores da Companhia, como segurança, ética e meio ambiente, com ênfase no tema descarbonização. A agenda foi encerrada com a cerimônia de premiação de fornecedores, reconhecendo desempenhos e parcerias.

- A Companhia também promoveu o evento anual **"Encontro de Gestão Sustentável"**, reunindo, presencialmente em Florianópolis, profissionais de ativos de todo o Brasil, e virtualmente, aberto a todos os colaboradores. O evento foi pautado por discussões e apresentações sobre a operação de ativos, inovação e transparência, onde foram compartilhados conhecimento, experiência e a promoção da cultura de sustentabilidade e da melhoria contínua.

- A ENGIE Brasil Energia está entre as três empresas de destaque na categoria "Transição Energética" no *ranking* **"Melhores do ESG 2026", divulgado pela EXAME, em parceria com o IBMEC**. O reconhecimento reforça a atuação consistente da Companhia nas agendas ambiental, social e de governança. Criado há mais de duas décadas, o *ranking* é uma das principais referências em sustentabilidade corporativa no país, e a ENGIE já vem construindo uma trajetória sólida, com destaque também na edição de 2024, quando liderou a categoria.

- A ENGIE Brasil foi um dos grandes destaques do **Energy Summit Awards**, realizado no Rio de Janeiro, em parceria com o MIT. A Companhia conquistou quatro reconhecimentos: ouro em *Deal* (Negócio), prata em *Investor* (Investidor) e *Impact Corporation*, e bronze em *Corporate Research* (Pesquisa Corporativa).



Encontro de Gestão Sustentável, promovido em Florianópolis, contou com a participação do professor Aron Belinky (ABC Associados).

- A Companhia lançou a **6ª edição do Edital de Educação**, iniciativa que apoia projetos educacionais em todo o país. Neste ano, serão contempladas pelo menos 50 iniciativas, com incentivo de R$ 10 mil cada, totalizando **R$ 500 mil em investimentos** voltados ao fortalecimento da educação básica. Criado em 2021, o edital incentiva projetos para estudantes do Ensino Fundamental e Médio, das redes pública e privada, com prioridade para temas como saúde mental, inteligência emocional, educação ambiental, educação antissexista e reforço em língua portuguesa e matemática.

- Em Gentio do Ouro (BA), no entorno do recém-inaugurado Conjunto Eólico Serra do Assuruá, **26 jovens concluíram o curso técnico em Eletrotécnica** oferecido pelo SENAI, em uma iniciativa da ENGIE Brasil Energia e da Vestas Brasil. Com carga horária de 1.200 horas ao longo de dois anos, a formação capacitou os participantes para atuar em atividades de projeto, instalação e manutenção de sistemas elétricos, com foco em automação e eficiência energética para parques eólicos. A turma contou com **12 mulheres** entre os formandos, ampliando a participação feminina em uma área tradicionalmente masculina. O programa busca contribuir para o desenvolvimento socioeconômico local por meio da qualificação profissional, preparando mão de obra para atender às demandas do setor elétrico e do mercado de energias renováveis.

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 2T26 e 2T25.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T26	Desempenho 2T25	Variação	Desempenho 6M26	Desempenho 6M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)	$tonCO_2e/MWh$	0,0022	0,0027	-17,6%	0,0015	0,0022	-33,5%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	6,0	7,5	-20,0%	4,7	7,3	-35,6%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	20.913,3	23.231,5	-10,0%	32.506,7	44.596,8	-27,1%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,030	0,058	-47,9%	0,019	0,034	-43,0%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	25.171	29.622	-15,0%	42.846	43.311	-1,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,976	0,212	0,76 p.p.	1,041	0,324	0,72 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,787	0,000	0,79 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,412	0,243	1,17 p.p.	1,167	0,369	0,80 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	70,6%	19,2%	51,4 p.p.	85,4%	99,4%	-14,0 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,0%	2,1%	-0,2 p.p.	4,4%	3,2%	1,2 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	1,3%	-0,4 p.p.	2,0%	1,7%	0,3 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	713.000	3.976.751	-82,1%	3.063.290	5.000.751	-38,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	878.694	1.183.310	-25,7%	2.152.798	2.687.139	-19,9%
G	Investimento em Inovação[2]	R$	14.601.018	16.106.338	-9,3%	27.875.979	29.790.316	-6,4%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.366	1.215	12,4%	1.366	1.215	12,4%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,2%	68,0%	0,2 p.p.	68,2%	68,0%	0,2 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,6%	30,6%	1,0 p.p.	31,6%	30,6%	1,0 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.

