



EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

RELEASE DE RESULTADOS

1T26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Videoconferência de resultados

08/05/2026 às 11:00h

(horário de Brasília):

**em português com tradução
simultânea para inglês**

[Clique aqui](#) para acessar a transmissão

Visite nosso Website

www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3

ISEB3

IEE B3



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

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



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



Asa Branca

Destaques



Receita operacional líquida

R\$ 3.409 milhões

(+13,1% ante 1T25).



Ebitda ajustado²

R\$ 2.244 milhões

(+10,0% ante 1T25).



Lucro líquido ajustado

R\$ 789 milhões

(-4,1% ante 1T25).



Preço médio dos contratos de venda de energia

R\$ 216,8/MWh

líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading* (+1,3% ante 1T25).



Energia vendida

10.592 GWh

(4.904 MW médios)

sem considerar as operações de *trading* (+10,5% ante 1T25).



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



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

Importante

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

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes



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



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



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



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

Mensagem da Administração

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

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



Entre os destaques do trimestre, ressaltamos:

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

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

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

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

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

Boa leitura!



**Eduardo
Sattamini**

Diretor-Presidente



**Pierre
Leblanc**

Diretor Financeiro
e de Relações com
Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

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

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

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Garantia física (MWm) Participação da Companhia		
			Total	Participação da Companhia		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 Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2		
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7		
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3		
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1		
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8		
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0		
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3		
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	out/45	211,3		
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	mai/42	140,8		
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5		
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguari (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3		
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	ago/37	127,6		
Total - Hidrelétricas			8.739,9	7.040,2		3.576,6		
Usina	Tipo	Centrais geradoras ¹	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Garantia física (MWm) Participação da Companhia	
				Total	Participação da Companhia		Total	Participação da Companhia
Conjunto Serra do Assuruá	Eólica	24	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	nov/56	410,2	
Conjunto Assú Sol	Solar	16	Assú (RN)	752,7	752,7	fev/57	229,6	
Conjunto Santo Agostinho - Fase I	Eólica	14	Lages e Pedro Avelino (RN)	434,0	434,0	mai/56	224,2	
Conjunto Campo Largo II	Eólica	11	Umburanas (BA)	361,2	361,2	ago/54	192,5	
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	18	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3	
Conjunto Campo Largo I	Eólica	11	Umburanas (BA)	326,7	326,7	mai/51	166,5	
Conjunto Trairi	Eólica	8	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	97,2	
Conjunto Lar do Sol ²	Solar	3	Pirapora (MG)	198,0	198,0	abr/54	53,0	
Conjunto Paracatu	Solar	4	Paracatu (MG)	132,0	132,0	jun/51	34,0	
Conjunto Juazeiro	Solar	4	Juazeiro (BA)	120,0	120,0	jun/51	34,8	
Conjunto Sertão Solar	Solar	4	Barreiras (BA)	94,6	94,6	jul/53	26,1	
Conjunto Floresta	Solar	3	Areia Branca (RN)	86,0	86,0	jun/51	25,1	
Conjunto Sol do Futuro	Solar	3	Aquiraz (CE)	81,0	81,0	jun/51	16,2	
Ferrari Termoelétrica	Biomassa		Pirassununga (SP)	72,5	72,5	jun/42	25,6	
Conjunto São Pedro	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54,0	54,0	mar/51	16,0	
Assú V	Solar		Assú (RN)	34,0	34,0	jun/51	9,2	
Rondonópolis	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/37	14,0	
José Gelazio da Rocha	PCH		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/37	11,9	
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável ³	0,2	
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ³	0,3	
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável ³	0,0	
Total - Complementares				4.225,6	4.225,6		1.799,9	
Total				12.965,6	11.265,9		5.376,5	

¹ Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

² A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

³ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.



Ativos de Transmissão de Energia

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

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

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



Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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

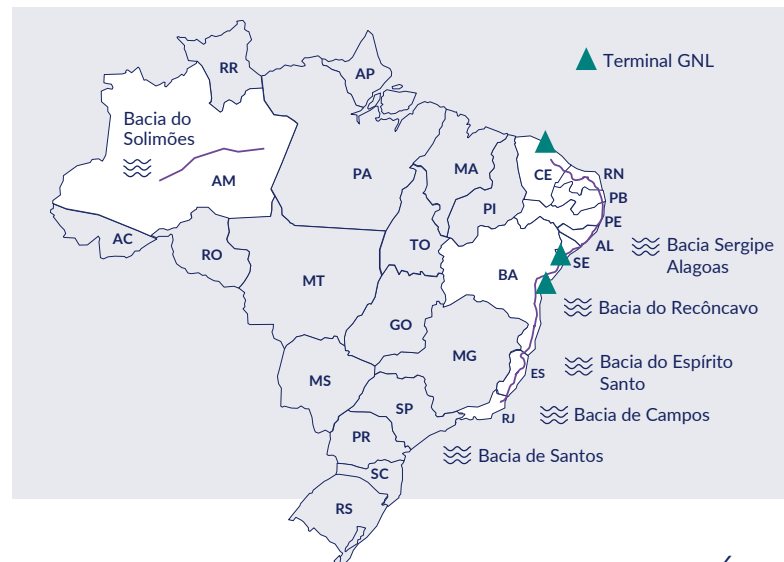
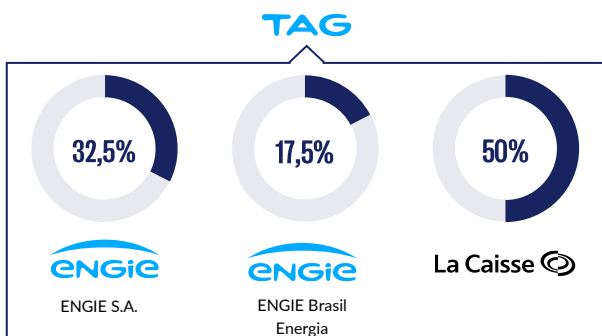
A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de entrada de gás (incluindo 3 terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 90 pontos de saída e 2 pontos de entrada e saída bidirecionais, conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo 2 refinarias, 20 termelétricas e 2 plantas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

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

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

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

| Estrutura societária



| Destaques do trimestre

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

| Projetos:

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

Concluído:

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

Em implantação:

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

Em desenvolvimento:

- **Ponto de entrada Suape (PE):** novo ponto de entrada para conexão de Terminal de GNL ao Porto de Suape (Termopernambuco). O ponto terá capacidade máxima de transporte de 14,3 milhões de m³/dia e 2 km de extensão, com potencial de expansão para 9 km.
- **Ponto de entrada Miranga (BA):** novo ponto de entrada para conexão da nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Miranga, da Petroreconcavo, à rede da TAG, na Estação de Distribuição de Gás (EDG) Catu. O ponto terá capacidade máxima de transporte de 1,5 milhões de m³/dia e 5 km de extensão.
- **Estação de compressão Itajuípe (BA):** localizada no trecho Norte do Gasene, com objetivo de otimização da rede, a estação proporcionará volume incremental de transporte de 3 milhões de m³/dia. O projeto está listado no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ):** gasoduto dos Goytacazes para conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória, com 45 km de extensão e 10 milhões de 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 m ³ /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.

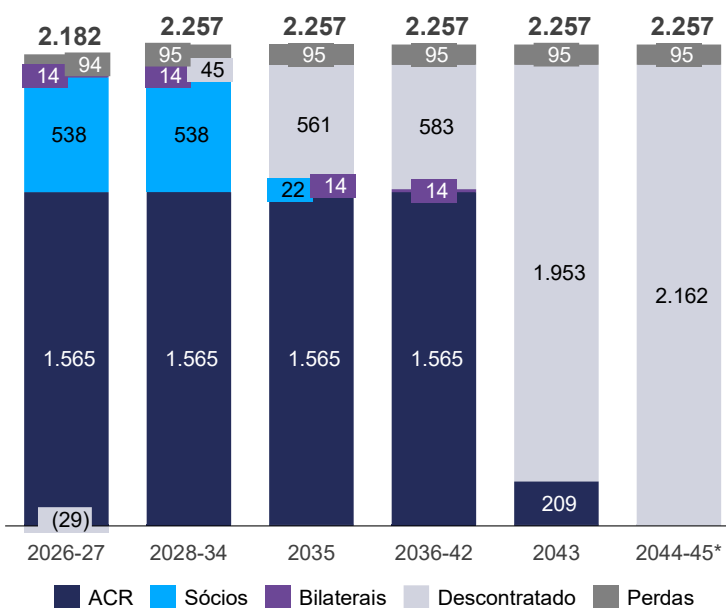
Do total do incremento de garantia física, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a **2.182,2 MW médios na cota 90 metros ampliada e 2.257,2 MW médios na cota 90 metros constante**.

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

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

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

Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



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



Leilão de Energia de Reserva – Usina Hidrelétrica Jaguará

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.

A expansão da capacidade instalada se dará por meio da motorização de dois poços existentes na **Usina Hidrelétrica Jaguará**, 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 Jaguará possui 424 MW de capacidade instalada (324 MW médios de capacidade comercial) e concessão vigente até junho de 2048. Atualmente, 70% da sua capacidade comercial está em regime de cotas e 30% é destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

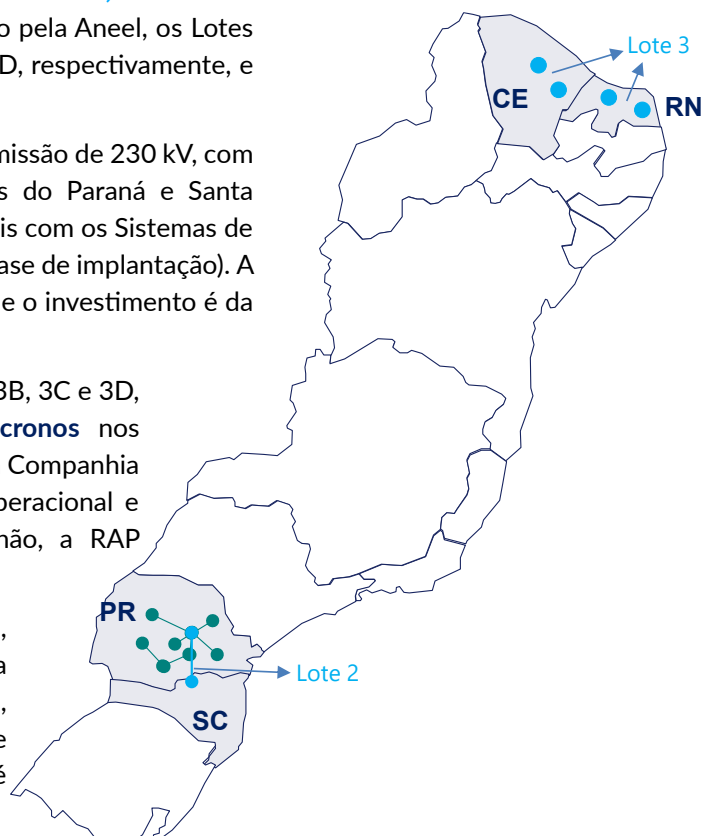


Colibri Transmissora de Energia – Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rio Grande do Norte

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

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

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



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



Projetos em Implantação

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

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

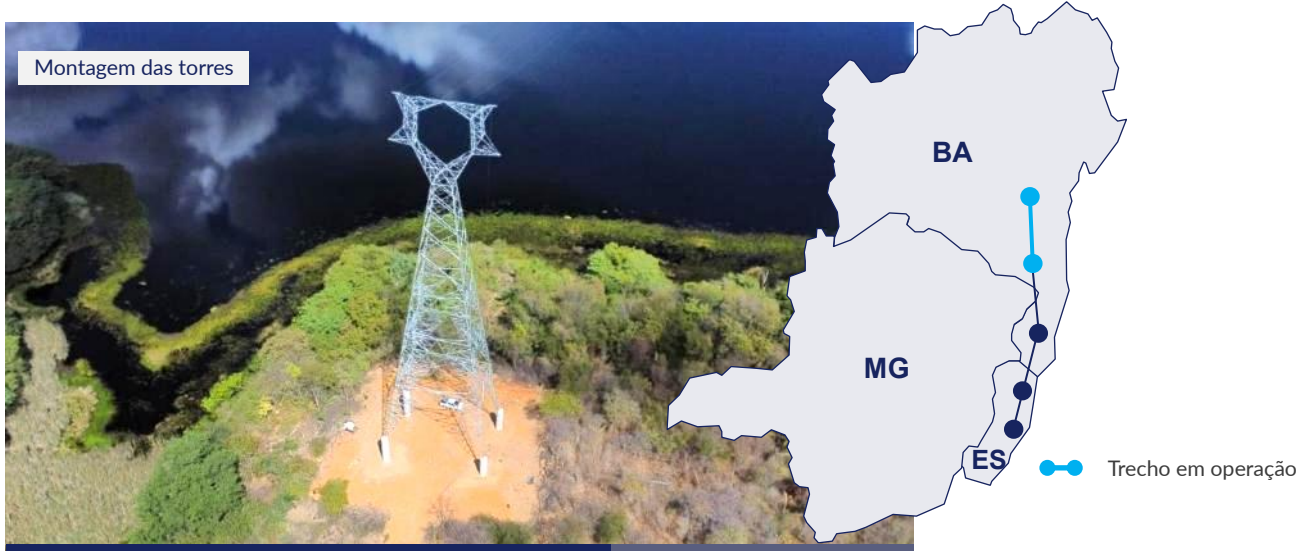
Em 26 de novembro de 2025, **foi energizado o trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III**, de 334 quilômetros de extensão, representando 32,3% da RAP total.

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

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

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

¹ Valor na data-base de junho/2025.



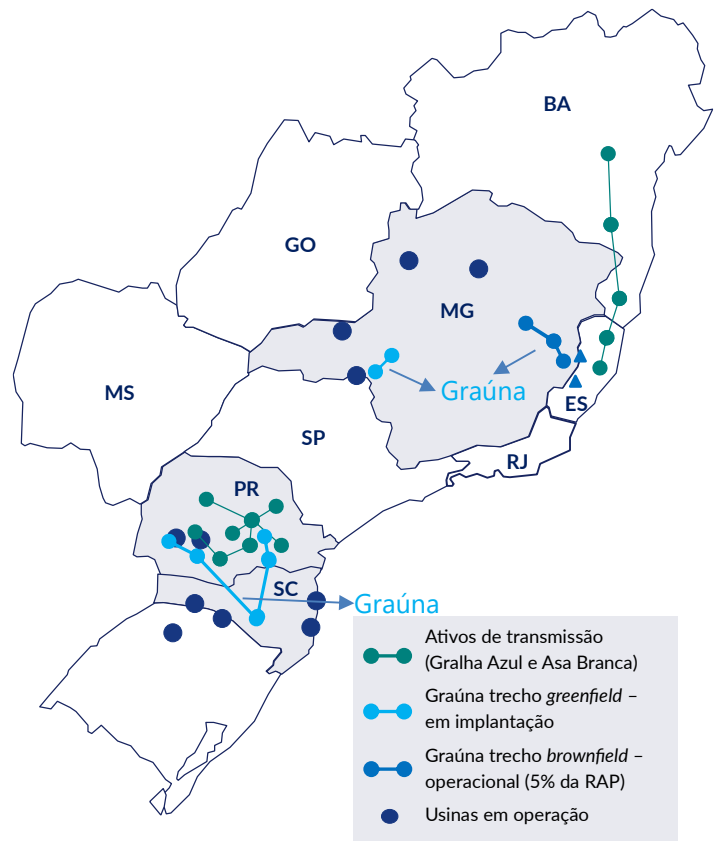
Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo

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

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

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

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



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

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

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

¹ Valor na data-base de junho/2025.

Projetos em Desenvolvimento

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

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

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

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

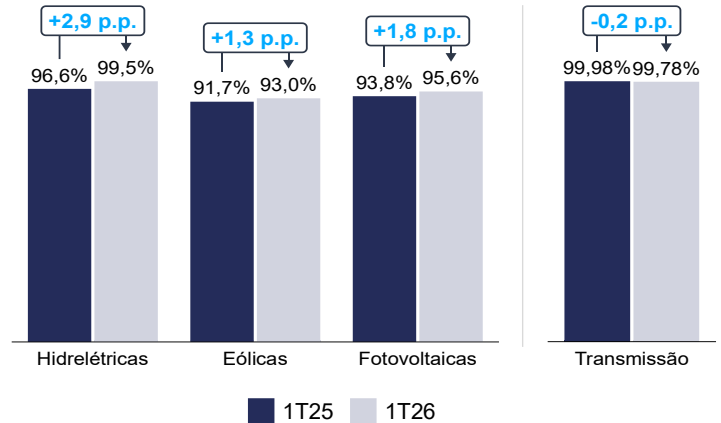
No 1T26, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia, atingiram **índice de disponibilidade interna de 99,5%**, (considerando-se as paradas programadas e forçadas). Este índice apresentou aumento de 2,9 p.p. no 1T26, quando comparado ao mesmo período do ano anterior (96,6%), em razão,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

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

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

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

Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



Geração de Energia

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

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

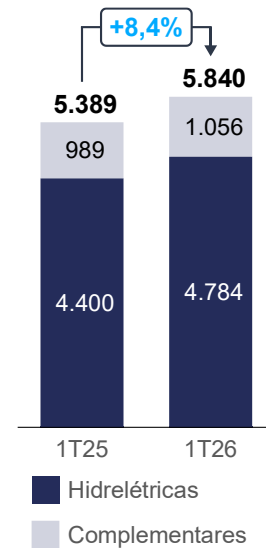
O aumento na geração das **usinas hidrelétricas** no 1T26, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, está diretamente associado a fatores operativos. A política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) define a alocação da geração hidrelétrica com priorização dos patamares de carga média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

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

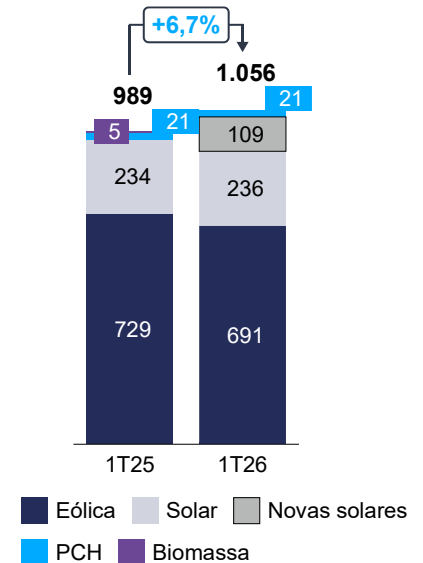
O aumento na geração das **usinas complementares**, no 1T26, em comparação ao 1T25, foi impulsionado pela conclusão da entrada em operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. No período, o ativo registrou geração de 393 GWh (182 MW médios), contribuindo para um crescimento de 47,0% da **geração solar**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

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

| Geração | MW médios



| Geração por Fonte Complementar | MW médios



Curtailment

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

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

% Curtailment por fonte

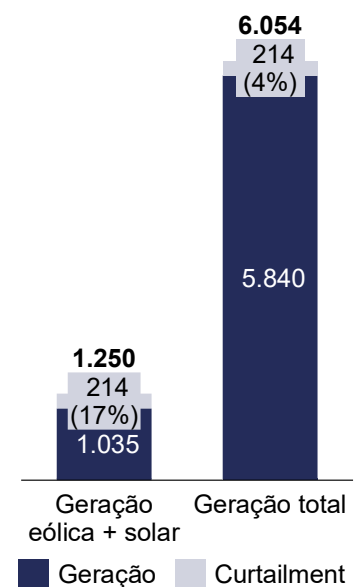
	1T26			1T25		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	17%	17%	20%	19%	20%
Curtailment SIN	15%	19%	17%	14%	21%	16%

% Curtailment por ativo

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

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

% Curtailment sobre Geração 1T26 | MW médios

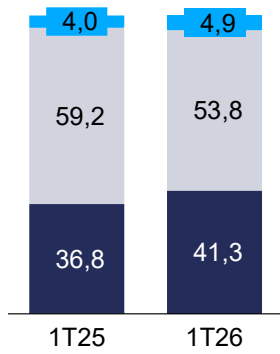


Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

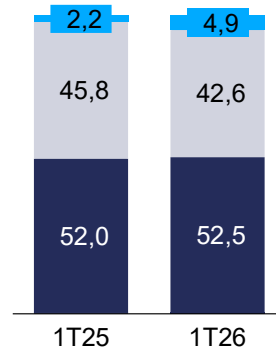
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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

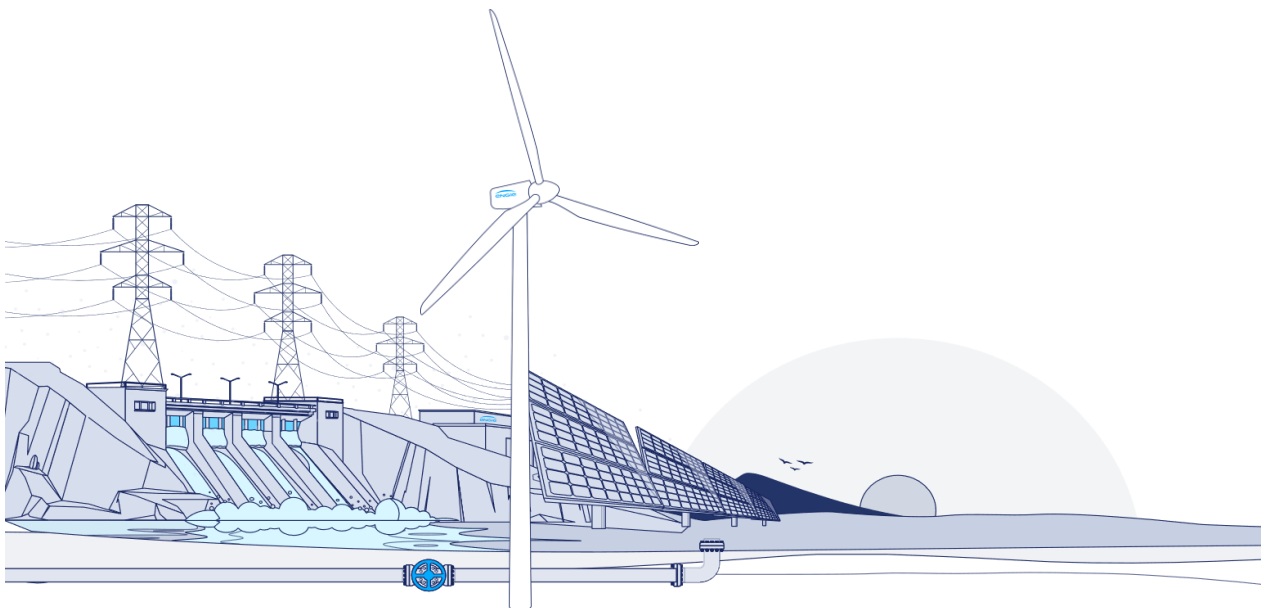
Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



■ 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 **31 de março de 2026**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

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

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → 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 Jaguará e Miranda).

4 Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento - 1T26 X 1T25 | R\$ milhões

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

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

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

Receita Operacional Líquida

| Receita por segmento - 1T26 X 1T25 | R\$ milhões

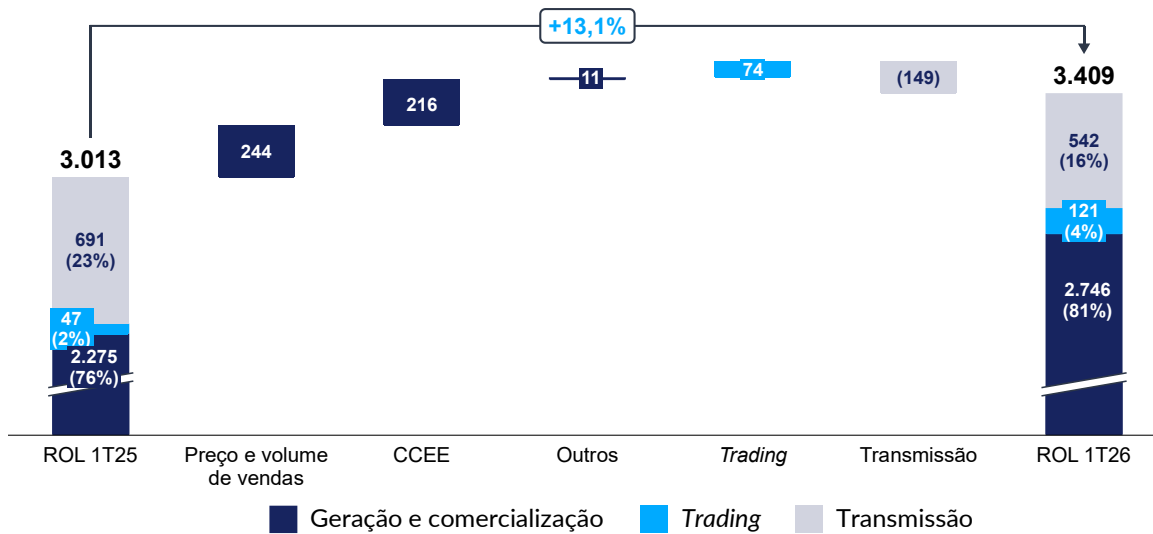
	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
	1T26			
Ambiente de contratação regulado ¹	1.200	-	-	1.200
Ambiente de contratação livre ²	1.096	-	-	1.096
Remuneração dos ativos de concessão	134	312	-	446
Transações no mercado de energia de curto prazo	239	-	-	239
Receita de construção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

¹ Distribuidoras de energia elétrica.

² Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

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

Receita Operacional Líquida por Segmento | R\$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

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

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

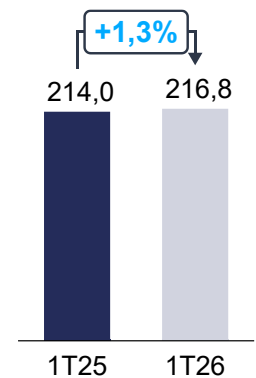
O aumento do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela elevação dos preços de mercado ao longo de 2025 e 2026, os quais impactaram positivamente as condições do mercado livre para 2026; (ii) pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes; e parcialmente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

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

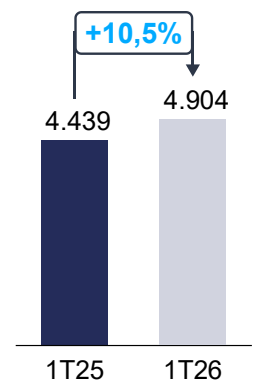
O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo volume adicional de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, e pelo aumento de venda no ambiente livre, ocasionado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

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

Preço Médio Líquido de Vendas¹ | R\$/MWh



Volume de Vendas² | MW médios



¹ Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

² Líquido de operações de trading.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Regulado:

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

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

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

Ambiente de Contratação Livre:

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

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

Remuneração dos Ativos de Concessão

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

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

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

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

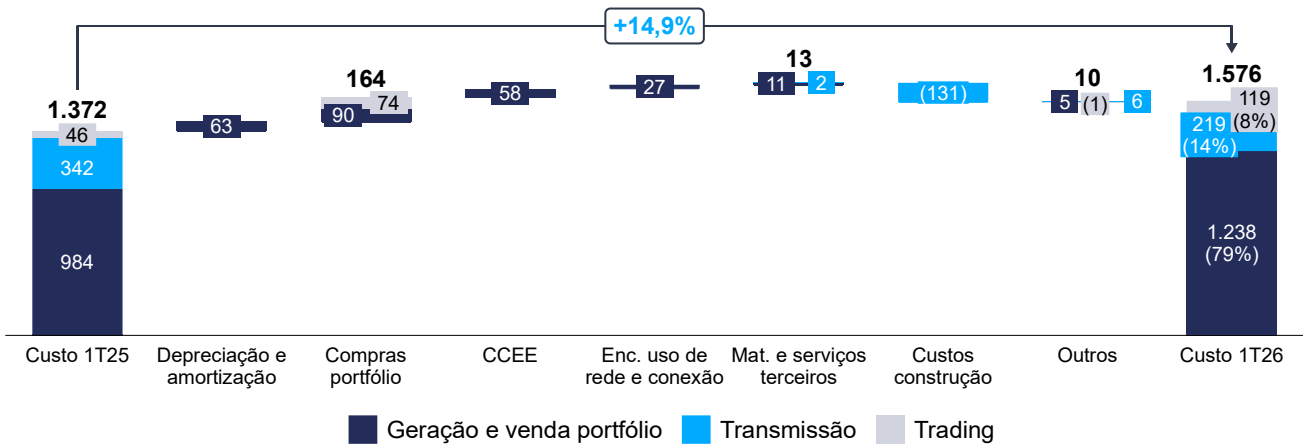
Custos Operacionais

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

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

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

Evolução dos Custos Operacionais | R\$ milhões



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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

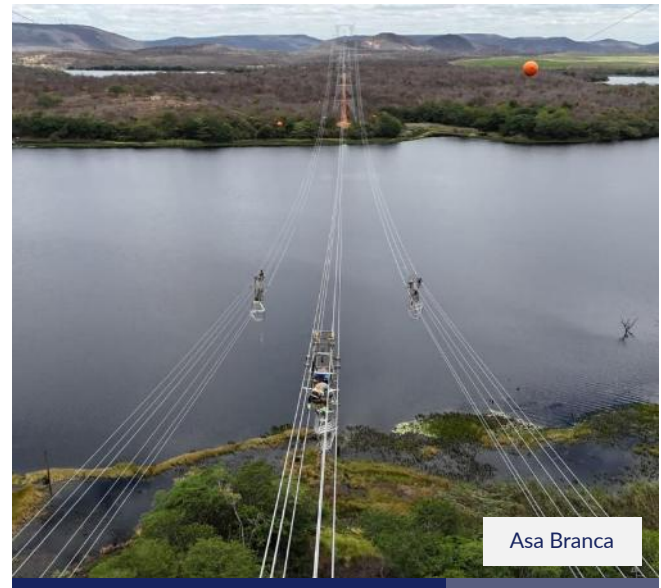
Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

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

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

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.



Asa Branca

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

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

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

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

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

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

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

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

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

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

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

Ebitda (em R\$ milhões)	1T26		1T25	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.394	244	1.691	296
Depreciação e amortização	179	31	184	32
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda¹	1.723	301	2.025	354
Margem Ebitda	83,1%		86,5%	

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

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

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

| Balanço Patrimonial

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

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



Transportadora Associada de Gás - TAG

Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento - 1T26 x 1T25 | R\$ milhões

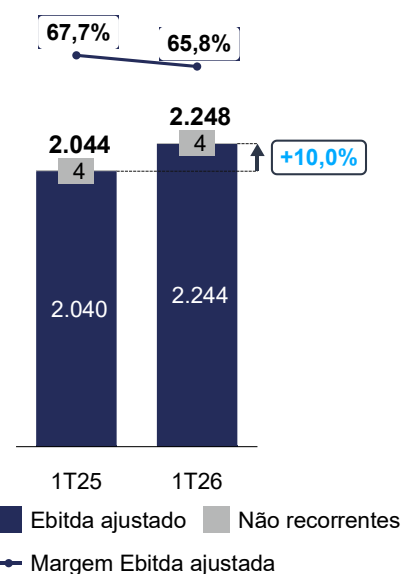
	Energia Elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	Consolidado
1T26					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.413	318	-	133	1.864
Depreciação e amortização	381	3	-	-	384
Ebitda¹	1.794	321	-	133	2.248
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	1.790	321	-	133	2.244
Margem Ebitda ajustada	65,2%	59,2%	-	-	65,8%
1T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.211	345	(1)	167	1.722
Depreciação e amortização	319	3	-	-	322
Ebitda	1.530	348	(1)	167	2.044
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Ebitda ajustado	1.526	348	(1)	167	2.040
Margem Ebitda ajustada	67,1%	50,4%	(2,1%)	-	67,7%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	202	(27)	1	(34)	142
Depreciação e amortização	62	-	-	-	62
Ebitda	264	(27)	1	(34)	204
Ebitda ajustado	264	(27)	1	(34)	204
Margem Ebitda ajustada	(1,9 p.p.)	8,8 p.p.	2,1 p.p.	-	(1,9 p.p.)

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

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

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

| Ebitda Ajustado¹ | R\$ milhões



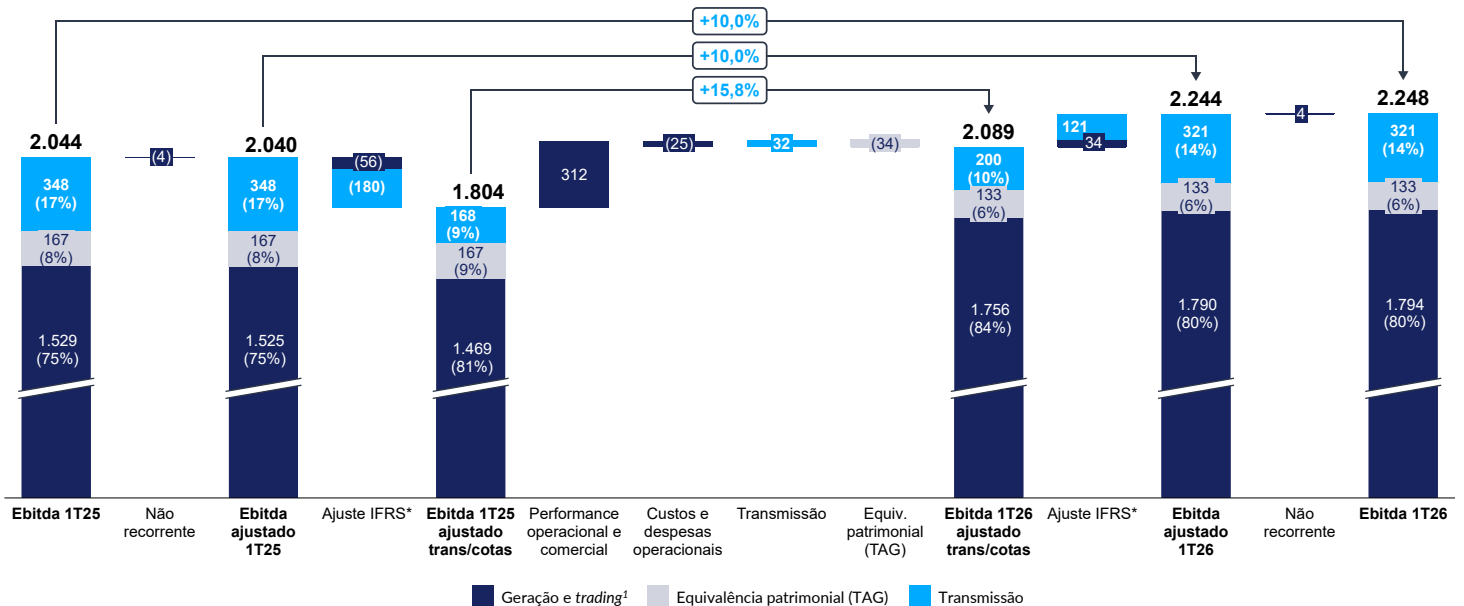
¹ Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

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

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

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

| Evolução do Ebitda | R\$ milhões



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

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

Resultado Financeiro

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

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

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

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

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

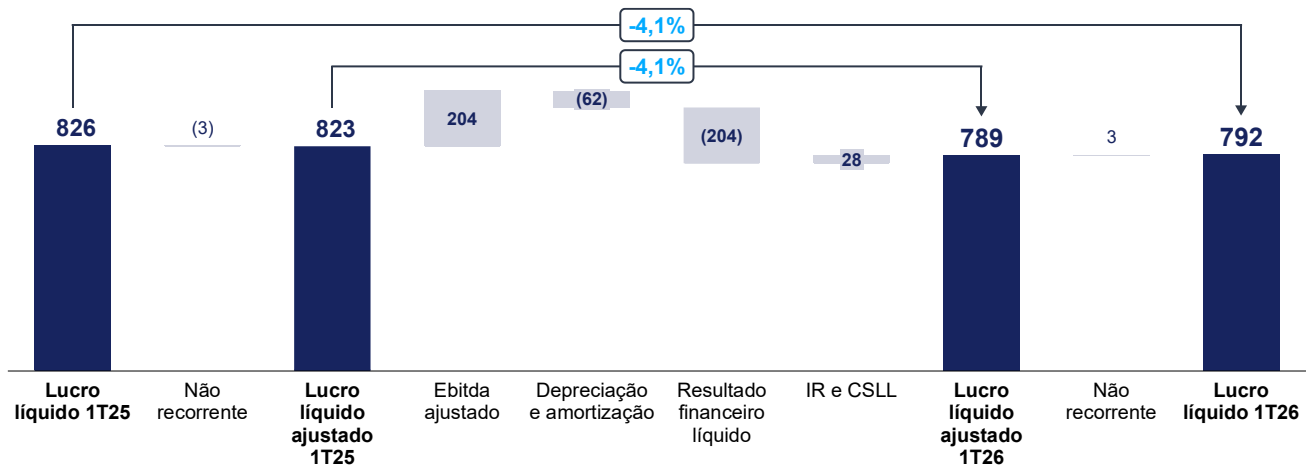
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

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

Lucro Líquido

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

| Evolução do Lucro Líquido | R\$ milhões



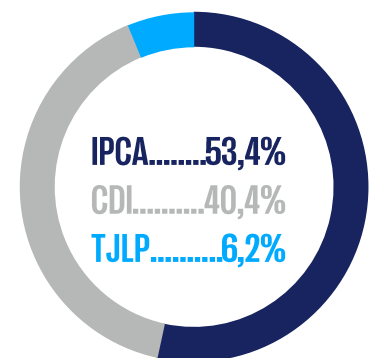
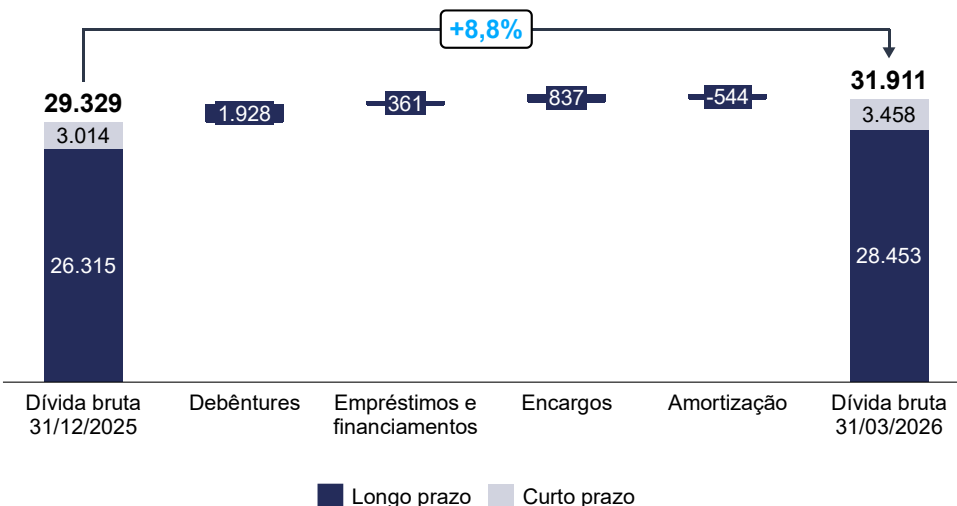
Endividamento

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

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

| Evolução da Dívida Bruta | R\$ milhões

| Composição da Dívida



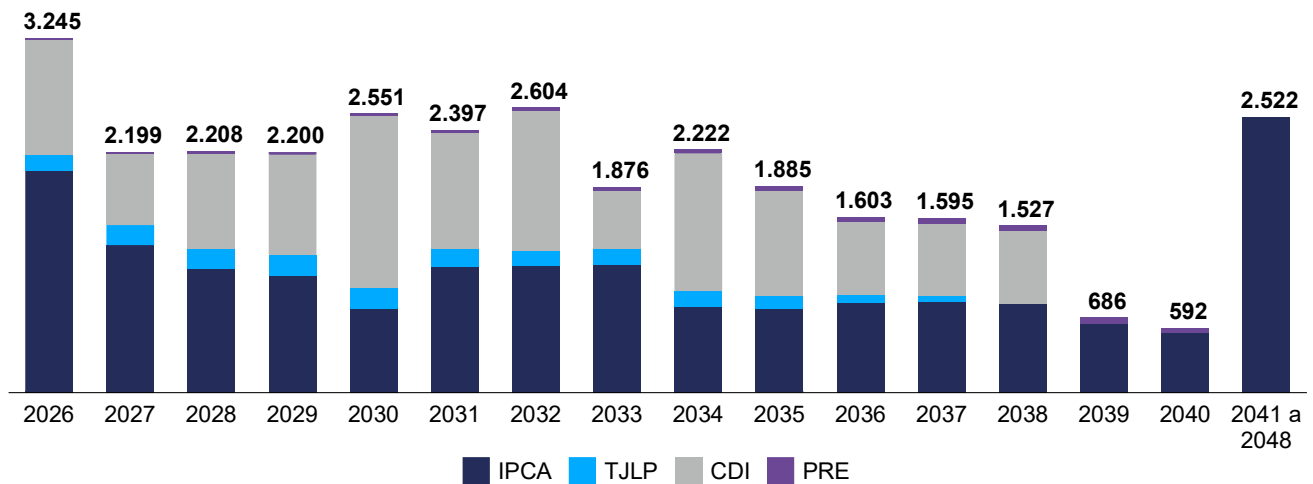
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T26 foi 11,3% – equivalente a IPCA + 6,9% – 0,3 p.p. acima do registrado no fim do 1T25 (11,6% – equivalente a IPCA + 5,8%).

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

| Dívida Líquida

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

| Cronograma de Vencimento da Dívida | R\$ milhões



Investimentos

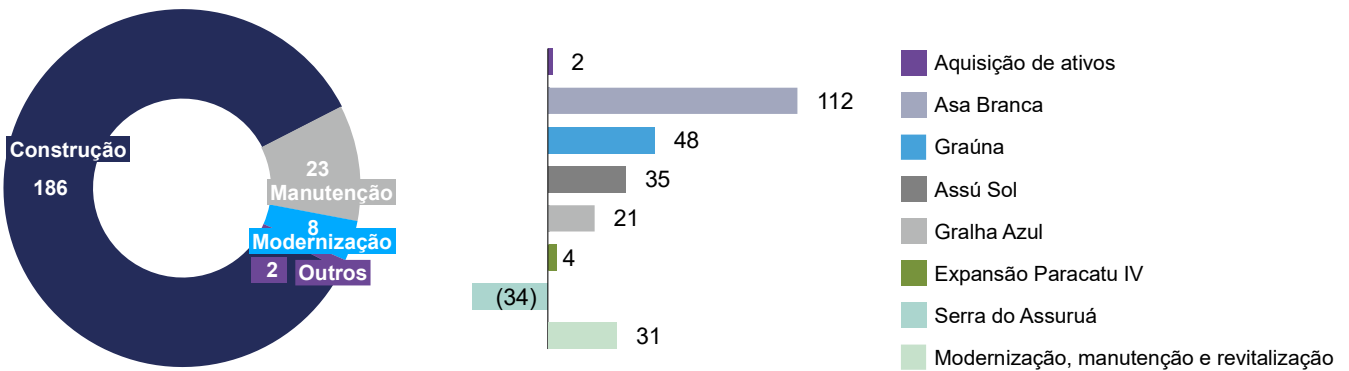
Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T26 alcançaram **R\$ 219 milhões**, dos quais: (i) R\$ 2 milhões pagos como complemento na aquisição do projeto Assú Sol; (ii) R\$ 186 milhões na construção de novos projetos, sendo: R\$ 112 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R\$ 48 milhões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



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



Investimentos 1T26 | R\$ milhões



Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

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

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

Jornada pelo Clima

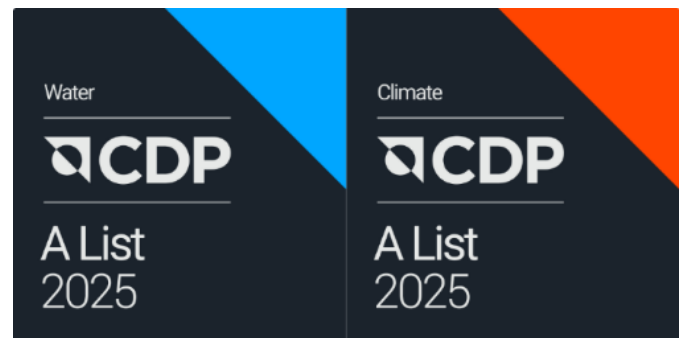
O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO₂ em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência); e ii) atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

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

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

Destaques do Trimestre

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



- No entorno da recém adquirida Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, **no Amapá**, a Companhia já efetua **investimentos sociais relevantes**, em linha com suas políticas de Investimento Social Privado e geração de valor compartilhado. Foram cerca de R\$ 400 mil em dois projetos sociais - “Preparando para o Futuro” e “Futebol de Rua pela Educação XV 3.0”, selecionados pelo Edital de Recursos Incentivados. Ao todo, 265 crianças e adolescentes serão beneficiados.
- Em março, a ENGIE Brasil Energia promoveu, um **evento dedicado à inovação corporativa**, reunindo representantes de diversas áreas técnicas e usinas na sede da Companhia, em Florianópolis. O encontro abordou temas estratégicos como inteligência artificial, criatividade, parcerias e políticas de incentivo à inovação, reforçando a cultura inovadora da empresa. A programação foi encerrada com a **premiação de colaboradores** que se destacaram por iniciativas de inovação implementadas no último ano.