[1] O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.
[2] Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

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 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.

Em 10 de junho de 2026, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização de uma **Oferta Pública primária de ações ordinárias** e convocou a Assembleia Geral Extraordinária para 02 de julho de 2026, na qual os acionistas minoritários aprovaram o Laudo de Avaliação e a proposta de valor das ações de emissão da Jirau Energia, detidas pela ENGIE Brasil Participações, cujo valor foi fixado em R$ 5,74 bilhões.

Além da transferência da participação de 40% na Jirau Energia S.A., a operação teve como objetivo fortalecer e otimizar a estrutura de capital da Companhia. O resultado da oferta pública foi a **emissão de 274.082.684 ações ordinárias**, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. O preço por ação foi definido em R$ 30,50 por meio de procedimento de *bookbuilding* junto a investidores profissionais, e **a oferta movimentou R$ 8,36 bilhões**, considerando a emissão das ações adicionais, dos quais R$ 2,62 bilhões foram captados junto ao mercado e R$ 5,74 bilhões correspondem à contribuição da participação em Jirau.

A Companhia assegurou o Direito de prioridade para todos os acionistas existentes, permitindo que participassem da oferta proporcionalmente à sua participação acionária. Os acionistas que possuíam ações em 02 de julho de 2026 puderam exercer esse direito entre 06 e 10 de julho de 2026, mediante pedido junto a um agente de custódia habilitado. As ações não subscritas pelos acionistas na Oferta Prioritária foram destinadas aos investidores profissionais. A **liquidação da oferta ocorreu em 17 de julho de 2026**, assim como a transferência da participação da Jirau Energia para a ENGIE Brasil Energia.

Os recursos líquidos captados pela Oferta foram integralmente destinados à conta de capital social da Companhia. Em razão do aumento do capital social no âmbito da Oferta, o novo capital social da Companhia passou a ser de R$ 15,22 bilhões, dividido em 1.416.381.520 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.

Desempenho das Ações – EGIE3

No segundo trimestre de 2026, o mercado financeiro brasileiro apresentou desempenho mais fraco após o forte avanço observado no início do ano. O Ibovespa, principal índice da B3, atingiu recordes históricos em abril, impulsionado pela entrada de capital estrangeiro, valorização do real e maior interesse por mercados emergentes, mas perdeu força ao longo de maio e junho devido à migração de recursos para ações de tecnologia nos mercados desenvolvidos, especialmente nos Estados Unidos. Como resultado, o Ibovespa encerrou junho aos 172 mil pontos, acumulando queda de 8,2% no trimestre, pressionado também por preocupações fiscais, incertezas sobre a trajetória da dívida pública e desempenho mais fraco de empresas de grande peso. Apesar da correção no trimestre, o Ibovespa manteve valorização de cerca de 6,8% no acumulado do primeiro semestre de 2026.