Indicadores de Sustentabilidade

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

| Indicadores de Sustentabilidade

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

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

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

Mercado de Capitais

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

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

Desempenho das Ações – EGIE3

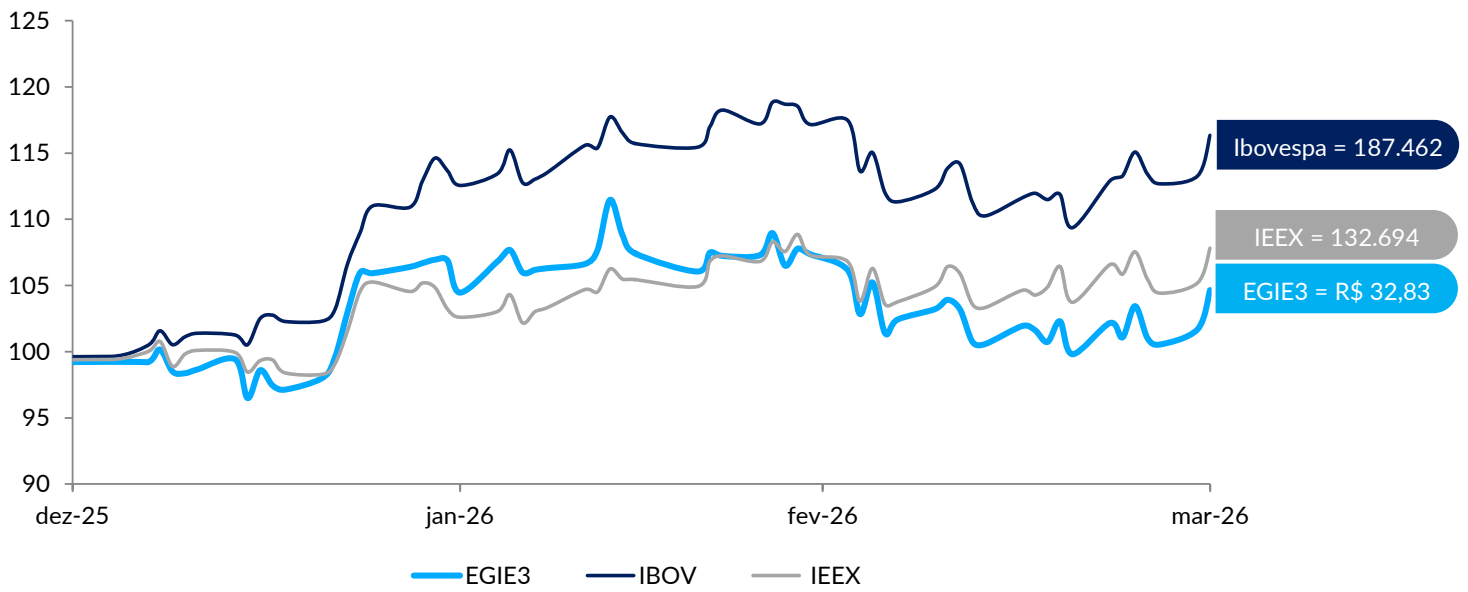
No primeiro trimestre de 2026, o Ibovespa se destacou como um dos melhores desempenhos do mercado financeiro global, avançando 16,3%, seu melhor resultado trimestral desde 2020, impulsionado por forte rotação de ativos, entrada de capital estrangeiro e percepção de valor relativo das ações brasileiras.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

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

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

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

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



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO - ATIVO

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

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

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

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

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

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

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

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1T26

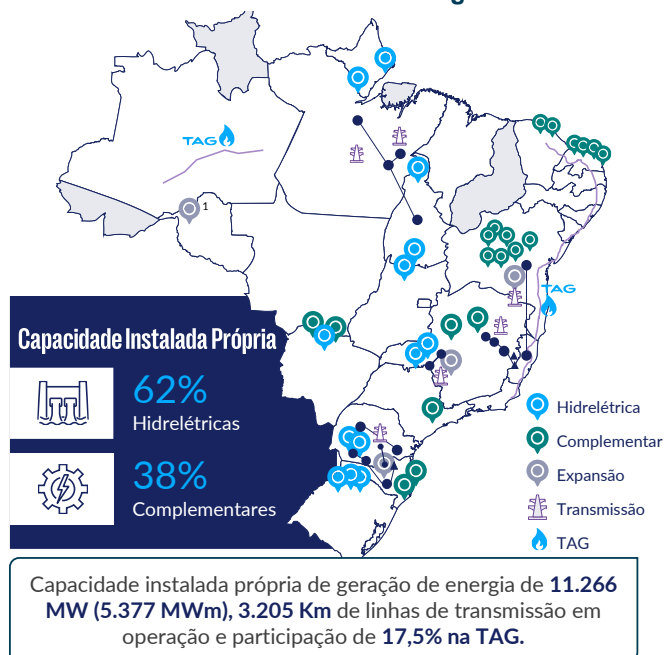


Visão Geral

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

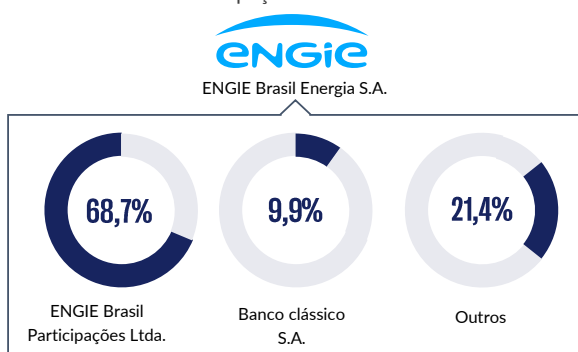
Em 31.03.2026, seu valor de mercado era de R\$ 37,5 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **11.266 MW**, composta por **145 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 132 complementares: uma a biomassa, 88 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 41 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Galha 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



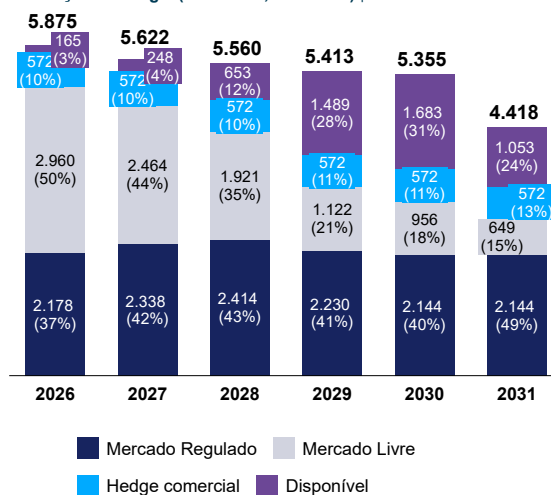
Composição Acionária

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.



Balanco de Energia

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



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

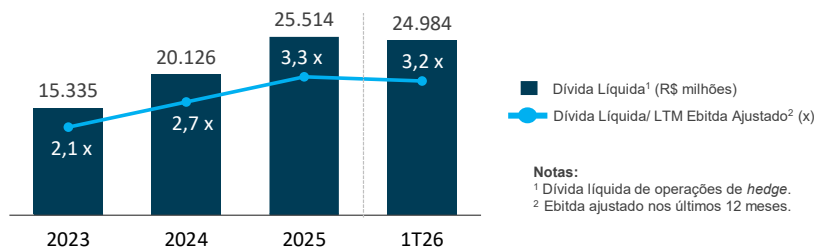
FACT SHEET 1T26

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

Notas:

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

Endividamento (R\$ milhões)

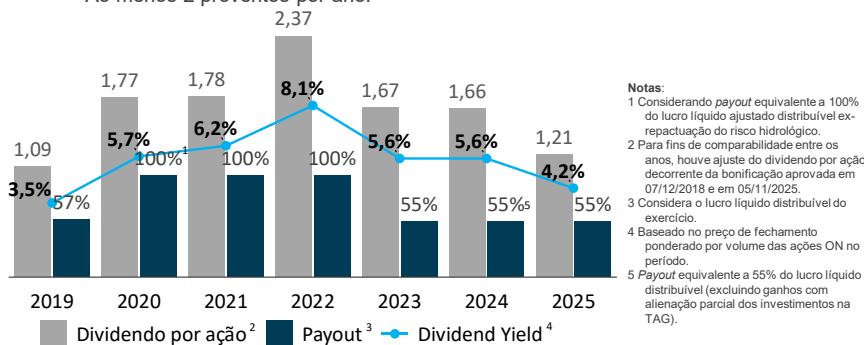


Notas:

¹ Dívida líquida de operações de hedge.² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Política de Dividendos

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



Notas:

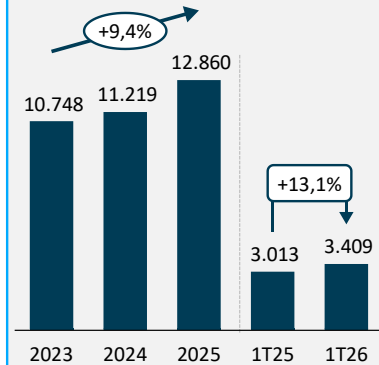
¹ Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.² Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.³ Considera o lucro líquido distribuível do exercício.⁴ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.⁵ *Payout* equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

ISEB3

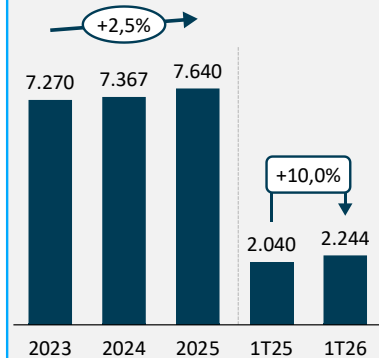
ICO2 B3

IDIVERSA B3

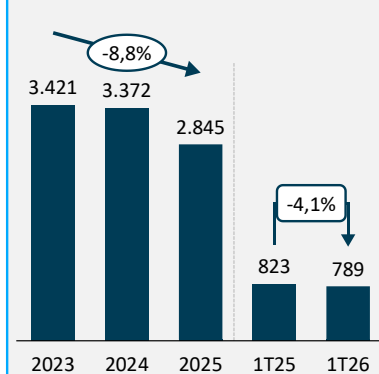
Receita líquida (R\$ milhões)



Ebitda ajustado (R\$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R\$ milhões)



Relações com Investidores

Rua Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064 –

CEP 88025-255 Florianópolis – SC

Fone: (48) 3221-7904

www.engie.com.br/investidores /

ri.BREnergia@engie.com



EGIE3
B3 LISTED NM

EGIEY
OTC MARKET

EARNINGS RELEASE

1Q26

ENGIE Brasil Energia S.A.



Video conference

May 08, 2026 at 11:00 a.m. (BRT),
10:00 a.m. (EDT) in Portuguese
with simultaneous translation into
English)

[Click here](#) to access the transmission

Visit our Website
www.engie.com.br/investidores

IBOVESPA B3

ISEB3

IEE B3



For Immediate Release

Additional information:

Eduardo Sattamini
Chief Executive Officer

Pierre Leblanc
Chief Financial and Investor Relations
Officer

Leonardo Depiné
IR Manager
Leonardo.Depine@engie.com

Tel.: +55 (48) 3221-7904/7246
ri.brenergia@engie.com

Florianópolis, Brazil, May 7, 2026. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the First Quarter and 3 months period ending on March 31, 2026 (1Q26/3M26). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reais (R\$), except where otherwise indicated. Rounding effects may cause differences in percentage changes, when comparing the comments on Economic-Financial Performance, presented in R\$ million, with the Income Statement (Appendix III), presented in R\$ thousand.



Success in generation and transmission auctions mark the 1Q26 of ENGIE Brasil Energia.



Asa Branca

Highlights



Net Operating Revenue

R\$ 3,409 million

(+13.1% vs 1Q25).



Adjusted Ebitda²

R\$ 2,244 million

(+10.0% vs 1Q25).



Adjusted Net Income

R\$ 789 million

(-4.1% vs 1Q25).



Average price of the energy sales agreements

R\$ 216.8/MWh

net of taxes on revenues and trading operations
(+1.3% vs 1Q25).



Energy sales

10,592 GWh

(4,904 average MW)
excluding trading operations
(+10.5% vs 1Q25).



ENGIE sold **195.78 MW** of power from Jaguara HPP at Aneel's Capacity Reserve Auction through the intermediary of a 15-year agreement, beginning August 2030 with a fixed annual revenue flow of **R\$ 270.4 million**.



The Company made a successful bid for two lots in the **Aneel transmission auction** for the implementation of transmission lines and synchronous compensators, the respective concession being for 30 years at an annual RAP of **R\$ 122.8 million**.

Important

This material contains information and opinions on future events subject to risks and uncertainties, based on current expectations, projections and tendencies. Several factors may affect the estimates and assumptions which may cause the forward-looking statements not to be realized. Therefore, shareholders and investors should not make decisions based solely on these estimates, projections and statements

Summary of Financial and Operational Indicators

Consolidated (in R\$ million)	1Q26	1Q25	Var.
Net Operating Revenue (NOR)	3,409	3,013	13.1%
Results from Operations (EBIT)	1,865	1,722	8.3%
Ebitda ¹	2,248	2,044	10.0%
Adjusted Ebitda ²	2,244	2,040	10.0%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ³	2,089	1,804	15.8%
Ebitda / ROL - (%) ¹	65.9	67.8	-1.9 p.p.
Adjusted Ebitda / ROL - (%) ²	65.8	67.7	-1.9 p.p.
Net Income	792	826	-4.1%
Adjusted Net Income	789	823	-4.1%
Adjusted Return on Equity (ROE) ⁴	19.0	25.8	-6.8 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁵	13.9	16.2	-2.3 p.p.
Net Debt ⁶	24,984	20,672	20.9%
Gross Power Generation (average MW) ⁷	5,840	5,389	8.4%
Energy Sold (average MW) ⁸	4,904	4,439	10.5%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁹	216.76	213.98	1.3%
Number of Employees - Total	1,348	1,247	8.1%
Employees EBE	1,319	1,223	7.8%
Employees on under construction plants	29	24	20.8%

1 Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization.

2 Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.

3 Adjusted Ebitda, less the effects of IFRS in the transmission segment and quota plants.

4 ROE: adjusted net equity for the past 4 quarters /shareholders' equity.

5 ROIC: effective tax rate x adjusted EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).

6 Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

7 Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.

8 Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

9 Net of taxes and trading operations.

Subsequent Events



The Company's Board of Directors approved the participation in the legal mechanism for renegotiating the **Use of Public Assets (UBP)** liabilities, enabling the anticipated payment of future obligations with respect to Cana Brava and Ponte de Pedra hydropower plants.



The Company celebrates its continuance in the **Corporate Sustainability Index (ISE)** for the 21st consecutive year, and in the **Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets index**.



On April 16, the **2025 edition of ENGIE Brasil Energia's Sustainability Report was published**. To access the full content, [click here](#).



Approved by the Annual General Meeting held on April 24, 2026, **the distribution of mandatory and complementary dividends** for the fiscal year ending December 31, 2025, in the amount of **R\$ 557.8 million (R\$ 0.4883/share)**, equivalent to 55% of the adjusted net profit for 2025. The shares are to trade ex-dividends as from May 5 and **payout will take place on May 20, 2026**.

Message from Management

With nearly thirty years of experience, attributes such as stability, flexibility, and a long-term vision were decisive in enabling ENGIE Brasil Energia in 2026 to continue creating value and promoting sustainable development. Amid a context of international pressures and economic and regulatory challenges, we have consistently advanced in the execution of our strategy, combining business expansion, financial strength, and the integration of environmental, social, and governance principles into our operations.

In the first quarter of 2026, we recorded a net operating revenue of R\$ 3.4 billion, a growth of 13.1% compared to the same period in 2025. Adjusted Ebitda reached R\$ 2.2 billion, an improvement of 10.0% relative to the first quarter of the preceding year, while adjusted net income amounted to R\$ 789 million, 4.1% lower year-on-year. These numbers reflect the Company's solid progress, sustained by its operational and commercial performance during the period.



Among the highlights of the quarter, we would focus the following:

- Victory in the recent Transmission Auction, making the winning bid for lots 2 and 3, and in the Capacity Reserve Auction with the commercialization of 195.78 MW from the Jaguará Hydropower Plant, assuring the Company of significant and long-term revenues.
- Continued implementation of the Asa Branca and Graúna transmission projects as well as the completion of the Assú Sol Photovoltaic Complex are reinforcing our participation in strategic transmission assets and renewable generation.
- Continuing high levels of uptime in our generation and transmission assets, with particular reference to the hydropower plants (99.5%) and wind power farms (93.0%).

In the commercial area, we reported year-on-year growth of approximately 35% in the customer base and 29% in total consumer units, reflecting the consistency of our strategy and growth in demand for sustainable and long-term energy solutions.

As a highlight following the close of the first quarter, we published our 2025 Sustainability Report as well as recording our continued ranking in the Corporate Sustainability Index (ISE), for the 21st consecutive year, and in the Dow Jones Best-in-Class Emerging Markets, a demonstration of our commitment to ESG practices recognized internationally. In addition, the rating agency, Fitch Ratings, reiterated the Company's Long-Term National Rating at 'AAA(bra)' and on a global scale, the foreign currency denominated Long-Term IDRs (Issuer Default Ratings) as 'BB+' and in local currency, as 'BBB-', all with stable outlook. This again underscores ENGIE Brasil Energia's

position as a strong, reliable and resilient company, reflecting the consistent and robust performance of its strategy over the long- term.

We will remain focused on building a more dynamic, innovative, and competitive energy sector, capable of keeping pace with the evolving needs of Brazil. We recognize the fundamental role of our partners and collaborators who, at the beginning of 2026, worked to accelerate the transition towards a low-carbon energy matrix. Our priority is to expand the presence of renewable energy, ensuring that it is distributed safely, accessibly, and equitably, strengthening its positive impact on the country's economic and social development.

Good reading!



**Eduardo
Sattamini**

Chief Executive
Officer



**Pierre
Leblanc**

Chief Financial and
Investor Relations
Officer

Breakdown of Assets

Energy Generation Assets

At the end of the 1Q26, ENGIE Brasil Energia had **11,265.9 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 12,965.6 MW, comprised of 145 plants (13 hydro and 132 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 142 of which are wholly-owned by the Company and three (the Itá, Machadinho and Estreito Hydropower Plants) jointly-owned through consortia with other companies.

Generating Complex as of March 31, 2026

Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession expiration date	Commercial capacity (aMW)
			Total	Company's Share		
Itá	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,450.0	1,126.9	Dec/32	528.7
Salto Santiago	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,420.0	1,420.0	Nov/30	702.2
Machadinho	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,140.0	414.8	Oct/35	143.7
Salto Osório	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,103.7	1,103.7	Apr/31	487.3
Estreito	Hydro	Tocantins River (TO and MA)	1,087.0	435.6	Feb/47	244.1
Cana Brava	Hydro	Tocantins River (GO)	450.0	450.0	Dec/35	247.8
Jaguara	Hydro	Grande River (MG)	424.0	424.0	Jun/48	324.0
Miranda	Hydro	Araguari River (MG)	408.0	408.0	Jun/48	188.3
Santo Antônio do Jari	Hydro	Jari River (AP and PA)	393.0	393.0	Oct/45	211.3
São Salvador	Hydro	Tocantins River (TO)	243.2	243.2	May/42	140.8
Passo Fundo	Hydro	Passo Fundo River (RS)	226.0	226.0	Apr/31	107.5
Cachoeira Caldeirão	Hydro	Araguari River (AP)	219.0	219.0	Aug/48	123.3
Ponte de Pedra	Hydro	Correntes River (MT)	176.1	176.1	Aug/37	127.6
Total - Hydro			8,739.9	7,040.2		3,576.6

Power Plants	Source	Generating Units ¹	Location	Installed Capacity (MW)		Authorization expiration date	Commercial capacity (aMW)
				Total	Company's Share		
Serra do Assuruá Complex	Wind Farm	24	Lages and Pedro Avelino (RN)	846.0	846.0	Nov/56	410.2
Assu Sol Complex	Solar	16	Assú (RN)	752.7	752.7	Feb/57	229.6
Santo Agostinho Complex - Phase I	Wind Farm	14	Lages and Pedro Avelino (RN)	434.0	434.0	May/56	224.2
Campo Largo II Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	361.2	361.2	Aug/54	192.5
Umburanas Complex - Phase I	Wind Farm	18	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49	213.3
Campo Largo I Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	326.7	326.7	May/51	166.5
Trairi Complex	Wind Farm	8	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41	97.2
Lar do Sol Complex ²	Solar	3	Pirapora (MG)	198.0	198.0	Apr/54	53.0
Paracatu Complex	Solar	4	Paracatu (MG)	132.0	132.0	Jun/51	34.0
Juazeiro Complex	Solar	4	Juazeiro (BA)	120.0	120.0	Jun/51	34.8
Sertão Solar Complex	Solar	4	Barreiras (BA)	94.6	94.6	Jul/53	26.1
Floresta Complex	Solar	3	Areia Branca (RN)	86.0	86.0	Jun/51	25.1
Sol do Futuro Complex	Solar	3	Aquiraz (CE)	81.0	81.0	Jun/51	16.2
Ferrari Termoelétrica	Biomass		Pirassununga (SP)	72.5	72.5	Jun/42	25.6
São Pedro Complex	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	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/37	14.0
José Gelazio da Rocha	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/37	11.9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable ³	0.2
Tubarão	Wind Farm		Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ³	0.3
Tubarão 2	Wind Farm		Tubarão (SC)	4.2	4.2	not applicable ³	0.0
Total - Complementary				4,225.6	4,225.6		1,799.9
Total				12,965.6	11,265.9		5,376.5

¹ For the composition of wind and solar complexes.

² The Lar do Sol plant does not have a declared physical guarantee, therefore its commercial capacity is based on expected generation.

³ For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.