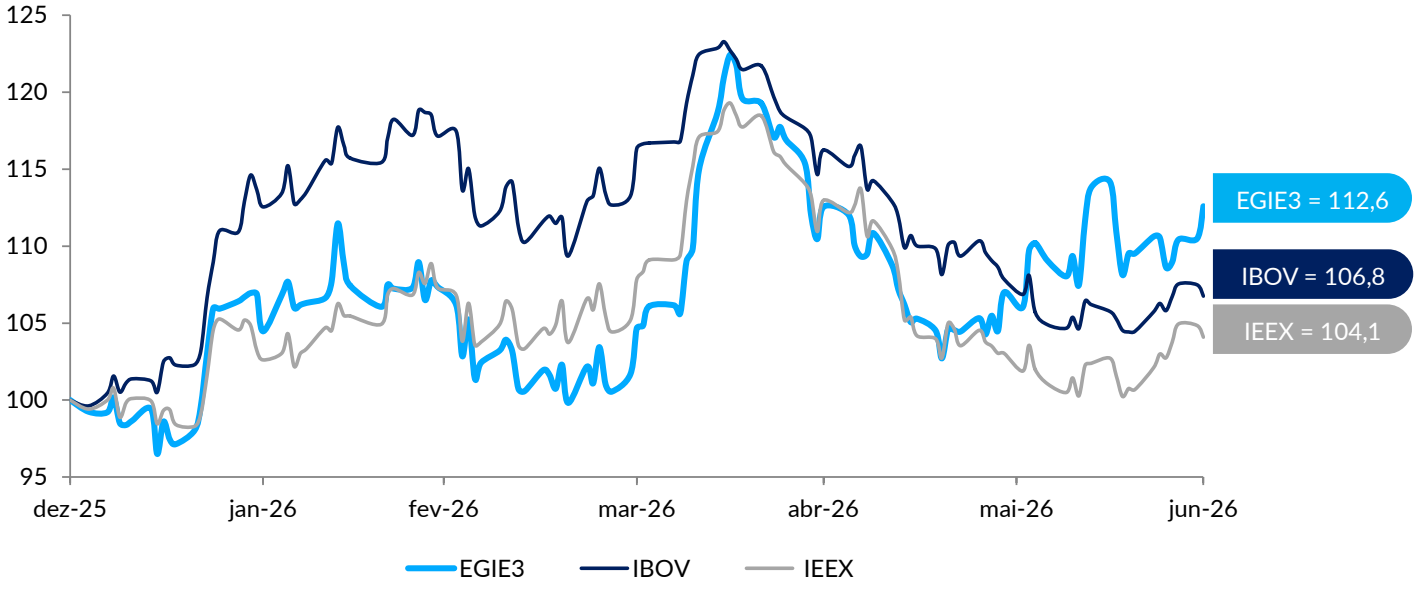
As principais bolsas globais registraram forte valorização, lideradas pelos mercados dos Estados Unidos, impulsionados pelo desempenho das empresas de tecnologia e inteligência artificial. As bolsas europeias também avançaram, apoiadas pela melhora do ambiente econômico, enquanto o Japão, atingiu novos recordes históricos com suporte dos setores de tecnologia e semicondutores. Apesar das tensões geopolíticas e das incertezas sobre inflação e juros, o apetite dos investidores por ativos de risco permaneceu elevado ao longo do período.

No 2T26, as ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 7,6%, elevando o ganho acumulado do ano para 12,6%. No mesmo período, o Índice de Energia Elétrica (IEEX) recuou 3,5%, embora registre alta de 4,1% nos 6M26. Já o Ibovespa apresentou queda de 8,2% no trimestre, mantendo a valorização de 6,8% no acumulado do ano, encerrando junho de 2026 com 172.024 pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 83,4 milhões no 2T26, 31,3% acima do registrado no 2T25, quando atingiu R$ 63,5 milhões.

No último pregão de junho de 2026, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 34,83/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 39,8 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)	30/06/2026	31/12/2025
Ativo Circulante	**9.857.758**	**6.911.102**
Caixa e equivalentes de caixa	6.448.868	3.358.552
Contas a receber de clientes	1.309.777	1.322.661
Crédito de imposto de renda e contribuição social	409.812	517.755
Dividendos a receber	12	12
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	81.814	87.914
Depósitos vinculados	36.769	46.723
Ativo financeiro de concessão	429.415	414.211
Ativo de contrato	787.180	783.178
Outros ativos circulantes	349.534	375.519
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**49.148.133**	**48.401.807**
Realizável a Longo Prazo	**14.334.356**	**13.309.044**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	15.868	44.323
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	62.274	28.497
Depósitos vinculados	507.239	486.458
Depósitos judiciais	98.542	92.677
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	30.005	36.899
Ativo financeiro de concessão	3.245.878	3.160.294
Ativo de contrato	9.411.131	8.710.991
Outros ativos não circulantes	963.419	748.905
Investimentos	**1.362.912**	**1.155.320**
Imobilizado	**27.719.058**	**28.182.030**
Intangível	**5.231.730**	**5.369.554**
Direito de uso de arrendamentos	**500.077**	**385.859**
Total	**59.005.891**	**55.312.909**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2026	31/12/2025
Passivo Circulante	**9.039.518**	**6.158.138**
Fornecedores	995.137	916.391
Dividendos e juros sobre o capital próprio	8.474	121.521
Empréstimos e financiamentos	1.456.668	1.419.136
Debêntures	2.130.807	1.522.823
Ações preferênciais resgatáveis	21.621	22.873
Arrendamentos a pagar	67.777	49.492
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	2.333.615	835.932
Imposto de renda e contribuição social a pagar	673.246	204.438
Outras obrigações fiscais e regulatórias	224.963	165.011
Obrigações trabalhistas	131.900	161.375
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	77.577	87.336
Provisões	5.839	5.838
Obrigações com benefícios de aposentadoria	41.128	39.746
Outros passivos circulantes	870.766	606.226
Passivo Não Circulante	**33.872.056**	**35.240.278**
Empréstimos e financiamentos	14.157.674	13.753.916
Debêntures	13.543.299	11.963.481
Ações preferênciais resgatáveis	467.246	466.375
Arrendamentos a pagar	486.194	380.960
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	654.626	4.356.835
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	56.960	26.674
Provisões	808.534	702.793
Obrigações com benefícios de aposentadoria	204.197	215.828
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.945.213	2.762.822
Outros passivos não circulantes	548.113	610.594
Patrimônio Líquido	**16.094.317**	**13.914.493**
Capital social	6.863.707	6.863.707
Reserva de capital	(156.743)	(176.543)
Reservas de lucros	5.689.792	5.682.218
Dividendos adicionais propostos	-	525.890
Ajustes de avaliação patrimonial	(53.597)	(137.544)
Lucros acumulados	2.669.651	-
Participação de acionista não controlador	1.081.507	1.156.765
Total	**59.005.891**	**55.312.909**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	2T26	2T25	Var. %	6M26	6M25	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.511.433**	**3.086.121**	**13,8**	**6.920.090**	**6.099.190**	**13,5**
Custos Operacionais	**(1.791.352)**	**(1.657.946)**	**8,0**	**(3.366.505)**	**(3.030.267)**	**11,1**
Compras de energia	(383.072)	(272.212)	40,7	(731.328)	(457.070)	60,0
Transações no mercado de energia de curto prazo	(255.812)	(116.547)	119,5	(363.148)	(165.961)	118,8
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(217.082)	(193.476)	12,2	(433.584)	(383.763)	13,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(48.328)	(17.137)	182,0	(106.218)	(69.913)	51,9
Pessoal	(90.041)	(70.701)	27,4	(173.035)	(134.075)	29,1
Materiais e serviços de terceiros	(126.769)	(144.058)	-12,0	(258.788)	(262.761)	-1,5
Depreciação e amortização	(407.914)	(319.019)	27,9	(782.487)	(630.670)	24,1
Seguros	(49.481)	(36.965)	33,9	(99.162)	(71.334)	39,0
Constituição de provisões operacionais, líquida	(142)	(1.672)	-91,5	(14.604)	(3.405)	328,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(309.759)	(461.941)	-32,9	(503.619)	(787.359)	-36,0
Outros	97.048	(24.218)	-500,7	99.468	(63.956)	-255,5
Lucro Bruto	**1.720.081**	**1.428.175**	**20,4**	**3.553.585**	**3.068.923**	**15,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(89.265)**	**(86.738)**	**2,9**	**(190.740)**	**(171.989)**	**10,9**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(140.118)	(139.514)	0,4	(243.990)	(239.210)	2,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	-	5.256	-100,0	3.919	9.569	-59,0
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	50.853	47.520	7,0	49.331	57.652	-14,4
Resultado de Participações Societárias	**130.018**	**199.032**	**-34,7**	**263.436**	**365.811**	**-28,0**
Equivalência patrimonial	130.018	199.032	-34,7	263.436	365.811	-28,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.760.834**	**1.540.469**	**14,3**	**3.626.281**	**3.262.745**	**11,1**
Resultado Financeiro	**1.045.696**	**(806.475)**	**-229,7**	**218.432**	**(1.429.870)**	**-115,3**
Receitas financeiras	2.240.000	212.703	953,1	2.425.216	355.987	581,3
Despesas financeiras	(1.107.116)	(881.072)	25,7	(1.962.296)	(1.435.012)	36,7
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(87.188)	(138.106)	-36,9	(244.488)	(350.845)	-30,3
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**2.806.530**	**733.994**	**282,4**	**3.844.713**	**1.832.875**	**109,8**
Imposto de renda	(614.313)	(115.612)	431,4	(787.909)	(311.510)	152,9
Contribuição social	(230.310)	(50.926)	352,2	(302.839)	(127.560)	137,4
Lucro Líquido do Exercício	**1.961.907**	**567.456**	**245,7**	**2.753.965**	**1.393.805**	**97,6**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	1.910.006	516.281	270,0	2.661.488	1.284.984	107,1
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	51.901	51.175	1,4	92.477	108.821	-15,0
Número de Ações Ordinárias	**1.142.298.836**	**1.142.298.836**		**1.142.298.836**	**1.142.298.836**	
Lucro Líquido por Ação	**1,6721**	**0,4520**	**270,0**	**2,3299**	**1,1249**	**107,1**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	6M26	6M25
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.844.713	1.832.875
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(263.436)	(365.811)
Depreciação e amortização	802.284	652.294
Juros e variação monetária	1.866.154	1.256.330
Atualização monetária de créditos fiscais a recuperar	(92.563)	-
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	244.488	350.845
Alienação de subsidiária	-	(9.569)
Ajuste a valor justo de instrumentos de dívida	96	104.736
Ganho financeiro com repactuação do UBP	(2.010.973)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(297.774)	(271.201)
Remuneração de ativo de contrato	(711.206)	(564.293)
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(445.586)	(810.477)
Perdas por ineficiência na construção	95.284	44.554
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	(7.150)	2.709
Outros	(35.398)	18.087
Lucro Ajustado	**2.988.933**	**2.241.079**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	14.414	134.632
Crédito de imposto de renda e contribuição social	115.298	(17.313)
Depósitos vinculados e judiciais	21.804	(15.663)
Ativo financeiro de concessão	196.986	186.636
Ativo de contrato	408.097	320.509
Outros ativos	(108.269)	92.503
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	6.851	(94.654)
Obrigações fiscais e regulatórias	55.642	(38.352)
Obrigações trabalhistas	(29.477)	(27.571)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(24.379)	(23.403)
Outros passivos	70.947	888
Caixa Gerado pelas Operações	**3.716.847**	**2.759.291**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(855.036)	(705.462)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(333.756)	(423.641)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**2.528.055**	**1.630.188**
Atividades de Investimento	**(369.569)**	**(964.590)**
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	155.750	360.687
Aquisição de subsidiárias	-	16.320
Aplicação no imobilizado e no intangível	(88.866)	(1.167.741)
Redução de capital em controladas	-	234.313
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(1.810)	(489)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	-	4.313
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(438.041)	(416.848)
Outros	3.398	4.855
Atividades de Financiamento	**931.830**	**1.036.057**
Ingresso de instrumentos de dívida	2.396.705	2.765.119
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(602.362)	(468.489)
Pagamento de dividendos e imposto de renda de juros sobre o capital próprio	(858.444)	(1.203.092)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(4.932)	(57.481)
Aporte de capital de acionistas minoritários, líquidos dos custos de emissão	863	-
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3.090.316**	**1.701.655**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.358.552	3.958.758
Saldo final	6.448.868	5.660.413
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**3.090.316**	**1.701.655**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	155.750	360.687
Dividendos intercalares, intermediários, adicionais creditados, obrigatórios e JCP	694.488	365.071
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	-	4.290
ICMS sobre venda de energia elétrica	(97)	2.319
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(61.229)	12.577
Fornecedores de imobilizado e intangível	29.852	(260.771)
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	-	(48.971)