Energy Transmission Assets

Transmission Assets under Operation as of March 31, 2026

Transmission line	Location	Extention km	Annual RAP (R\$ million) *	Substations	Property	Concession expiration
Gralha Azul	State of Paraná	909.0	341.1	5 own and expansion of 5 existing ones	100%	Mar/48
Novo Estado	States of Pará and Tocantins	1,800.0	463.0	1 own and expansion of 3 existing ones	100%	Mar/48
Gavião Real	State of Pará	-	7.8	New patio in 1 existing	100%	Sep/52
Graúna - brownfield section	Minas Gerais and Espírito Santo	162.0	14.0	2 existing ones	100%	Dec/54
Asa Branca - Morro do Chapéu II - Poções III section	Bahia	334.0	91.3	Expansion of 2 related ones	100%	Sep/53
Total		3,205.0	917.2			

* RAP: Annual Allowed Revenue. / Values on the base date of June 2025 (cycle 2025-2026), net of PIS and Cofins charges.



Gas Transportation Assets

Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG.

The largest natural gas transportation operation in Brazil, TAG has an infrastructure of approximately 4,600 km of high-pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboard as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas, crossing 10 Brazilian states and around 200 municipalities.

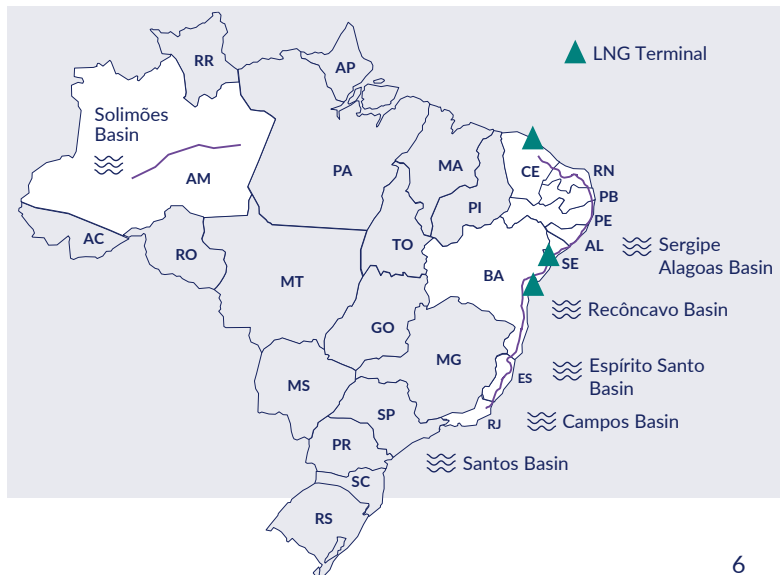
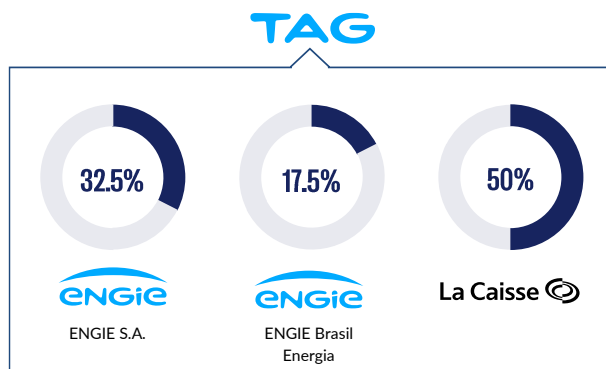
The gas pipeline network has several interconnection points, among them, 14 gas entry points (including 3 Liquefied Natural Gas (LNG)), a further 90 gas outlet points and 2 bidirectional entry and outlet points, connection with 10 gas distributors, serving 2 refineries, 20 thermoelectric power plants and 2 fertilizer plants. The network includes also 11 compressor stations along its length, all of them wholly owned. The operation of the assets is executed from the Control and Supervision Center (CSC) in the company's headquarters in the city of Rio de Janeiro.

Following the expiry of the legacy Malha-NE contract in December 2025, **TAG remains contracted for 77% of its capacity on the basis of long-term legacy agreements with Petrobras and for 23% through new contracts**, covering the network's main delivery points. In the first quarter, 477 gas transportation contracts were signed, representing 67% of the total from the previous year and a 90% increase compared to the first quarter of 2025.

The regulator is currently undertaking a **Tariff Review of TAG's Northeast Network (Malha-NE) section** to determine the new Maximum Allowable Revenue (MAR), with completion of this exercise expected for mid-2026. The key decision taken during the period was the establishment of the **WACC (Weighted Average Cost of Capital) at 7.63%**. While the review process remains ongoing, firm annual agreements continue at unadjusted 2025 tariffs. However, the bidding processes for 2026 have already resulted in the signing of 73 contracts (47 in the 2025 process).

Currently, TAG has 29 firm capacity shippers, including producers, distributors, and a growing presence of traders and eligible consumers, confirming the dynamism of the natural gas market. Excluding Petrobras, the other shippers contracted an average of 11.5 million m³/day in the first quarter of 2026.

Corporate Structure



| Highlights of the quarter

- In January, TAG began the daily execution of the Gas for System Use (GUS) Acquisition Processes across the Balancing Platform, thereby enhancing operational efficiency, transparency, and commitment to the market.
- In March, the Capacity Reserve Auction in the form of Power (LRCAP) was held, in which 90 natural gas projects were selected, totaling 15.2 GW. Of these, 59 projects (7.7 GW) are located in the region served by TAG and in turn, 23 (2.2 GW) of their number have already signed a commitment agreement and expressed interest in connecting up to the grid, reinforcing the integration of thermal power plants in the system and at affordable tariffs.
- Also in March, TAG began offering contracting windows for short-term products (Annual Flexible, Quarterly, Monthly, and Daily) simultaneously on all business days, increasing flexibility and simplifying operations for shippers.

| Projects:

TAG has a series of projects in hand to be executed over the next five years with planned investments of R\$ 4.1 billion. 55% of this amount will be allocated in expansion projects, in line with the positive outlook of ENGIE Group for the natural gas industry in Brazil.

Completed:

- **Itagibá outlet point (BA):** is a new delivery point to attend the local distribution company, situated along the northern leg of Gasene. This project required an investment of R\$ 19.6 million. **Work has been completed in August 2023 and is now awaiting the issue of the Operating Permit.**

Under implementation:

- **Buriti outlet point (AM):** implementation of a new outlet point, interconnecting the local distribution grid, with the purpose of supporting the expansion in thermoelectric demand in the Manaus region. **The project's Construction Authorization was granted in July 2025**, and conclusion of the work is expected for 2Q26.

Under development:

- **Suape entry point (PE):** a new entry point to connect the LNG Terminal to the Port of Suape (Termopernambuco). The point will have a maximum transport capacity of 14.3 million m³/day and a length of 2 km, with the potential for expansion to 9 km.
- **Miranga entry point (BA):** a new entry point for connecting Petroreconcavo's new Miranga Field Natural Gas Processing Unit (NGPU) to the TAG network at the Catu Gas Distribution Hub (GDH). The point will have a maximum transport capacity of 1.5 million m³/day and a length of 5 km.
- **Itajuípe compressor station (BA):** located on the northern leg of the Gasene pipeline, with the objective of optimizing the network, the station will provide an incremental transport volume of 3 million m³/day. The project is listed in the New Growth Acceleration Program (PAC).
- **Connection of the Porto do Açú - GASOG (RJ):** Goytacazes gas pipeline to connect the Porto do Açú regasification terminal to the Cabiúnas-Vitória gas pipeline, with 45 km of extension and 10 million m³/day of transportation capacity. The preliminary agreement for the design was approved at the end of 2022.

Contracts Breakdown

Contract/Section	Extension (km)	Type	Customer	Contract Maturity	Capacity ² (MM m ³ /day)	Readjustment index
Gasene	1,400	Legacy	Petrobras	Nov-33	30.3	46% Basket IGP ⁴ ; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	Legacy	Petrobras	Nov-30	6.7	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Legacy	Petrobras	Nov-31	15.0	IGP-M
Malha Nordeste ¹	2,100	Not-Legacy	Varius	-	- ³	-
Lagoa Parda-Vitória ¹	100	Not-Legacy	Varius	Annual	0.3	55% IGP-M; 45% IPCA
Conexão GNL Sergipe ¹	25	Access connection	Eneva	Oct-54	14.0	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	~4,600					

¹ Capacity contracted under the entry and exit regime through the Capacity Offer Portal (POC).

² Reference volume stipulated in the contract for ship-or-pay purposes. The actual contracted volume may vary in each period.

³ Volume to be defined in the tariff review process promoted by the ANP.

⁴ 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

Expansion

Jirau Energia - Rondônia

Jirau Energia is responsible for the maintenance, operation and sale of energy generated by the Jirau Hydroelectric Power Plant, located on the Madeira River, in the city of Porto Velho, state of Rondônia. The Jirau Hydro Power Plant has had 50 generating units in operation since November 2016, representing a total **installed capacity of 3,750 MW**.



On May 20, 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME) issued Order N° 2,946, establishing the **new physical guarantee amounts** for Jirau HPP. The defined values are 2,222.6 average MW for operation at the 90-meter extended level and 2,335.1 average MW for operation at the 90-meter constant level.

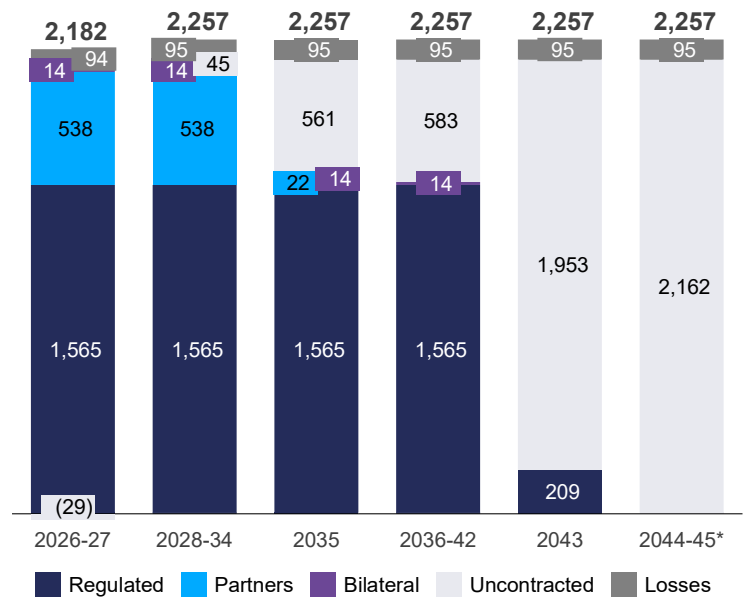
Of the total increase in firm energy, one-third belongs to the Bolivian government. As a result, the portion allocated to Brazil corresponds to **2,182.2 average MW at the 90-meter extended level and 2,257.2 average MW at the 90-meter constant level**.

In 1Q26, Jirau Energia generated 2,998 average MW, 6.7% higher than the 2,809 average MW for 1Q25, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 100% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). Out of the total generated in 1Q26, the quota attributed to Brazil was 2,944 average MW, discounting the quota pertaining to the Bolivian government.

On December 12, 2025, ENGIE Brasil Energia’s Board of Directors authorized the adoption of the necessary steps for the analysis and viability studies as an opening phase of discussions leading to the eventual transfer of ENGIE Brasil Participações’ stake of 40% in Jirau Energia to the Company. The Special Independent Committee for Transactions with Related Parties has since been installed to advise on the analysis and to issue recommendations on possible structures for implementing the operation.

In addition, the Company’s management hired financial advisory and is conducting, together with the Committee, studies and analyses regarding the most appropriate structure for the transfer to the Company of the shareholding interest in Jirau Energia.

Jirau Energia PPA's Portfolio | Average MW



* Concession extension process through August 16, 2047 is under review by Aneel, in accordance with Memorandum No. 111/2026-SCE/Aneel.



Reserve Energy Auction – Jaguarua Hydropower Plant

In the Capacity Reserve Auction Number 2/2026 in the form of Power, the Company committed to sell 195.78 MW for a term of 15 years, delivery beginning on August 1, 2030. Fixed annual revenue is R\$ 270.4 million (baseline September 2025), restated annually at the IPCA.

The expansion of installed capacity will be achieved by motorizing two existing turbine bays at the Jaguarua Hydropower Plant, with the installation of two 116 MW turbines, totaling 232 MW. The estimated total investment is approximately R\$ 1.2 billion (baseline March 2026).



Located on the Rio Grande River, on the Minas Gerais and São Paulo state divide, the Jaguarua Hydropower Plant has 424 MW of installed capacity (324 average MW of commercial capacity), the current concession expiring June 2048. Currently, 70% of its commercial capacity is under a quota system while 30% is allocated to the Free Contracting Environment (ACL).

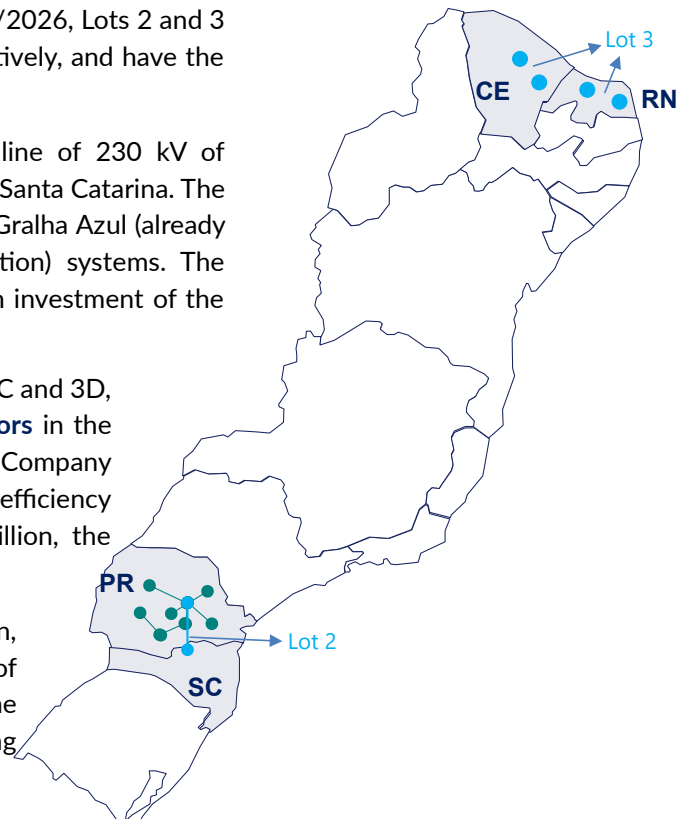


Colibri Transmission System – Paraná, Santa Catarina, Ceará and Rio Grande do Norte

Following a successful bid in Aneel's Transmission Auction 01/2026, Lots 2 and 3 were nominated Colibri Sul and Colibri A, B, C and D, respectively, and have the following characteristics:

- Lot 2 – Colibri Sul** – construction of a transmission line of 230 kV of approximately **143 kilometers** in the states of Paraná and Santa Catarina. The project enjoys local and operational synergies with both Gralha Azul (already operating) and Graúna (in the process of implementation) systems. The contracted RAP for this stretch is R\$ 18.1 million and an investment of the order of R\$ 193.6 million.
- Lot 3 - Colibri A, B, C and D** – divided in sublots 3A, 3B, 3C and 3D, involves the installation of **five synchronous compensators** in the states of Ceará and Rio Grande do Norte, where the Company already has generation assets, so enhancing operational efficiency and synergy. At an estimated investment of R\$ 1.4 billion, the contracted RAP for the lot is R\$ 104.7 million.

The term of the public transmission service concession, including licensing, construction, operation, and maintenance of transmission facilities, is 30 years, effective from the date the concession agreement is signed. The deadline for commencing operations is December 2029.



Block	Location	Contracted RAP (R\$ million)	Estimated Aneel Capex (R\$ million)
2	Paraná and Santa Catarina	18.1	193.6
3	Ceará and Rio Grande do Norte	104.7	1,381.1
Total		122.8	1,574.7



Projects under Implementation

Asa Branca Transmission System - Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo

Acquired in the Transmission Auction 01/2023, promoted by Aneel, Block 5 was named Asa Branca and will have **around 1,000 kilometers of extension**. Located in the states of Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo the project provides for the implementation of four 500kV single-circuit transmission lines. The concession period for the public transmission service, including licensing, construction, operation and maintenance of the transmission facilities will be 30 years from the start of the concession agreement, as of September 27, 2023.

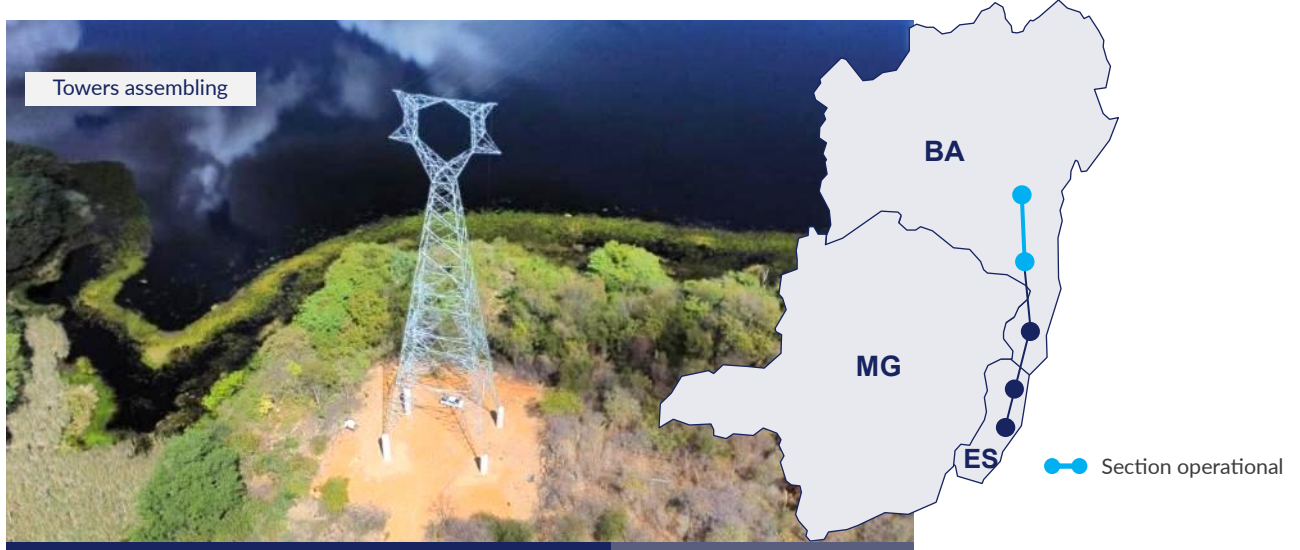
On November 26, 2025, the 334-kilometer **500kV Morro do Chapéu II - Poções III section was energized**, representing 32.3% of total RAP.

On February 6, 2026, **Ibama issued the Installation License** specifically for the construction and operation of all transmission lines, as well as the Medeiros Neto II Substation. Additionally, in 1Q26, **a new request for the full Installation License** was filed with this same federal organ which remains under review.

The maximum deadline for starting operations is March 2029.

Block	Location	Contracted RAP (R\$ million) ¹	Estimated Aneel Capex (R\$ million)
5	Bahia, Minas Gerais and Espírito Santo	282.7	2,667.0
Total		282.7	2,667.0

¹ Value as of June 2025.



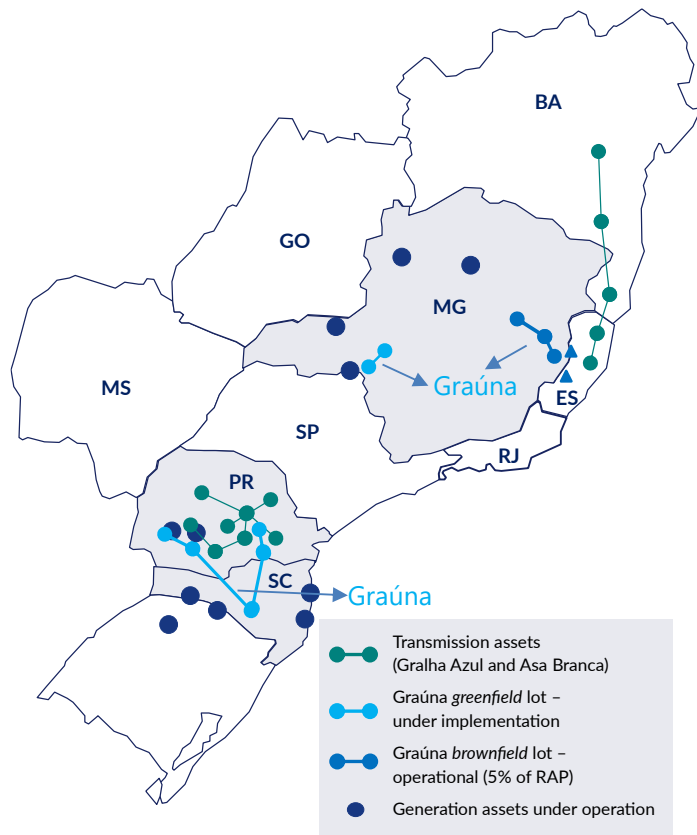
Graúna Transmission System – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo

Winner of the Aneel Transmission Auction 02/2024, Block 1 was denominated Graúna and contemplates the implantation of six new transmission lines, one of which is a sectioning, totaling around **732 kilometers in length**, in addition to two new substations and five expansions of existing substations, in the states of Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais and São Paulo. The scope of the project also includes **the operation of existing assets (brownfield), totaling 162 kilometers of transmission lines and two substations** in the states of Minas Gerais and Espírito Santo.

The transmission line concession will be 30 years from the signature date of the concession agreement, which occurred on December 9, 2024.

On July 18, 2025, the Company assumed the operation of the **brownfield section**, whose Annual Permitted Revenue (RAP) is R\$ 14.0 million, equivalent to approximately 5% of the project total.

In 1Q26, the project showed progress in its main implementation pillars, notably the holding of public hearings on the section under licensing by the environmental agency of the State of Santa Catarina, in addition to advances in environmental licensing and land ownership title. Pre-construction activities and engineering development also continued, including technical solutions aimed at



environmental optimization of the route. The project schedule remains on track, without significant impacts on key milestones.

The maximum permitted term for construction is 60 months (December 2029), albeit with the possibility of abbreviating the period. The project enjoys synergies with other assets in the Company's portfolio, favoring operational and strategic gains.

Block	Location	Contracted RAP (R\$ million) ¹	Estimated Aneel Capex (R\$ million)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo and Espírito Santo	268.3	2,933.6
Total		268.3	2,933.6

¹ Value as of June 2025.

Projects under Development

Projects under development are in the pipeline and at a feasibility studies stage, and awaiting adequate commercial conditions and evidence of future pricing for investments.

Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)	
			Total	Company's Share
Santo Agostinho Solar Complex	Solar	Lajes and Pedro Avelino (RN)	509.0	509.0
Santo Agostinho Wind Complex - Phase II	Wind	Lajes and Pedro Avelino (RN)	279.0	279.0
Umburanas Wind Complex - Phase II	Wind	Umburanas (BA)	250.0	250.0
Campo Largo III Wind Complex	Wind	Umburanas and Sento Sé (BA)	250.0	250.0
Alvorada Solar Complex	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	100.0	100.0
Total			1,388.0	1,388.0

Besides the abovementioned projects, the Company is also examining opportunities in areas with high energy potential, as well as partnerships which could accelerate the development in line with the process of energy transition of ENGIE Group.

Operating Development

Energy Generating Park and Transmission Lines Uptime

In 1Q26, the hydropower plants operated by ENGIE Brasil Energia, recorded an internal uptime rate of 99.5%, (taking into account forced and programmed stoppages). This rate represented an increase of 2.9 p.p. in 1Q26 compared to the same period in 2025 (96.6%), largely due to significantly higher uptime in the quarter at Salto Osório Hydropower Plant, where in 1Q25, the Number 2 Generator Unit was still in the process of modernization.

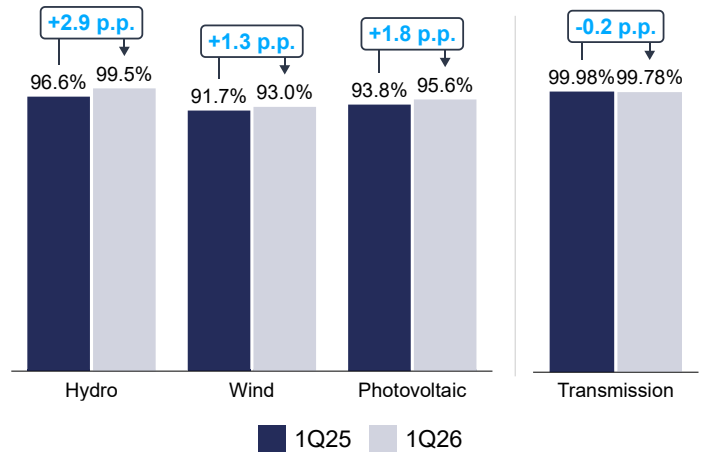
As to the wind plants, the 1Q26 internal energy up-time rate was 93.0%, 1.3 p.p. greater than the 91.7% in 1Q25. This improvement reflects the start in commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex, the integration of which into the Company's portfolio was concluded in the second half of 2025 with positive results being recorded since the first months of operations.

Improved operational efficiency was also driven by uptime gains at the Santo Agostinho Wind Complex, where in the first quarter of 2025 there had been prolonged down time at some wind turbines for blade inspection.

The Company's photovoltaic plants posted 95.6% uptime in 1Q26, 1.8 p.p. superior to 93.8% in 1Q25. The improvement is the result of implementation of a recovery plan for the photovoltaic plants nationwide. This included several initiatives taken during 2025 such as modernization of trackers, preventive maintenance work on inverters, refurbishing of PV strings and improvements in medium voltage network cables.

In the case of the transmission assets Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna and Asa Branca, ENGIE Brasil Energia continues to register high operational performance with a total uptime rate of 99.78% in 1Q26. The slightly lower value compared to the same period of the previous year, in which total availability was 99.98%, occurred mainly due to a one-off event on the Serra Pelada Miracema transmission line. However, since the start of commercial operations, the Company's transmission assets have recorded a high degree of operational excellence.

Uptime Operating | Considering Scheduled and Forced Shutdowns



Energy Generation

Plants operated by ENGIE Brasil Energia in **1Q26 generated 12,614 GWh** (5,840 average MW), 8.4% more than 1Q25.

Out of the total generated, the **hydropower plants** accounted for **10,332 GWh** (4,784 average MW) while **complementary power plants** responded for **2,281 GWh** (1,056 average MW). These results represent increases of 8.7% in generation from hydro and 6.7% in complementary power plants, compared to 1Q25.

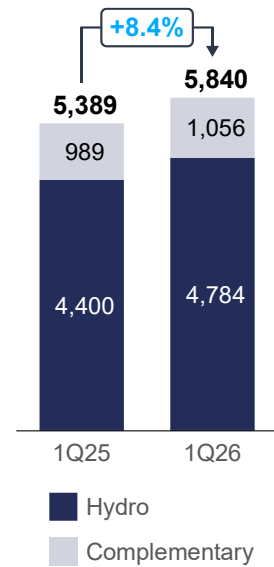
The year-on-year increase in generation from the **hydropower plants** in 1Q26 is directly related to operational factors. The operational policy of the National Interconnected System (SIN) defines the allocation of hydroelectric generation, prioritizing medium- and high-load levels to meet demand.

In the case of the Tocantins river basin, hydrological conditions were relatively favorable during the rainy season. However, the first quarter of 2026 recorded greater variability with intense but sporadic periods of rainfall, distributed irregularly over the period, insufficient to be deemed a consistent hydrological pattern.

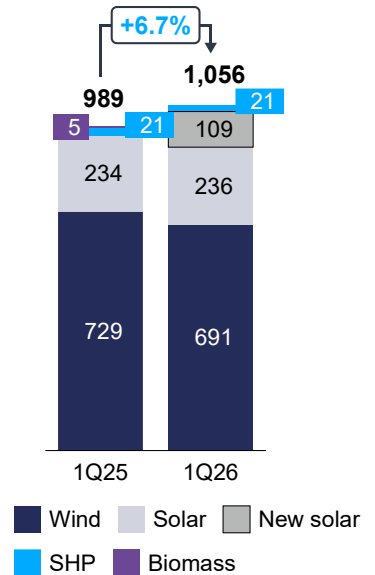
The increase in generation from the **complementary plants** in 1Q26 compared to 1Q25 was driven by the conclusion of entry into operation of the Assú Sol Photovoltaic Complex. In the quarter, the asset reported generation of 393 GWh (182 average MW), contributing to growth of 47.0% in **solar generation** as a whole in relation to the same quarter in 2025, totaling **745 GWh (345 average MW)**. In compensation, **wind generation** amounted to **1,492 GWh (691 average MW)**, representing a reduction of 5.3% in relation to 1Q25, a reflection of lower than expected winds in the Campo Largo, Umburanas and Santo Agostinho wind complexes areas.

Also worth remembering that the decrease in the Company's hydropower generation does not necessarily cause deterioration in economic-financial performance. Similarly, an increase in this type of generation does not necessarily imply a growth in economic-financial performance. This is due to the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), where the inherent hydrological risks of hydropower generation are shared proportionally among MRE participants.

| Generation | Avg MW



| Generation by Complementary Source | Avg MW



Curtailment

According to the National Electric System Operator's (ONS), there are three main categories of curtailment: **Energetic** (when it is impossible to allocate generation to the load), **Electrical Reliability** (due to reasons related to the electrical reliability of equipment external to the plants) and **External Unavailability** (caused by unavailability of facilities external to the plants). Law 15,269, promulgated in November 2025, establishes a compensation system for generation cuts in the case of Electrical Reliability and External Unavailability as from September 01, 2023 to November 2025, based on the regulations of the Law.

According to the analysis of data released by the ONS, in **1Q26, wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded generation curtailment of 17%**, a level in line with that observed for the group of power plants that make up the National Interconnected System (SIN). The Company's wind power plants recorded a 17% reduction in generation, slightly lower than the 19% posted for the SIN, while solar plants registered curtailment of 17%, slightly higher than the 15% observed for the SIN, as shown in the table below:

| % Curtailment by source

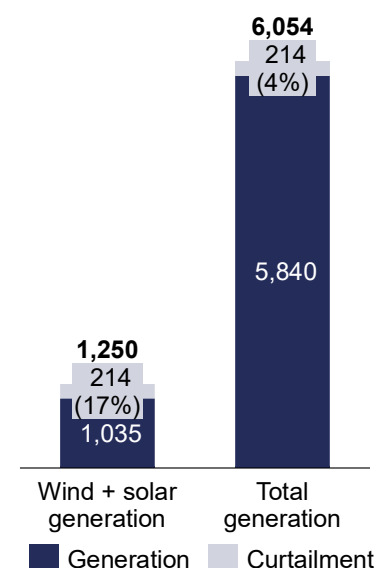
	1Q26			1Q25		
	Wind	Solar	Total	Wind	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	17%	17%	17%	20%	19%	20%
Curtailment SIN	15%	19%	17%	14%	21%	16%

| % Curtailment by asset

Wind power plants	Commercial capacity (avgMW)	1Q26 (%)	1Q25 (%)
Trairi (CE)	97.2	25%	30%
Santo Agostinho (RN)	224.2	21%	8%
Serra do Assuruá (BA)	846.0	20%	21%
Campo Largo I e II (BA)	359.0	9%	21%
Umburanas (BA)	213.3	15%	26%

Solar power plants	Commercial capacity (avgMW)	1Q26 (%)	1Q25 (%)
Sol do Futuro (CE)	16.2	20%	26%
Assú Sol (RN)	229.6	13%	12%
Floresta (RN)	25.1	18%	22%
Assú V (RN)	9.2	19%	15%
Juazeiro (BA)	34.8	14%	34%
Sertão Solar (BA)	26.1	31%	19%
São Pedro (BA)	16.0	47%	50%
Lar do Sol (MG)	53.0	17%	15%
Paracatu (MG)	34.0	17%	10%

| % Curtailment over 1Q26 Generation | Average MW

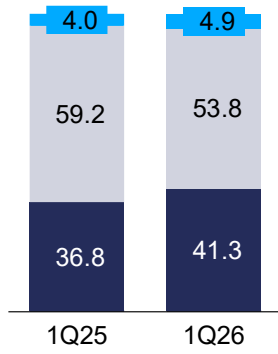


Source: In-house study by ENGIE Brasil Energia based on assumptions published by the ONS and subject to updates.

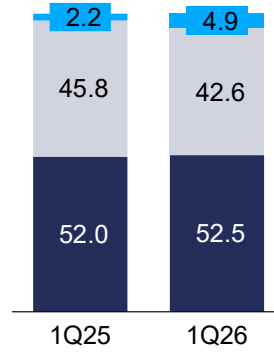
Electric Energy Sales Portfolio

We show below the participation of the Company’s customers (with the exception of CCEE and other revenues) in total physical sales and in the total of Net Operating Revenue (NOR) of the generation segment.

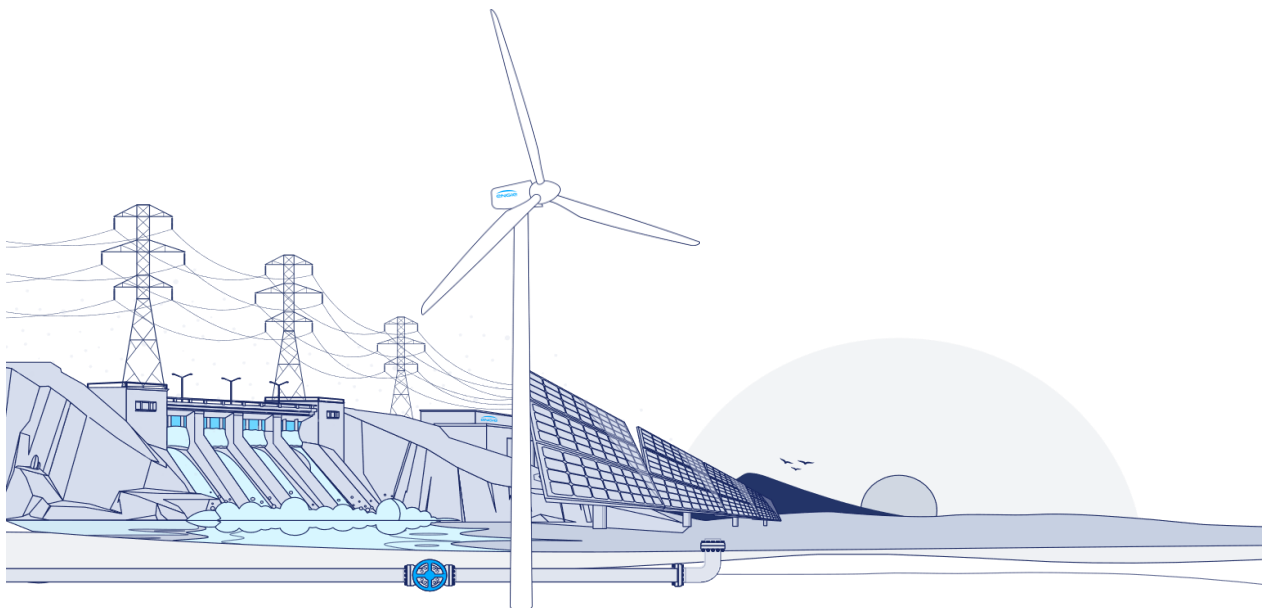
Breakdown of Customers by Physical Sales (%)



Breakdown of Customers in Contracted Sales Comprising NOR of the Generation Segment (%)



Distribution Companies
 Free Customers and Trading Companies
 Trading Operations



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences – PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as of **March 31, 2026**, is as follows:

Energy Balance

(in average MW)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	In R\$/MWh			
Own Resources	5,171	5,186	5,183	5,182	5,150	4,262	Auction		Adjusted	Price Net of
+ Purchases for Resale	704	436	377	231	205	156	Gross	Reference	Gross	PIS/
= Total Resources (A)	5,875	5,622	5,560	5,413	5,355	4,418	Price	Date	Price	Cofins/P&D
Government Auction Sales ¹	2,178	2,338	2,414	2,230	2,144	2,144				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	331.9	298.2
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	364.2	327.2
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	380.4	341.8
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	342.5	307.7
Proinfa	19	10	-	-	-	-	147.8	Jun-04	472.0	454.8
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	378.9	365.1
2014-NE-2019-20	82	82	82	82	82	82	139.3	Nov-14	256.0	232.3
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	321.0	291.3
8th Reserve Energy Auction (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298.2	Nov-15	493.5	447.9
7th Reserve Energy Auction (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301.8	Nov-15	515.3	467.7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	256.5	232.8
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189.5	Nov-14	218.1	197.9
2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	-	162.6	-	162.6	147.6
2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	151	95.3	Dec-12	192.1	174.3
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104.0	Dec-10	241.3	219.0
2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	-	207.7	Nov-25	207.7	188.5
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	Jul-17	220.0	209.9
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	Jul-17	253.0	241.3
+ Bilateral Sales	2,960	2,464	1,921	1,122	956	649				
= Total Sales (B)	5,138	4,802	4,335	3,352	3,100	2,793				
- Commercial hedge	572	572	572	572	572	572				
Balance (A - B)	165	248	653	1,489	1,683	1,053				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2,3} :	225.4	228.5	235.1							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	190.1	180.0	167.3							

1 XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWWW → year of delivery start

ZZ → supply contract duration (in years)

2 Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.

3 Disconsidering sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

4 Purchase net prices, considering trading operations and benefits from PIS/Cofins credits, i.e. future inflation is not considered.

Notes:

- The balance refers to the settlement point (net of losses of internal consumption of the plant).

- The average prices are considered simply estimates and are based on financial planning revisions, not capturing volume changes, which are updated quarterly.

Economic-Financial Performance

Results by segment – 1Q26 X 1Q25 | R\$ million

	Electric energy				Consolidated
	Generation ¹	Transmission	Trading	Gas transportation	
	1Q26				
Net operating revenue	2,746	542	121	-	3,409
Operational costs	(1,238)	(219)	(119)	-	(1,576)
Gross income	1,508	323	2	-	1,833
Selling, general and administrative expenses	(97)	(5)	(2)	-	(104)
Other operating expenses, net	(2)	-	-	-	(2)
Disposal of subsidiary	4	-	-	-	4
Equity income	-	-	-	133	133
Income (loss) before financial results and taxes	1,413	318	-	133	1,864
	1Q25				
Net operating revenue	2,275	691	47	-	3,013
Operational costs	(984)	(342)	(46)	-	(1,372)
Gross income (loss)	1,291	349	1	-	1,641
Selling, general and administrative expenses	(94)	(4)	(2)	-	(100)
Other operating revenues, net	10	-	-	-	10
Disposal of subsidiary	4	-	-	-	4
Equity income	-	-	-	167	167
Income (loss) before financial results and taxes	1,211	345	(1)	167	1,722
	Change				
Net operating revenue	471	(149)	74	-	396
Operational costs	(254)	123	(73)	-	(204)
Gross income	217	(26)	1	-	192
Selling, general and administrative expenses	(3)	(1)	-	-	(4)
Other operating expenses, net	(12)	-	-	-	(12)
Equity income	-	-	-	(34)	(34)
Income (loss) before financial results and taxes	202	(27)	1	(34)	142

¹ Generation and sale of electric energy from the Company's portfolio ("Generation").

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a consolidated and corporate basis.

Net Operating Revenue

| Operating revenue by segment – 1Q26 X 1Q25 | R\$ million

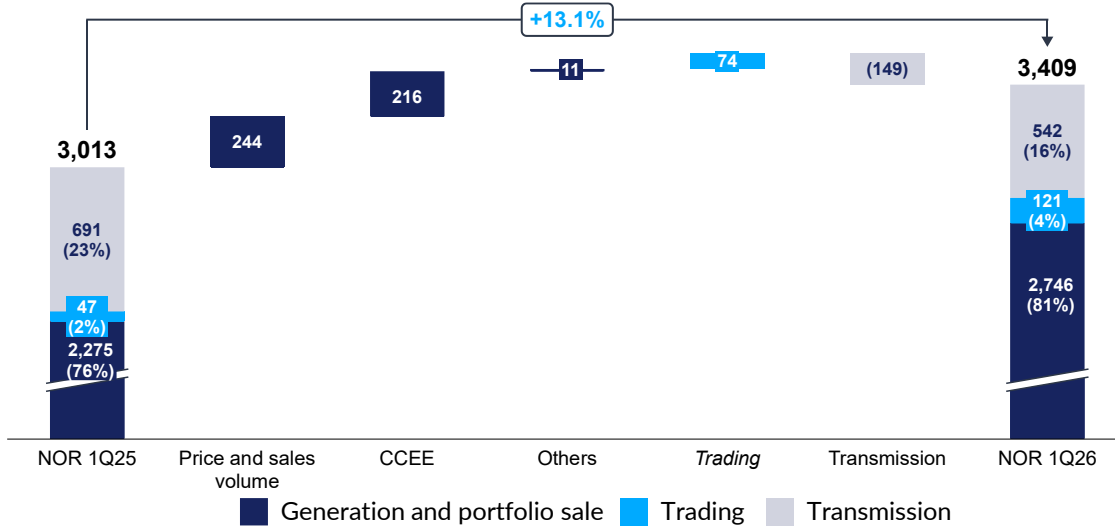
	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
	1Q26			
Regulated contracting environment ¹	1,200	-	-	1,200
Free contracting environment ²	1,096	-	-	1,096
Remuneration of concession assets	134	312	-	446
Transactions in the short-term energy market	239	-	-	239
Construction revenue	-	207	-	207
Energy trading operations	-	-	119	119
Service rendered revenue	42	21	-	63
Indemnifications	11	2	-	13
Unrealized gains on trading operations	-	-	2	2
Other revenues	24	-	-	24
Net operating revenue	2,746	542	121	3,409
	1Q25			
Regulated contracting environment	1,092	-	-	1,092
Free contracting environment	960	-	-	960
Remuneration of concession assets	151	310	-	461
Transactions in the short-term energy market	23	-	-	23
Construction revenue	-	355	-	355
Energy trading operations	-	-	47	47
Service rendered revenue	38	26	-	64
Other revenues	11	-	-	11
Net operating revenue	2,275	691	47	3,013
	Change			
Regulated contracting environment	108	-	-	108
Free contracting environment	136	-	-	136
Remuneration of concession assets	(17)	2	-	(15)
Transactions in the short-term energy market	216	-	-	216
Construction revenue	-	(148)	-	(148)
Energy trading operations	-	-	72	72
Service rendered revenue	4	(5)	-	(1)
Indemnifications	11	2	-	13
Unrealized gains on trading operations	-	-	2	2
Other revenues	13	-	-	13
Net operating revenue	471	(149)	74	396

¹ Distribution companies.

² Free consumers and trading companies.

In 1Q26, net operating revenue increased 13.1% (R\$ 396 million) when compared to 1Q25, from R\$ 3,013 million to **R\$ 3,409 million**. This variation arises largely from the following effects: (i) growth of R\$ 471 million (20.7%) in net operating revenue from the portfolio's energy generation and sales segment; (ii) elevation of R\$ 74 million (157.4%) in the trading segment; and attenuated by (iii) a reduction of R\$ 149 million (21.6%), in the transmission segment. More details on the transmission and trading segments are described below under specific headings.

| Net Operating Revenue Change by Segment | R\$ million



Comments on Variation in Net Operating Revenue

Generation and Sales of Energy from the Portfolio

Net Average Selling Price and Sales Volume

The average selling price of energy, net of charges on revenue and trading operations, was R\$ 216.76/MWh in 1Q26. This amount was 1.3% higher in relation to 1Q25, when selling prices posted an average of R\$ 213.98/MWh.

During both 2025 and 2026, trading conditions were characterized by reimbursement for shortfalls in wind and solar energy deliveries below contractual commitments agreed with distribution companies for contracts in the regulated environment. Ignoring the impact of reimbursements in the quarters under review, the net average selling price increased from R\$ 218.44/MWh in 1Q25, to R\$ 219.78/MWh in 1Q26, a growth of 0.6%.

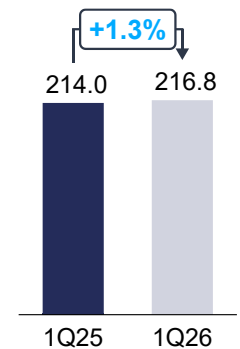
The increase in price between the comparable periods in question was largely a reflection of: (i) rising market prices throughout 2025 and 2026, which positively impacted free market conditions for 2026; (ii) monetary restatement applied to current long-term supply agreements; and partially offset by (iii) the inclusion of contracts inherited from the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants.

Energy volumes sold under agreements, net of trading operations, increased from 9,588 GWh (4,439 average MW) in 1Q25 to 10,592 GWh (4,904 average MW) in 1Q26, a growth of 1,004 GWh (465 average MW), or 10.5%, between the periods under review.

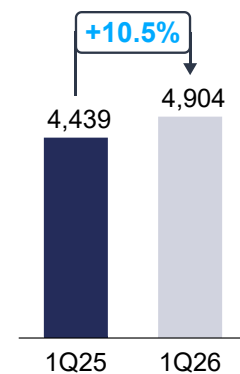
The increase in energy volumes sold during the quarter was largely a reflection of additional amounts commercialized to distribution companies in the quarter following the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants and the increase in sales in the free market environment in the light of an increase in proprietary installed capacity between the periods, due to completion of entry into commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex in the second half of 2025 and the Assú Sol Photovoltaic Complex in 1Q26.