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

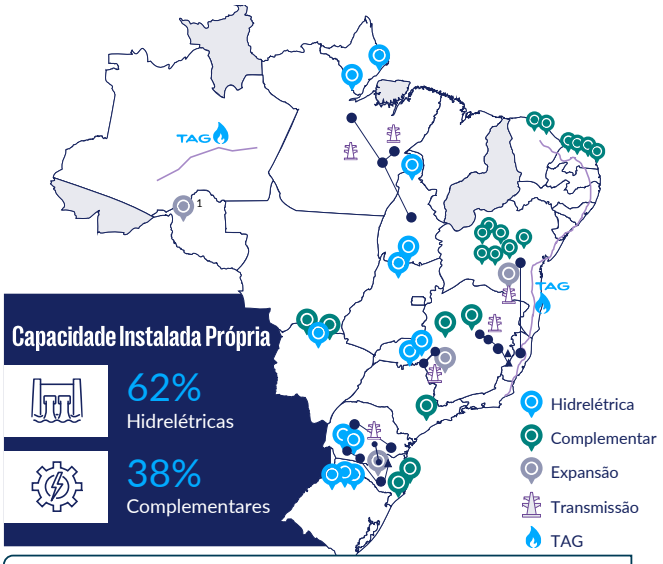
FACT SHEET 2T26

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 30.06.2026, seu valor de mercado era de R$ 39,8 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, 2 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.