Variations in sales volumes and in average selling prices combined contributed to an increase of R\$ 244 million in the Company's net operating revenue during the quarter.

| Net Average Selling Price¹ | R\$/MWh



| Sales Volume² | avg MW



¹ Net of sale taxes and trading operations.

² Net of trading operations.

Energy Transactions

Regulated Contracting Environment:

Revenues from sales to distribution companies totaled **R\$ 1,200 million in 1Q26, R\$ 108 million (9.9%) greater** than the R\$ 1,092 million verified in 1Q25. This positive variation was mainly due to a combination of the following effects: (i) R\$ 138 million due to the growth of 478 GWh (221 average MW) in volume sold; and (ii) a reduction in R\$ 30 million with the decrease of 2.7% in the net average selling price.

The year-on-year increase in sales volume reported for 1Q26 was mainly due to energy commercialized by the hydropower plants acquired in 3Q25, Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão and in the light of the Company's seasonalizing of sales. The reduction in net average sales price between quarters analyzed was mainly due to: (i) the incorporation of agreements related to the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants; and offset: (ii) by the monetary restatement of sale prices in the periods under comparison.

Disregarding the impact of the reimbursements cited above, net average sales price to distribution companies decreased by 8.3% between quarters.

Free Contracting Environment:

Sales revenue to free consumers and trading companies increased **R\$ 136 million (14.2%)** between the quarters analyzed from R\$ 960 million in 1Q25 to **R\$ 1,096 million in 1Q26**. The variation is the result of the increase of 4.8% in net average selling price (R\$ 46 million) and the increase of 526 GWh (244 average MW) in energy sales volume (R\$ 90 million).

The variation in energy volumes sold is due principally to the startup of operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and Assú Sol Photovoltaic Complex, and a reflection of the larger amounts of energy available in the Company's portfolio. Conversely, the increase in net average selling price was driven largely by (i) higher market prices throughout 2025 and 2026, which positively impacted free market conditions for 2026, as explained previously; and (ii) monetary restatement of existing long term agreements.

Concession Assets Remuneration

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows from the portion of energy sold to the Regulated Contracting Environment (ACR) from the Jaguará and Miranda hydropower plants and equivalent to 70% of the physical guarantee of both plants. These assets are remunerated at the annual internal rate of return and restated according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

The remuneration of the financial assets of concessions fell from R\$ 151 million in 1Q25 to R\$ 134 million in 1Q26, a reduction of R\$ 17 million (11.3%). This variation was substantially due to the reduction in IPCA between the consecutive first quarters under review.

Transactions in the Short-term Energy Market

In 1Q26, revenue from the short-term market totaled R\$ 239 million compared to R\$ 23 million in 1Q25, representing an **increase of R\$ 216 million** between the compared quarters. Further details regarding these transactions and variation can be found in "Details of short-term operations".

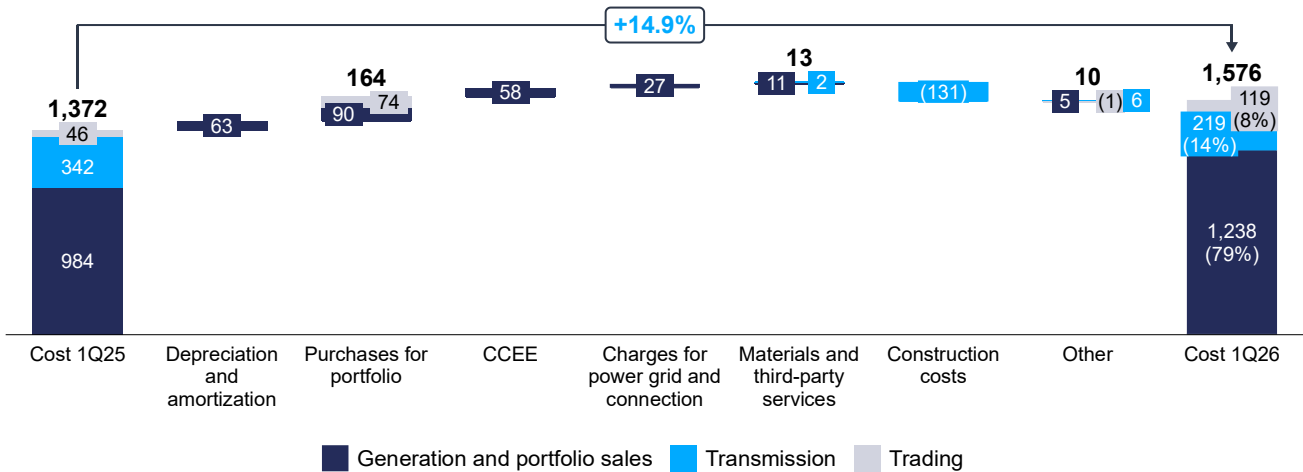
Operational Costs

| Costs by segment – 1Q26 x 1Q25 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
	1Q26			
Depreciation and amortization	372	3	-	375
Electric power purchases	229	-	119	348
Charges for the use of power grid and connection	217	-	-	217
Construction costs	-	194	-	194
Materials and third-party services	122	10	-	132
Transactions in the short-term market	107	-	-	107
Personnel	77	6	-	83
Royalties	58	-	-	58
Insurance	49	1	-	50
Other operational costs, net	7	5	-	12
Operational costs	1,238	219	119	1,576
	1Q25			
Depreciation and amortization	309	3	-	312
Electric power purchases	139	-	45	184
Charges for the use of power grid and connection	190	-	-	190
Construction costs	-	325	-	325
Materials and third-party services	111	8	-	119
Transactions in the short-term market	49	-	-	49
Personnel	61	2	-	63
Royalties	53	-	-	53
Insurance	34	-	-	34
Unrealized losses on trading operations	-	-	1	1
Other operational costs, net	38	4	-	42
Operational costs	984	342	46	1,372
	Change			
Depreciation and amortization	63	-	-	63
Electric power purchases	90	-	74	164
Charges for the use of power grid and connection	27	-	-	27
Construction costs	-	(131)	-	(131)
Materials and third-party services	11	2	-	13
Transactions in the short-term market	58	-	-	58
Personnel	16	4	-	20
Royalties	5	-	-	5
Insurance	15	1	-	16
Unrealized losses on trading operations	-	-	(1)	(1)
Other operational costs, net	(31)	1	-	(30)
Operational costs	254	(123)	73	204

Operational costs increased R\$ 204 million (14.9%) between quarters from R\$ 1,372 million in 1Q25 to **R\$ 1,576 million in 1Q26**, a reflection mainly of the combination of the following factors: (i) an increase of R\$ 254 million (25.8%) in costs of energy generation and sales from the Company's portfolio segment; (ii) an increase of R\$ 73 million (158.7%) in the costs of energy trading operations; and (iii) a decline of R\$ 123 million (36.0%) in costs of the transmission segment.

Operational Costs Change | R\$ million



The change in the energy generation and sales from the portfolio segment is essentially due to the movement of the main components as follows:

Comments on Variations in Operational Costs

Generation and Energy Sales from the Portfolio Segment

- **Depreciation and amortization:** increase of R\$ 63 million (20.4%), between quarters analyzed. The variation stems largely from: (i) the startup in commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, completed during 2025 and 1Q26, respectively; and (ii) greater depreciation reported from the recently acquired Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries.
- **Energy purchases:** between 1Q25 and 1Q26 the Company posted an increase of R\$ 90 million (64.7%) in energy purchases, substantially due to the combination of a growth of 644 GWh (298 average MW) in the energy volume purchased (R\$ 75 million) and the increase of 7.6% in the net average energy purchase price (R\$ 15 million). Volume growth is due to the increase in purchases for the purpose of the Company's portfolio management. Additionally, the variation in the average purchase price reflects the increase in month-end closing prices due to the rise in the average PLD between the compared quarters and the monetary restatement of long-term contracts.
- **Charges for use of the network and connection:** an increase of R\$ 27 million (14.2%) between the quarters under review and resulting largely from: (i) the startup in commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual readjustment in transmission and distribution tariffs.
- **Material and third-party services:** an increase of R\$ 11 million (9.9%) between the quarters under analysis. The leading drivers were the result of the following factors: (i) the startup in commercial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the provision of consultancy and advisory services.
- **Transactions in short-term energy market:** costs of these transactions rose by R\$ 58 million (118.4%) between the successive first quarters. Further explanation on these operations and with respect to the variation can be found under "Details of short-term operations".

Other costs related to this segment revealed no significant variations between the quarters under analysis.

Operational Result from the Energy Transmission Segment

The Company has primary responsibility for the construction and installation of infrastructure pertaining to the Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca and Graúna transmission systems and is exposed to the risks and benefits of these constructions. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company books revenue over the course of the implementation of the transmission infrastructure for an amount corresponding to the construction costs plus a gross margin on the construction services provided. Expenditures incurred in the construction are recognized in the cost of the transmission infrastructure. The Annual Allowed Revenue (RAP) is received once the transmission system goes into commercial operations. Thus, only resources generated from operational activities are received from then onwards. The Gralha Azul and Novo Estado transmission systems went into full commercial operations on February 19 and 27, 2023, respectively. On July 8, 2024, the Company finalized the implementation of the Gavião Real Transmissora de Energia project with its complete energization as incorporated in the Delivery and Acceptance Certificate (TLD) issued by the National System Operator (ONS) on July 12, 2024. On July 18, 2025, the Company took over the operation of the brownfield stretch of the Graúna Transmission System, corresponding to approximately 5% of the project's total RAP. Additionally, on November 26, 2025, the Company received authorization from the ONS to begin commercial operations on the Morro do Chapéu II - Poções III stretch pertaining to the Asa Branca Transmission System and representing 33% of the project's RAP.



The gross result from the energy transmission segment reached a positive R\$ 323 million in 1Q26, a reduction of R\$ 26 million (7.4%) compared to the same quarter in 2025, when this item reported R\$ 349 million. The variation is a reflection of: (i) the negative impact of R\$ 17 million (5.5%) in variation of the net amount of construction costs and revenues (a reduction of R\$ 148 million and R\$ 131 million, respectively), stemming mainly from the stage of the work schedule at the Asa Branca Transmission System; (ii) the increase of R\$ 8 million in costs and a reduction of R\$ 5 million in O&M revenue respectively, resulting in an overall negative impact of R\$ 13 million; and (iii) offset by a growth of R\$ 2 million (0.6%) in the remuneration of concession assets due more particularly to the greater nominal balance and by a reduction in inflation rates between compared quarters.

The RAP value, net of PIS and Cofins, received in 1Q26 was R\$ 225 million, (R\$ 186 million in 1Q25), being R\$ 204 million (R\$ 160 million in 1Q25) corresponding to the amortization of the contractual asset registered as a contra-entry to the contractual asset, and R\$ 21 million (R\$ 26 million in 1Q25) relative to revenue for services rendered by O&M.

Below is the composition of the regulatory transmission Ebitda:

(in R\$ million)	1Q26	1Q25	Change
RAP, net of PIS and Cofins	225	186	39
Operational costs	(22)	(14)	(8)
Selling, general and administrative expenses	(5)	(4)	(1)
Other operational revenues, net	2	-	2
Regulatory transmission Ebitda	200	168	32

Operational Result of the Energy Trading Segment

The Company operates in the physical energy trading market to leverage results from energy price variations within pre-set limits of risk. Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes are defined as financial instruments according to their fair value. This is principally due to the absence of any commitment to match purchase and sale operations, flexibility being permitted to manage the contracts and obtain results through price variations in the market.

A comparison of the gross result of the quarters under analysis reported a positive variation of R\$ 1 million, a reflection of the increase of R\$ 3 million following marketing-to-market of forward supply transactions, quarter x quarter – the difference between contract prices and market prices, offset by the negative impact of R\$ 2 million from short-term transactions.

Details of Short-Term Operations

Short-term operations are classified as energy purchase or sale operations, the principal objective being the management of the Company's exposure on the CCEE. Consequently, the price of these operations is characterized by the linkage with the Price for Settlement of Differences (PLD). This item also includes the transactions conducted through the CCEE, given their volatile and seasonal nature, therefore, short-term, of the results originating from accounting movement in the CCEE. Additionally, the long and short positions are settled at the PLD, thus, similar to the short-term operations described above.

In relation to the transactions conducted through the CCEE, the various monthly credit or debit entries to the account of a Board agent are summarized in a single billing as a receivable or a payable. This therefore requires an entry to either an income or an expense item. In this context, it is worth pointing out that due to adjustments in the Company's portfolio management strategy, changes have been taking place in the profile of the mentioned billings. Such fluctuations complicate the direct comparison of the elements comprising each billing for the periods being analyzed - the reason for including this specific topic. The strategy allows us to analyze the fluctuations of the principal elements involved in spite of allocation being either to an income or expenses account according to the credit or debit nature of the billing to which they relate.

Generically, these elements are revenues or expenses arising, for example, (i) from the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE); (ii) from the Generation Scaling Factor (GSF), triggered when generation of plants, part of the MRE, is smaller or greater (Secondary Energy) than the allocated energy; (iii) from the so-called "submarket risk"; (iv) dispatch driven by the Risk Aversion Curve (CAR); (v) the application of System Service Charges (ESS), resulting in dispatch which diverges from the thermal plants order of merit; and (vi) naturally, exposure (a short or long position in the monthly accounting) and settled at the PLD.

| Net Result of Short-term Operations | R\$ million

	Generation
1Q26	
Net operating revenue	239
Operational costs	(107)
Net result	132
1Q25	
Net operating revenue	23
Operational costs	(49)
Net result	(26)
Change	
Net operating revenue	216
Operational costs	(58)
Net result	158

In 1Q26 and 1Q25, **net results** (difference between revenue and costs – less taxes) from short-term operations – more especially those contracted across the CCEE – **were positive at R\$ 132 million** and a negative R\$ 26 million, respectively. The result for the first quarter of 2026 represents **an increase of R\$ 158 million compared with 1Q25** reflecting transactions conducted in the energy generation and sales from the portfolio segment.

These variations were primarily the result of a combination of the following factors: (i) an increase in free energy due to the seasonal energy allocation strategy implemented over the course of the periods, combined with an increase in PLD; (ii) the positive effect on the MRE, due to higher hydroelectric generation than in the previous year and the consequent increase in the amount to be reimbursed by the other MRE participants; mitigated (iii) by the negative impact resulting from the reduction in the MRE Adjustment Factor (GSF), given the allocation of physical guarantee and the generation of participating plants (the average GSF grew from 107.7% in 1Q25 to 92.0% in 1Q26); and (iv) the effects of the negative variation in month-end closing operations, rebooking, and adjustments between the quarters analyzed.

In December 2025, Aneel established maximum and minimum PLD limits for 2026 at R\$ 785.24/MWh and R\$ 57.31/MWh, respectively. The following table shows average PLD values for the submarkets in which the Company operates, in MWh.

Average PLD in R\$/MWh	1Q26	1Q25	Change
South	359.40	161.87	122.0%
Southeast/Center-West	310.54	160.10	94.0%
Northeast	289.80	58.91	391.9%

Selling, General and Administrative Expenses

The Company reported an increase in sales, general and administrative expenses in the amount of R\$ 4 million (4.0%) between 1Q26 and 1Q25. Variation between the quarters analyzed largely reflect the increase in the generation segment of R\$ 3 million, mainly impacted by the increase in labor overheads due to the annual adjustment in employee remuneration and benefits, as well as new hirings between the two quarters.

Equity Income – Gas Transportation

The Company holds a 17.5% direct corporate stake in TAG. TAG's equity income result for the quarters under analysis is composed of the following items:

Income statement (in R\$ million)	1Q26		1Q25	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Net operational revenue	2,074	363	2,340	410
Costs of services provided	(611)	(107)	(606)	(106)
Gross income	1,463	256	1,734	304
General and administrative expenses	(69)	(12)	(43)	(8)
Income before financial result and taxes	1,394	244	1,691	296
Financial result	(451)	(79)	(494)	(86)
Income before taxes	943	165	1,197	210
Income tax and social contribution	(180)	(32)	(244)	(43)
TAG's net income	763	133	953	167

The reconciliation of TAG's Ebitda is shown in the following table:

Ebitda (in R\$ million)	1Q26		1Q25	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Income before financial result and taxes	1,394	244	1,691	296
Depreciation and amortization	179	31	184	32
Amortization of <i>mais valia</i>	150	26	150	26
Ebitda¹	1,723	301	2,025	354
Ebitda Margin	83.1%		86.5%	

¹ In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 1Q25 and 1Q26, equity income declined by R\$ 34 million (20.4%) from R\$ 167 million to R\$ 133 million respectively. This variation was a reflection of the decrease in net income reported by TAG.

With regard to the decline in TAG's earnings, the change was primarily due to: (i) reduced revenue in the case of the Malha Nordeste (the Northeast Network), resulting from the lack of definition of the maximum permitted revenue (to be recalculated after the tariff review is approved); (ii) lower tariff increases with adjustments linked to the dollar and inflation; mitigated by (iii) the decrease in financial result; (iii.i) the decline in interest on debt; and (iii.ii) partially offset by the decline in interest income on investments; and (iv) the decrease in income tax (IR) and social contribution (CSLL) due to the recognition of deferred income tax and social contribution on regulatory provisions.

Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of March 31, 2026 and December 31, 2025 were as follows:

Balance Sheet	03/31/2026	12/31/2025
ASSETS		
Current assets	3,295	2,530
Cash and cash equivalents	1,875	655
Accounts receivable from clients	1,281	1,706
Other current assets	139	169
Non-current assets	28,350	28,269
Restricted deposits	786	460
Other non-current assets	157	162
Property, plant and equipment	24,652	24,892
Intangible	2,755	2,755
Total	31,645	30,799
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	3,083	2,888
Debt instruments	1,913	2,004
Derivative financial instruments - hedge	48	73
Other current liabilities	1,122	811
Non-current liabilities	21,404	21,844
Debt instruments	14,476	14,936
Derivative financial instruments - hedge	153	210
Deferred income taxes and social contribution	6,155	5,933
Other non-current liabilities	620	765
Shareholders' equity	7,158	6,067
Total	31,645	30,799



Ebitda and Ebitda Margin

| Ebitda by segment – 1Q26 x 1Q25 | R\$ million

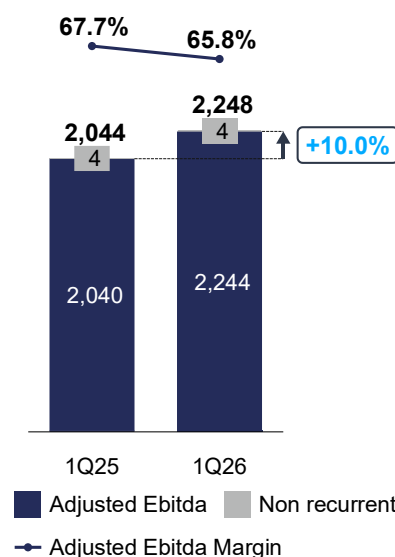
	Electric Energy				
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	Consolidated
	1Q26				
Income (loss) before financial results and taxes	1,413	318	-	133	1,864
Depreciation and amortization	381	3	-	-	384
Ebitda¹	1,794	321	-	133	2,248
Disposal of subsidiary	(4)	-	-	-	(4)
Adjusted Ebitda	1,790	321	-	133	2,244
Adjusted Ebitda margin	65.2%	59.2%	-	-	65.8%
	1Q25				
Income (loss) before financial results and taxes	1,211	345	(1)	167	1,722
Depreciation and amortization	319	3	-	-	322
Ebitda	1,530	348	(1)	167	2,044
Disposal of subsidiary	(4)	-	-	-	(4)
Adjusted Ebitda	1,526	348	(1)	167	2,040
Adjusted Ebitda margin	67.1%	50.4%	(2.1%)	-	67.7%
	Change				
Income (loss) before financial results and taxes	202	(27)	1	(34)	142
Depreciation and amortization	62	-	-	-	62
Ebitda	264	(27)	1	(34)	204
Adjusted Ebitda	264	(27)	1	(34)	204
Adjusted Ebitda margin	(1.9 p.p.)	8.8 p.p.	2.1 p.p.	-	(1.9 p.p.)

¹ In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 1Q26 and 1Q25, **Adjusted Ebitda increased R\$ 204 million (10.0%) from R\$ 2,040 million in 1Q25 to R\$ 2,244 million in 1Q26**. The variation was the result of the **positive effects** of: (i) R\$ 264 million (17.3%) in the energy generation and sales from the Company's portfolio segment; and (ii) R\$ 1 million (100.0%), the result of the energy trading segment. These effects were attenuated by the **negative effects** of (i) R\$ 34 million (20.4%) due to the lower result from a stake in the jointly held subsidiary – TAG; and (ii) R\$ 27 million (7.8%) reduction in the results from the energy transmission segment.