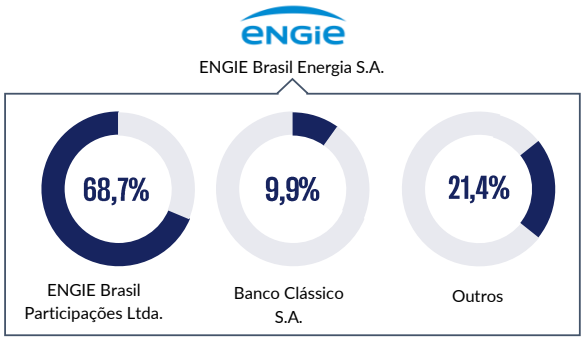
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



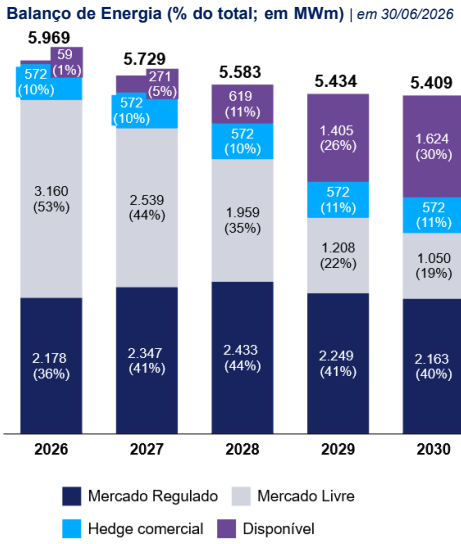
Capacidade instalada própria de geração de energia de **11.266 MW (5.357 MWm), 3.205 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

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.



Balanço de Energia



EGIE B3 LISTED NM | IBOVESPA B3 | IEE B3 | ITAG B3

ANEXO 5

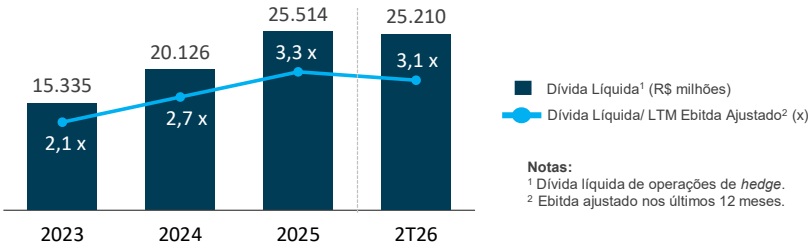
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T26

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

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.*

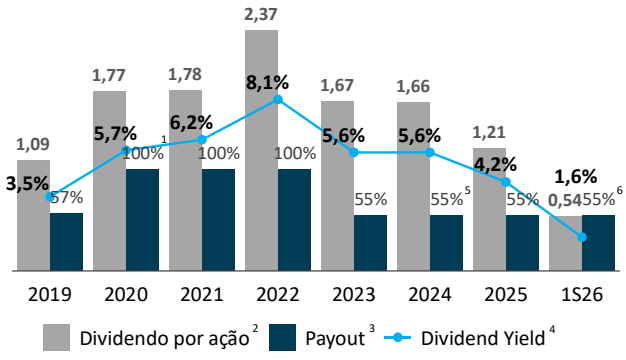
Endividamento (R$ milhões)



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

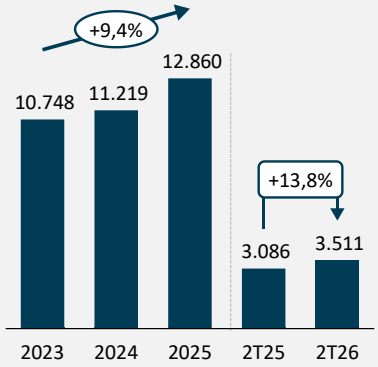
Política de Dividendos

- 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.

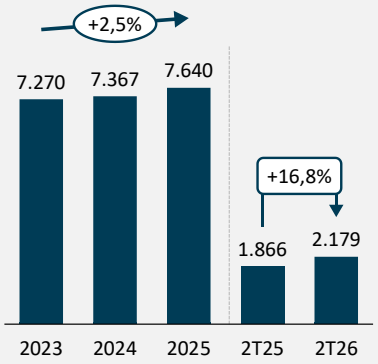


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
3 Considera o lucro líquido 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).
6 *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganho financeiro com a repactuação do UBP).

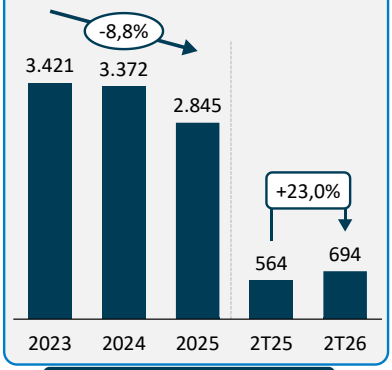
Receita líquida
(R$ milhões)



Ebitda ajustado
(R$ milhões)



Lucro líquido ajustado
(R$ milhões)



ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

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