The main variations in Adjusted Ebitda are in the electric energy generation and sales segment, as indicated in item (i) above, **positive effects** of which were: (i) R\$ 244 million from the combination of variations in the volume of electricity sold and the average net selling price; (ii) R\$ 158 million from the positive impact of transactions in the short-term market; and (iii) R\$ 7 million related to other operating costs and administrative expenses. These effects were offset by the following **negative aspects**: (iv) an increase of R\$ 90 million in energy purchases; (v) an increase of R\$ 27 million for use of the electricity grid and connection charges; (vi) a decrease of R\$ 17 million in income from financial assets of concessions; and (vii) an increase of R\$ 11 million in costs of materials and third-party services.

| Adjusted¹ Ebitda | R\$ million



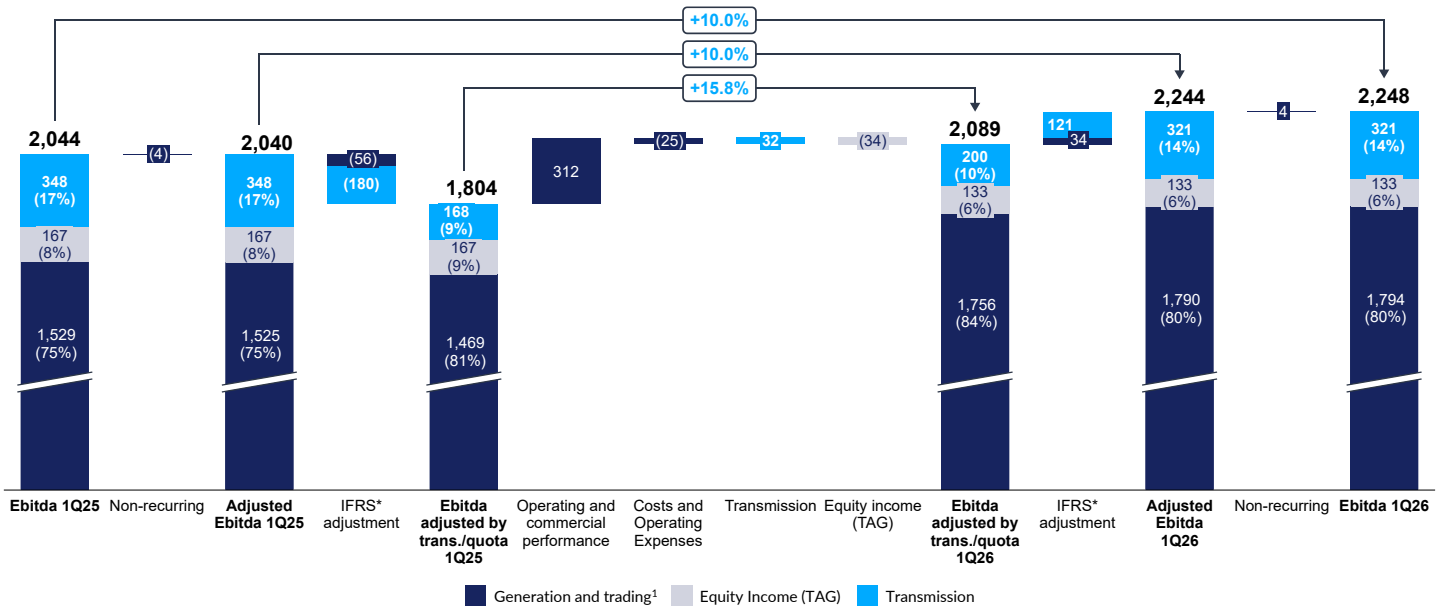
¹ Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial results + depreciation and amortization + impairment + non recurrent effects.

In addition, in 1Q26, Adjusted Ebitda was impacted negatively by the transmission segment, the effects of which were largely a combination of the following factors: (i) R\$ 17 million decrease in the variation of the net result for construction costs and revenues; (ii) decrease of R\$ 13 million O&M margin (O&M RAP, net of costs); mitigated by (iii) an increase of R\$ 2 million due to the increase in remuneration from concession assets.

To enable the reconciliation of net income with Ebitda as well as the impacts of regulatory adjustments in transmission quota holders, we present the following table:

(in R\$ million)	1Q26	1Q25	Chg. (%)
Recurrent net income	792	826	4.1
(+) Income tax and social contribution	245	273	(10.3)
(+) Net financial result	827	623	32.7
(+) Depreciation and amortization	384	322	19.3
Ebitda	2,248	2,044	10.0
Non-recurrent effects			
(+) Disposal of subsidiary	(4)	(4)	-
Adjusted Ebitda	2,244	2,040	10.0
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(321)	(348)	(7.8)
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	200	168	19.0
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(224)	(231)	(3.0)
Regulatory quota holders Ebitda	190	175	8.6
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	2,089	1,804	15.8

| Ebitda Change | R\$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

¹ Considering the result from generation and trading segments.

Financial Result

(in R\$ million)	1Q26	1Q25	Chg. (R\$)
Income from financial investments	148	115	33
Other financial income	37	28	9
Total financial income	185	143	42
Debt:			
Interest	(549)	(287)	(262)
Monetary restatement	(266)	(291)	25
Other financial expenses, net	(40)	24	(64)
Total financial expenses	(855)	(554)	(301)
Concessions payable (Use of Public Asset):			
Monetary restatement	(41)	(91)	50
Present value restatement	(116)	(121)	5
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	(157)	(212)	55
Financial result	(827)	(623)	(204)

Financial income: in 1Q26, financial revenue reached R\$ 185 million, up R\$ 42 million, or 29.4%, from R\$ 143 million recorded in 1Q25, driven primarily by a R\$ 33 million increase in revenue from financial investments, mainly driven by the rise in average balances of financial investments and by the growth in CDI.

Financial expenses: financial expenses in 1Q26 totaled R\$ 855 million, that is, R\$ 301 million or 54.3% higher than recorded in 1Q25, which were R\$ 554 million. The main changes observed were due to a R\$ 237 million increase in debt between the quarters analyzed, resulting from: (i) a R\$ 262 million increase in interest on debt due to the Company's 14th, 15th, and 16th debenture issuances, which occurred in March 2025, July 2025, and February 2026, respectively; mitigated by (ii) a reduction of R\$ 25 million related to monetary restatement due to the decrease in the IPCA between the periods analyzed.

It should be noted that, in addition to the increase in interest on debt recorded in the income statement, there was a reduction of R\$ 119 million (84.5%) in capitalization of fixed assets, resulting from the entry into operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Plant.

Concession expenses payable (Use of Public Assets): concession expenses payable decreased by R\$ 55 million (25.9%), reaching R\$ 157 million in 1Q26 compared to R\$ 212 million in 1Q25, mainly due to a R\$ 50 million decrease in monetary restatement and in turn a reflection of reduced IPCA and IGPM inflation indexes.

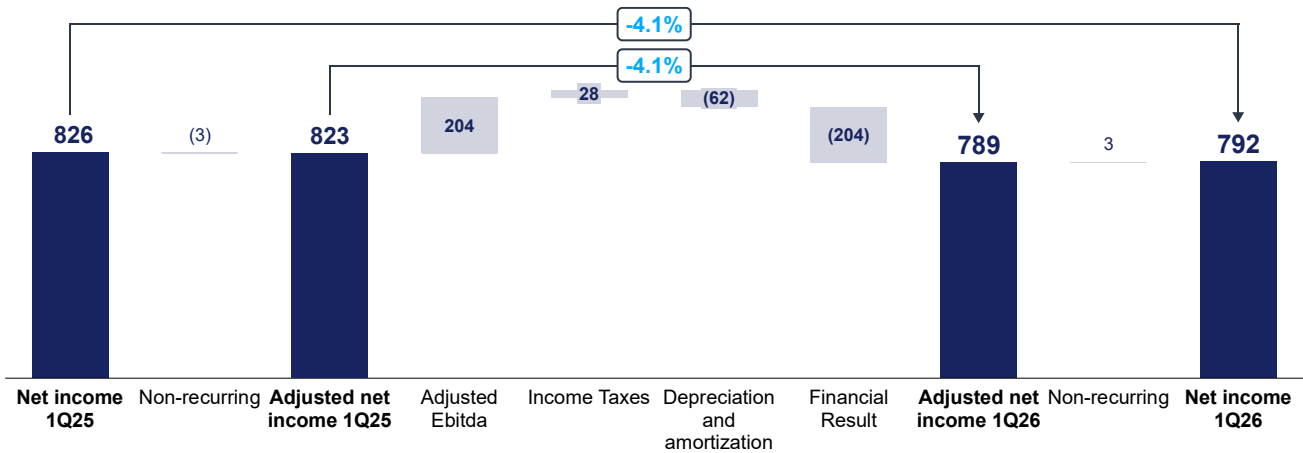
Income Tax and Social Contribution

Income tax and social contribution in 1Q26 was R\$ 245 million, a variation of R\$ 28 million (10.3%) compared to the same quarter of 2025, which was R\$ 273 million and mainly due to the reduction in profit before income taxes.

Net Income

Adjusted net income for 1Q26 was R\$ 789 million, R\$ 34 million or 4.1% lower than the R\$ 823 million reported in the same quarter of the previous year. The variation is due to the following factors: (i) a R\$ 204 million increase in adjusted Ebitda; (ii) a R\$ 28 million reduction in income tax and social contribution; partially offset by (iii) the negative impact of R\$ 204 million from net financial results; and (iv) an increase of R\$ 62 million in depreciation and amortization.

| Net Income Change | R\$ million

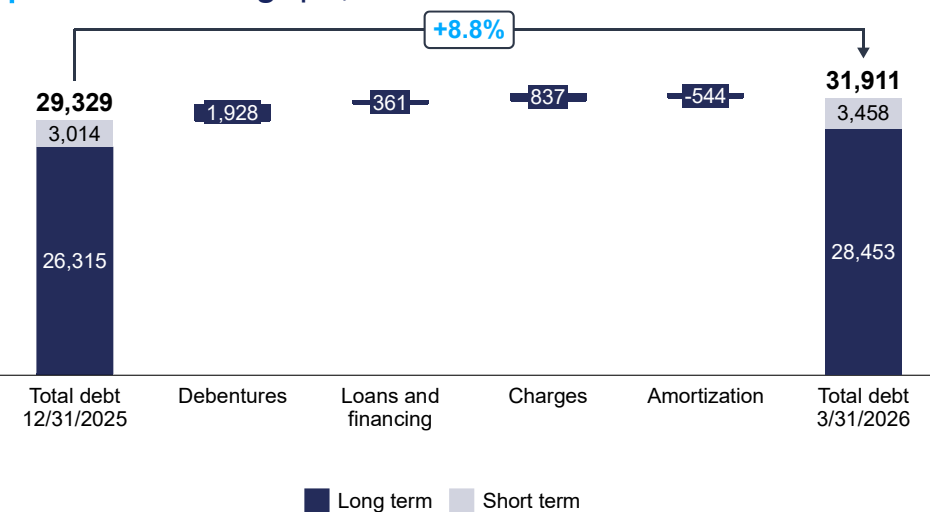


Debt

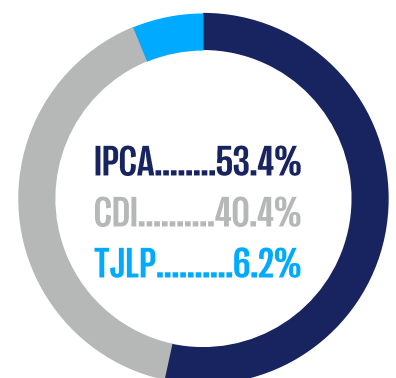
As of March 31, 2026, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totalled R\$ 31,911 million – increase of 8.8%** (R\$ 2,582 million) compared to the position as of December 31, 2025. The **average debt maturity** at the end of 1Q26 was **7.2 years**.

The variation in Company's debt is mainly related to the combination of the following factors during the 1Q26: (i) R\$ 1,928 million from debenture issuance; (ii) R\$ 361 million of loans and financing for the construction of new projects; (iii) generation of R\$ 837 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (iv) R\$ 544 million in amortization of loans, financing and debentures.

| Total Debt Change | R\$ million



| Debt Breakdown



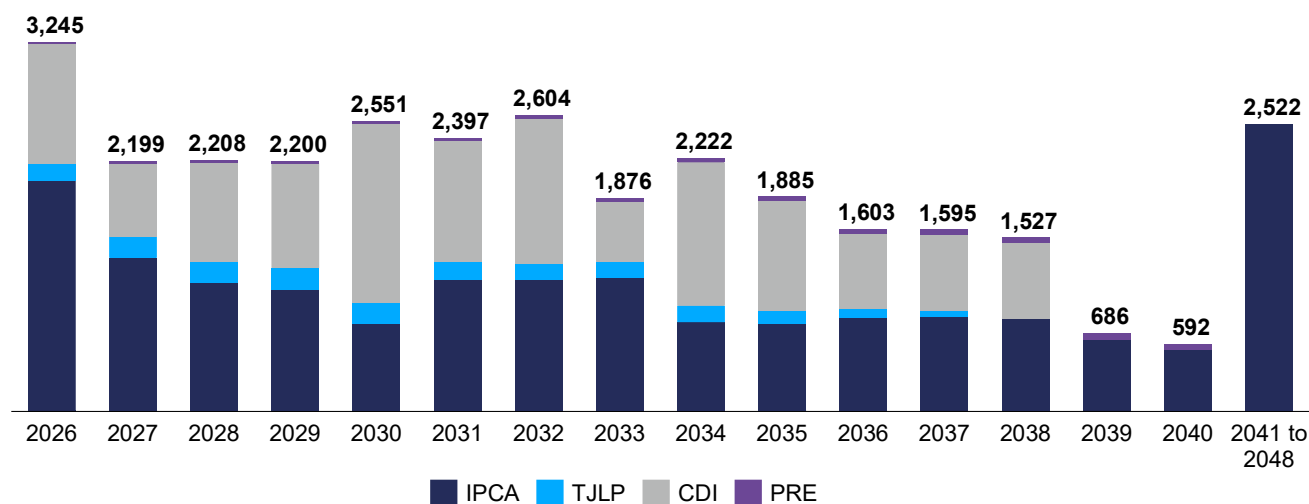
The average weighted nominal cost of debt at the end of 1Q26 was 11.3% – equivalent to IPCA + 6.9% – 0.3 p.p. higher than recorded at the end of the 1Q25 (11.6% – equivalent to IPCA + 5.8%).

On March 31, 2026, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 24,984 million, a decrease of 2.1%** compared to the end of 4Q25.

Net Debt

(in R\$ million)	03/31/2026	12/31/2025	Chg. %
Gross debt	31,690	29,149	8.7
Result of hedge operations	221	181	22.4
Deposits earmarked for the payment of debt	(461)	(457)	0.9
Cash and cash equivalents	(6,465)	(3,359)	92.5
Total net debt	24,984	25,514	(2.1)
Net debt/Adjusted Ebitda last 12 months	3.2X	3.3X	

Maturity Term Loans | R\$ million



Capital Expenditures

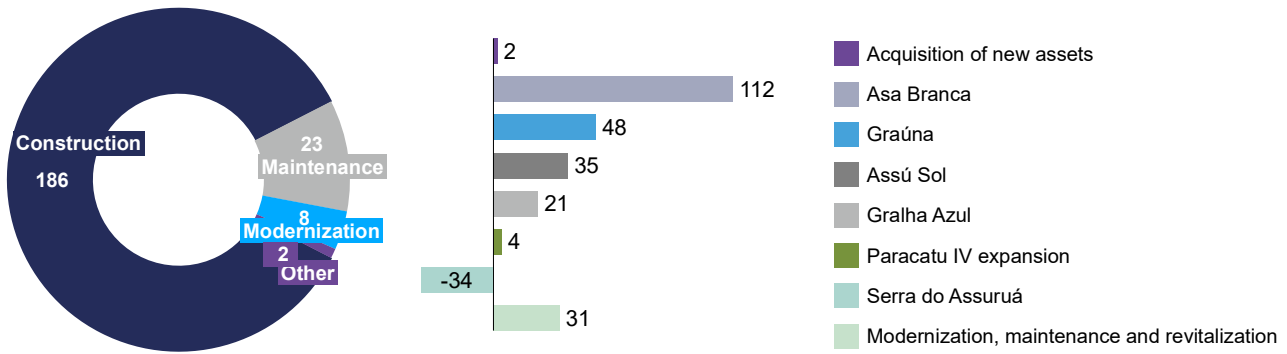
Total investments at ENGIE Brasil Energia in 1Q26 reached R\$ 219 million, of which: (i) R\$ 2 million paid as a complement to the acquisition of the Assú Sol project; (ii) R\$ 186 million were invested in the construction of new projects, including: R\$ 112 million in the Asa Branca Transmission System, R\$ 48 million in the Graúna Transmission System, R\$ 35 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex, R\$ 21 million related to the execution of reinforcement works at the Ponta Grossa Substation, part of the Galha Azul Transmission System, -R\$ 34 million in the implementation of the Serra do Assuruá Wind Complex, reflecting adjustments to advances and provisions incurred during the project's execution, and R\$ 4 million in the expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Plant; (iii) R\$ 23 million were allocated to the revitalization of the generating complex, mainly in hydroelectric and solar plants; and (iv) R\$ 8 million were invested in modernization projects: R\$ 6 million in the Jaguará Hydroelectric Plant, R\$ 1 million in the Ponte de Pedra Hydroelectric Plant and R\$ 1 million in the Salto Osório Hydroelectric Plant.



ENGIE Brasil Energia's Investments in 1Q26 reached R\$ 219 million.



| 1Q26 Capital Expenditure | R\$ million



Commitment to Sustainable Development

Sustainable Management

ENGIE's ambition is to spearhead the carbon-neutral transition process worldwide, supporting our clients in their journey of reducing emissions and associated to differentiated socio-environmental offers, thereby encouraging sustainable development with positive impacts both locally and globally. Through our medium term Strategic Sustainability Goals, we endeavor to address the trinomial of "People, Planet and Performance".

All plants under the Company's responsibility adhere to Sustainable Management Policy, which covers the areas of Governance, Quality, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On March 31, 2026, out of the 145 plants installed in 14 states of Brazil's five regions, 11 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR ISO 45001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 64.4% of the total operated by the Company.

Journey for Climate

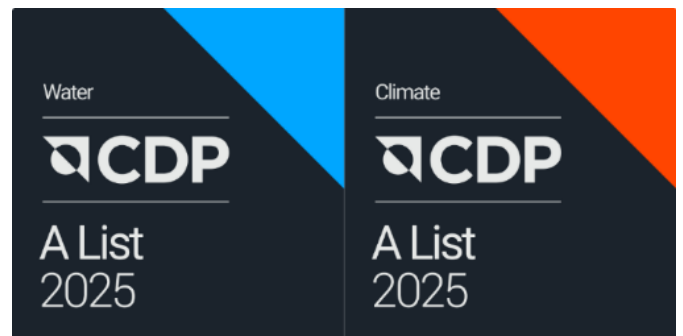
The ENGIE Group has a global commitment to i) reduce CO₂ emissions by 59% between 2017 and 2030, which is a Science Based Target; and ii) attain emissions neutrality by 2045.

In line with these commitments, ENGIE Brasil Energia has enshrined a specific program to contribute to the corresponding objectives. Called “Jornada pelo Clima” (Journey for Climate), it is based on scientific targets in pursuit of the de-carbonization of all the Company’s activities, which also includes the value chain. Based on three pillars – Management, Mitigation and Adaptation –, it lies at the root of **the Company’s goals and commitments in Brazil**, particular emphasis due on:

- Reducing emissions intensity (Scopes 1, 2 and 3) by 30% by 2025, and 56% by 2030;
- Expanding renewable energy capacity;
- Having 100% of assets covered by climate adaptation plans by 2030;
- Engaging 100% of the top Scope 3 -offending suppliers to set science-based targets by 2030.

Highlights of the Quarter

- ENGIE Brasil Energia received the top “A” classification for three criteria in the CDP 2025 analysis – **climate change, water security and supplier engagement**. CDP operates the only independent environmental disclosure system in the world and assesses thousands of companies every year. Obtaining an 'A' ranking is a reaffirmation of ENGIE’s position among global leaders in the drive towards climatic and environmental resilience.
- The Company also received important recognition in the **S&P Global Sustainability Yearbook 2026**, a publication which rates those companies with the best performance in sustainability worldwide. This selection is a result of the Corporate Sustainability Assessment (CSA), one of the most rigorous evaluations of environmental, social and governance (ESG) practices in the global market. This year, 8,551 companies representing 59 sectors participated in the process. In the Electric Utilities sector, in which the Company is classified, 210 companies were assessed – ENGIE Brasil Energia achieved the **fifth best global performance**, ranking it in the TOP 5%.
- The **Expressão Ecologia** Award, promoted by Editora Expressão, recognized ENGIE Brasil Energia in the “Environmental Management” category for the **“Journey through Nature”** project.
- In February, ENGIE Brasil Energia’s Assú Sol Photovoltaic Complex delivered a new, modern and accessible school to the Bela Vista Piató Quilombo Remnant Community (**Comunidade Remanescente Quilombola de Bela Vista Piató**). The work is a component part of the Quilombo Action Plan (PAQ) agreed with the community and additional to other initiatives executed within the scope of the Plan, such as the conclusion of work on improving community access, donation of a tractor and agricultural implements, quilombo training courses and the installation of a 40.000-liter water tank for enhancing water security. In addition, a new primary health care clinic, an expanded community kitchen, and a multi-purpose sports court are nearing completion, strengthening local infrastructure and improving the quality of life for residents.
- ENGIE Brasil completed **delivery of equipment** and executive projects to the Instituto Água e Terra (IAT) – the Paraná state environmental protection agency, as part of the **Invest in Paraná Parks** Program. A total of 33 quadricycles, 28 television sets with respective supports, 3 pontoon craft and revitalization projects for the Salto São Francisco da Esperança State Park, making a total investment of R\$ 4.3 million. The initiative serves **to strengthen the operation of the Conservation Units**, expanding the infrastructure for the public in general and underscoring the Company’s commitment to sustainable development in the state.



- The Company is also undertaking some **socially material investments** in the areas surrounding the recently acquired Santo Antônio do Jari Hydropower Plant, in the state of **Amapá**, in line with its Private Social Investment policies and for the generation of shared value. A total of approximately R\$ 400 thousand was dedicated to two social projects - “Preparing for the Future” and “Street Soccer for Education XV 3.0”, selected from the Call for Proposals for Incentivized Resources. A total of 265 children and adolescents are expected to benefit.
- In March, ENGIE Brasil Energia promoted an **event dedicated to corporate innovation**, comprising various technical areas and plants at company headquarters in Florianópolis. The meeting encompassed such strategic themes as artificial intelligence, creativity, partnerships and incentivized policies for innovation, reinforcing corporate innovative culture. The program was concluded with **awards for employees** who distinguished themselves through innovative initiatives implemented over the past year.



Sustainability Indices

Since 2012, it has been a practice of the Company to publish the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annual results presentations. The following table shows the indicators for 1Q26 X 1Q25.

| Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 1Q26	Performance 1Q25	Change
E	Emissions intensity by energy generation	tonCO ₂ e/MWh	0.0008	0.0019	-57.4%
	Emissions intensity by revenue	tCO ₂ e/million R\$	3.0	7.1	-57.7%
	Total emissions (Scope 1, 2 and 3)	Tons	10,130.6	21,365.2	-52.6%
	Water consumption intensity	m ³ /MWh	0.011	0.015	-29.9%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program ¹	People	10,696	13,689	-21.9%
S	Frequency rate - Direct employees + service providers	nº accid/million hours	1.140	0.450	0.69 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	nº accid/million hours	3.190	0.000	3.19 p.p.
	Frequency rate - Service providers	nº accid/million hours	0.900	0.520	0.38 p.p.
	% of employees formally trained	%	54.2%	80.0%	-25.8 p.p.
	Turnover rate	%	2.2%	1.0%	1.2 p.p.
	Voluntary turnover rate	%	1.0%	0.4%	0.6 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R\$	1,414,514	1,024,000	38.1%
	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R\$	2,550,290	1,504,000	69.6%
	Investment in Innovation ²	R\$	11,744,763	12,884,619	-8.8%
	Headcount	Employees	1,312	1,198	9.5%
	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001) ²	%	80.6%	83.0%	-2.3 p.p.
G	% of women in the Company	%	31.7%	32.2%	-0.5 p.p.
	% of men in the Company	%	68.3%	67.8%	0.5 p.p.
	% of women in leadership positions	%	31.4%	33.8%	-2.4 p.p.
	% of men in leadership positions	%	68.6%	66.2%	2.4 p.p.
	% employees with disabilities	%	4.8%	4.9%	-0.1 p.p.

¹ The Connection Program encompasses visits to the Company's operations across the country, dialogues with the community and environmental education.

² Investments in 2026 are now disclosed based on realized value, as opposed to the previously adopted provisioned amount.

Capital Markets

ENGIE Brasil Energia is part of more than ten indexes in the Brazilian market. Since its listing on B3's Novo Mercado has become a component of the Special Corporate Governance Stock Index (IGC) and the Special Tag Along Stock Index (ITAG), incorporating those companies offering greater protection to minority shareholders in the event of the sale of a controlling stake. The Company's shares are also included in the Corporate Sustainability Stock Index (ISE), comprising companies with a recognized commitment to social and corporate responsibility, as well as the Electric Energy Stock Index (IEE), which is a sector index made up of the more significant listed companies in the industry. The Company's shares are also traded on B3's leading stock index – the Ibovespa – and are traded under the **EGIE3 ticker**. On the United States Over-The-Counter (OTC) market, the Company's Level 1 American Depositary Receipts (ADR) are traded under the **EGIEY Code**, one ADR being equivalent to one common share.

On November 5, 2025, the Board of Directors approved the **increase in capital stock with the issue of 326,371,096 new common, book entry shares, with no par value, distributed to the Company's shareholders as a bonus** on December 1, 2025 in the proportion of 1 new share for every 2.5 existing common shares. The benefit was extended to the ADRs in the same proportion as in case of the common shares.

Share Performance – EGIE3

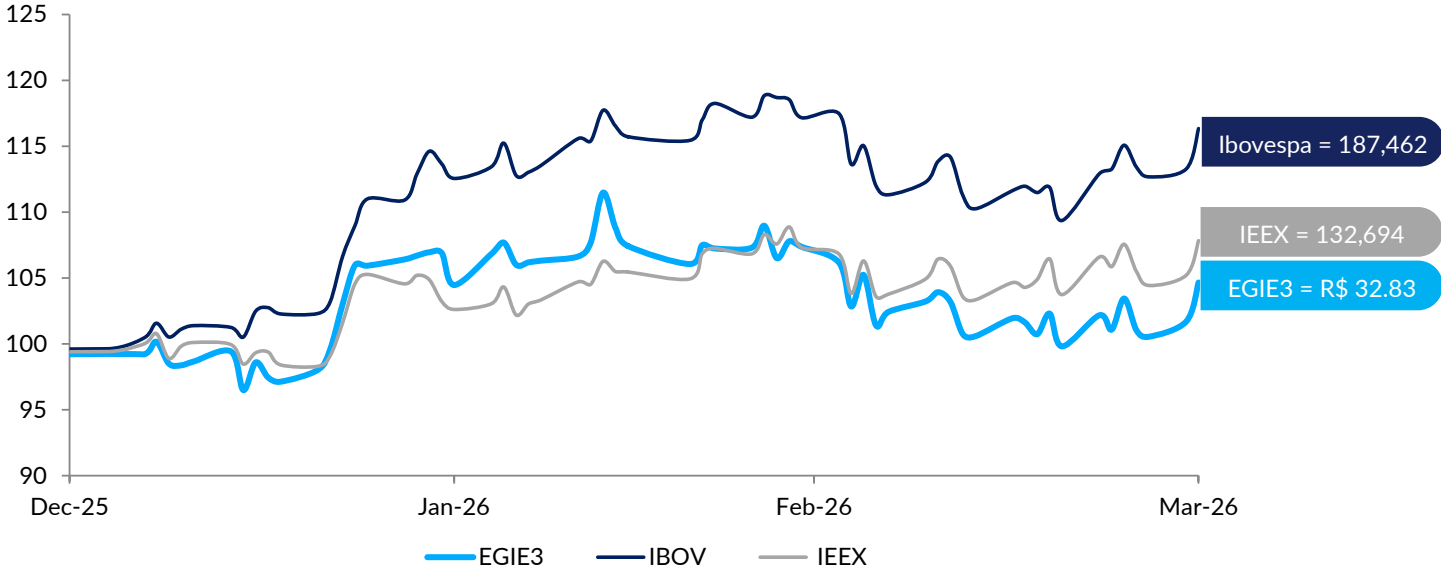
In the first quarter of 2026, the Ibovespa recorded one of the best performances in relation to the global financial market, reporting an appreciation of 16.3%, its best quarterly result since 2020, driven by a robust rotation of assets, influx of foreign capital and the general perception of value of Brazilian equities. The Ibovespa was among the best performing globally despite the high levels of aversion to risk in the light of geopolitical tension, particularly the conflict in the Middle East. Generally, the financial market showed itself to be resilient and attractive, benefiting both from domestic factors – such as the incipient movement to an easing in interest rates –, as well as in the context of the reallocation of global resources towards emerging markets.

In the 1Q26, ENGIE Brasil Energia's shares appreciated by 4.6%. In the same period, the Electricity Sector Index (IEEX) showed a positive performance of 7.8% and the Ibovespa grew 16.3%, ending the quarter at 187,462 points.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 62.6 million in the 1Q26, 14.6% higher than in 1Q25 when the volume was R\$ 54.6 million.

On the last trading day in March 2026, the closing price of the Company's shares was R\$ 32.83/share, translating into **a market capitalization of R\$ 37.5 billion.**

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



ATTACHMENT 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET - ASSETS

(In thousands of R\$)	03/31/2026	12/31/2025
Current Assets	9,983,643	6,911,102
Cash and cash equivalents	6,465,375	3,358,552
Accounts receivables from clients	1,386,348	1,322,661
Credit of income tax and social contribution	432,965	517,755
Dividends receivable	12	12
Derivative financial instruments - trading	70,713	87,914
Restricted deposits	51,030	46,723
Concession financial assets	418,947	414,211
Contractual assets	784,226	783,178
Other current assets	369,450	375,519
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	48,711,639	48,401,807
Long Term Assets	13,716,030	13,309,044
Derivative financial instruments - hedge	72,809	44,323
Derivative financial instruments - trading	27,661	28,497
Restricted deposits	491,310	486,458
Deposits in court	97,100	92,677
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	33,451	36,899
Concession financial assets	3,190,774	3,160,294
Contractual assets	9,019,538	8,710,991
Other non current assets	783,387	748,905
Investments	1,346,088	1,155,320
Property, Plant and Equipment	27,961,448	28,182,030
Intangible	5,302,281	5,369,554
Right of use of leases	385,792	385,859
Total	58,695,282	55,312,909

ATTACHMENT 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET - LIABILITIES

(In thousands of R\$)	03/31/2026	12/31/2025
Current Liabilities	6,497,774	6,158,138
Suppliers	874,296	916,391
Dividends and interest on shareholder's equity	121,519	121,521
Loans and financing	1,429,372	1,419,136
Debentures	1,855,808	1,522,823
Redeemable preferred shares	41,412	22,873
Lease liabilities	52,437	49,492
Concessions payable (Use of Public Asset)	841,528	835,932
Tax and social contribution obligations payable	166,045	204,438
Other fiscal and regulatory obligations	110,394	165,011
Labor obligations	202,966	161,375
Derivative financial instruments - trading	69,146	87,336
Provision	5,843	5,838
Obligations related to retirement benefits	41,389	39,746
Other current liabilities	685,619	606,226
Non Current Liabilities	37,399,068	35,240,278
Loans and financing	14,026,963	13,753,916
Debentures	13,869,498	11,963,481
Redeemable preferred shares	466,811	466,375
Lease liabilities	385,014	380,960
Concessions payable (Use of Public Asset)	4,289,555	4,356,835
Derivative financial instruments - trading	24,645	26,674
Provision	747,838	702,793
Obligations related to retirement benefits	208,790	215,828
Deferred income taxes and social contribution	2,799,536	2,762,822
Other non current liabilities	580,418	610,594
Shareholders' Equity	14,798,440	13,914,493
Share capital	6,863,707	6,863,707
Capital reserve	(156,743)	(176,543)
Net income reserves	5,687,275	5,682,218
Additional dividends	525,890	525,890
Adjustment on fixed asset	(71,225)	(137,544)
Retained earnings	752,095	-
Non controlling interests	1,197,441	1,156,765
Total	58,695,282	55,312,909

ATTACHMENT 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED INCOME STATEMENTS

(In thousands of R\$)	1Q26	1Q25	Chg. %
Net Operational Revenue	3,408,657	3,013,069	13.1
Operational Costs	(1,575,153)	(1,372,321)	14.8
Electric power purchases	(348,256)	(184,858)	88.4
Transactions in the short term energy market	(107,336)	(49,414)	117.2
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(216,502)	(190,287)	13.8
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(57,890)	(52,776)	9.7
Personnel	(82,994)	(63,374)	31.0
Materials and third-party services	(132,019)	(118,703)	11.2
Depreciation and amortization	(374,573)	(311,651)	20.2
Insurance	(49,681)	(34,369)	44.6
Constitution of operating provisions, net	(14,462)	(1,733)	734.5
Cost of implementing transmission infrastructure	(193,860)	(325,418)	-40.4
Others	2,420	(39,738)	-106.1
Gross Income	1,833,504	1,640,748	11.7
Operating Income (Expenses)	(101,475)	(85,251)	19.0
Selling, general and administrative expenses	(103,872)	(99,696)	4.2
Disposal of subsidiary and equity interest in a jointly controlled company	3,919	4,313	-9.1
Other operating revenues (expenses), net	(1,522)	10,132	-115.0
Result of corporate participations	133,418	166,779	-20.0
Equity income	133,418	166,779	-20.0
Income Before Financial Result and Taxes	1,865,447	1,722,276	8.3
Net Financial Result	(827,264)	(623,395)	32.7
Financial income	185,216	143,284	29.3
Financial expenses	(855,180)	(553,940)	54.4
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(157,300)	(212,739)	-26.1
Income Before Taxes	1,038,183	1,098,881	-5.5
Income tax	(173,596)	(195,898)	-11.4
Social contribution	(72,529)	(76,634)	-5.4
Net Income for the Period	792,058	826,349	-4.1
Income allocated to:			
ENGIE Brasil Energia's shareholders	751,482	768,703	-2.2
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol	40,576	57,646	-29.6
Number of Ordinary Shares	1,142,298,836	1,142,298,836	
Net Income per Share	0.6579	0.6729	-2.2

ATTACHMENT 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

(In thousands of R\$)	3M26	3M25
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	1,038,183	1,098,881
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(133,418)	(166,779)
Depreciation and amortization	384,320	321,925
Interests and monetary variation	807,400	590,883
Concessions payable expenses	157,300	212,739
Subsidiary sale	(3,919)	(4,313)
Adjustments to market value of securities	48	(64,555)
Remuneration of financial concession asset	(133,728)	(150,602)
Contract asset remuneration	(311,888)	(309,572)
Unrealized losses on trading operations, net	(2,182)	800
Transmission infrastructure construction revenue	(206,576)	(355,105)
Losses due to construction inefficiency	4,553	-
Others	15,565	46,551
Adjusted Net Income	1,615,658	1,220,853
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	(62,518)	67,213
Tax credits recoverable	90,214	(39,119)
Deposits in court and restricted deposits	(8,340)	(14,479)
Financial concession asset	98,512	93,129
Contract assets	204,316	160,257
Other assets	21,534	52,397
(Reduction) increase in liabilities		
Suppliers	(89,991)	(69,087)
Fiscal and regulatory obligations	(58,131)	11,456
Labor obligations	41,590	20,838
Obligations related to retirement benefits	(12,460)	(11,906)
Other liabilities	(326)	(31,678)
Cash Generated from Operating Activities	1,840,058	1,459,874
Payment of interests on debt, net of hedge	(343,399)	(265,458)
Payment of income tax and social contribution	(222,645)	(324,490)
Cash from Operating Activities	1,274,014	869,926
Investments Activities	(215,873)	(786,243)
Dividends and interest on equity received, net of income tax	15,750	157,500
Acquisitions of subsidiaries	-	16,320
Used in fixed assets and intangibles	(14,489)	(755,308)
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(1,810)	(489)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	3,919	4,313
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(218,984)	(208,385)
Others	(259)	(194)
Financing Activities	2,048,682	1,532,198
Inflow of debt instruments	2,289,344	1,955,869
Payment of debt instruments, net of hedge	(200,680)	(151,668)
Payment of dividends and interest on equity, gross of income tax	(50,911)	(250,398)
Debt servicing deposits	10,929	(21,605)
Increase in Cash and Cash Equivalents	3,106,823	1,615,881
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	3,358,552	3,958,758
Closing balance	6,465,375	5,574,639
Increase in Cash and Cash Equivalents	3,106,823	1,615,881
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents		
Dividends intended by subsidiaries and joint venture	15,750	612,500
Prescribed dividends and interest on equity	-	4,290
Unclaimed dividends and interest on equity	2	-
ICMS on energy sales	(294)	1,116
Credit of income tax and social contribution	-	3,051
Supplier's of fixed assets and intangibles	38,513	(121,635)
Dividend waiver from acquired subsidiaries	-	(48,971)

ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

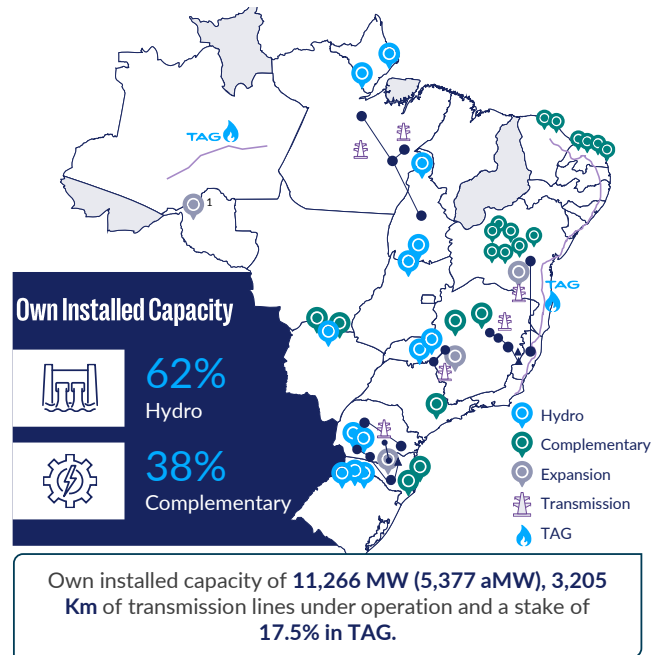
FACT SHEET 1Q26

Corporate Overview

ENGIE Brasil Energia is an investment platform in energy infrastructure, active in the areas of generation, commercialization, trading and transmission as well as natural gas transportation, through the intermediary of Transportadora Associada de Gás – TAG, jointly with other partners. As an 100% renewable energy generator in the Brazilian private sector, implements and operates projects from renewable sources such as hydroelectric, wind farms, photovoltaic and biomass plants together with small hydroelectric plants. The Company operates with transparency, financial discipline, respect for the environment, support for communities and focus on operational efficiency as drivers of long-term growth.

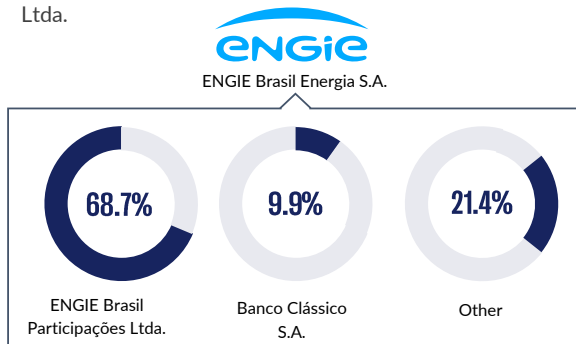
The market cap, as of March 31, 2026, was R\$ 37.5 billion, and the own installed capacity totaled **11,266 MW**, which comprises a generating complex of **145 plants**, of which 13 are hydroelectric power plants and 132 fired from complementary sources: one biomass-fired plant, 88 wind power plants, two small hydroelectric plants and 41 solar plants. In the transmission segment, the Gralha Azul, Novo Estado and Gavião Real Transmission Systems are in full operation and Graúna and Asa Branca in partial operation.

Balanced portfolio of business in energy infrastructure



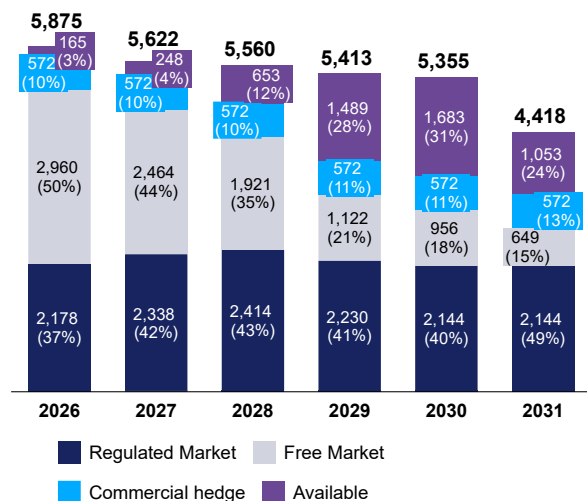
Ownership Structure

ENGIE Brasil Energia is controlled by French group ENGIE, a global leader in the independent production of energy with its activities in around 30 countries. With a strong presence in electricity, natural gas and energy services businesses with a worldwide electric energy capacity of about **100 GW**, **ENGIE holds 68.7%** of the Brazilian company through ENGIE Brasil Participações Ltda.



Energy Balance

Energy Balance (% of total; in aMW) | as of March 31, 2026



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ATTACHMENT 5

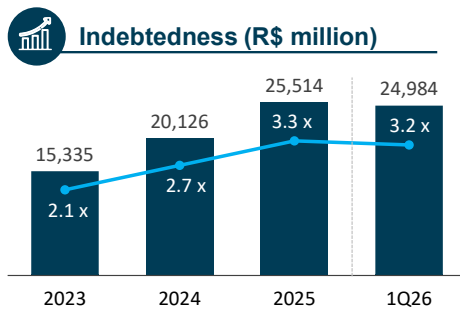
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1Q26

Consolidated (in R\$ million)	1Q26	1Q25	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,409	3,013	13.1%
Results from Operations (EBIT)	1,865	1,722	8.3%
Adjusted Ebitda ¹	2,244	2,040	10.0%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ²	2,089	1,804	15.8%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ¹	65.8	67.7	-1.9 p.p.
Adjusted Net Income	789	823	-4.1%
Adjusted Return on Equity (ROE) ³	19.0	25.8	-6.8 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁴	13.9	16.2	-2.3 p.p.
Gross Power Production (avg MW) ⁵	5,840	5,389	8.4%
Energy Sold (avg MW) ⁶	4,904	4,439	10.5%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁷	216.76	213.98	1.3%
Number of Employees - Total	1,348	1,247	8.1%

Notes:

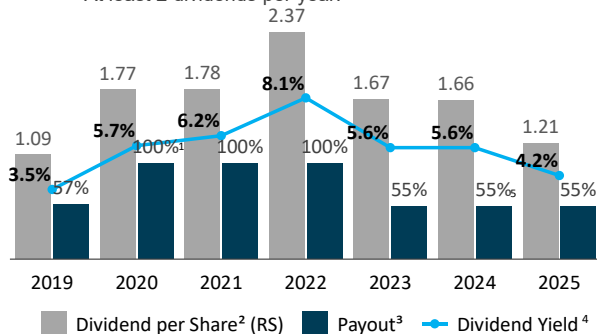
- ¹ Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment + non-recurrent.
² Adjusted EBITDA, net of IFRS effects from the transmission segment and quota plants.
³ ROE: adjusted net income of the past 4 quarters / shareholders' equity.
⁴ ROIC: effective rate x adjusted EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).
⁵ Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.
⁶ Disregarding sales for quotas regime (Jaguara and Miranda HPPs).
⁷ Net of taxes and trading operations.



- Notes:**
¹ Debt net of hedge operations.
² Adjusted Ebitda in the past 12 months.

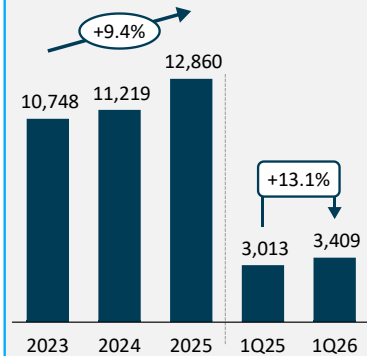
Dividend Policy

- By-law minimum payout: **30%** of distributable net income.
- Management commitment: minimum payout of **55%** of distributable net income.
- At least 2 dividends per year.

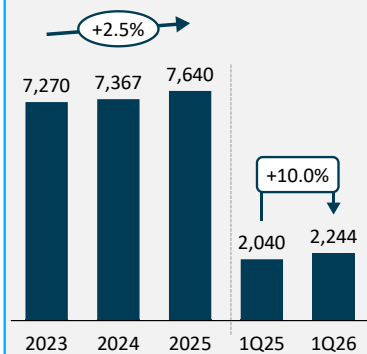


- Notes:**
¹ Payout equivalent to 100% of the distributable adjusted net income (ex-hydrological risk negotiation).
² For the purposes of comparability between fiscal years, an adjustment in dividend per share was made in the light of the share bonus approved on 12/07/2018 and 11/05/2025.
³ Considers the annual adjusted net income.
⁴ Based on volume-weighted closing price of ON shares in the period.
⁵ Payout equivalent to 55% of the distributable net income (excluding gains on partial disposal of investments in TAG).

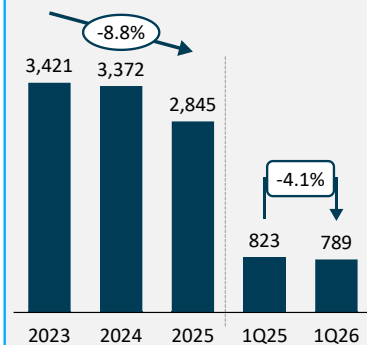
Net revenue (R\$ million)



Adjusted Ebitda (R\$ million)



Adjusted net income (R\$ million)



ISEB3

ICO2 B3

IDIVERSA B3

Investors Relations
 Rua Paschoal Apóstolo Pítica, 5064 –
 Zip Code 88025-255 Florianópolis – SC
 Phone: +55 (48) 3221-7904
www.engie.com.br/investidores/
ri.BREnergia@engie.com

