EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 1T25

ENGIE Brasil Energia S.A.



Para Divulgação Imediata
Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Adriana Wagner
Gerente de Relações com Investidores (interina)
adriana.wagner@engie.com
Tel.: (48) 3221-7904/7246

ri.BREnergia@engie.com

Videoconferência de resultados

08/05/2025 às 11:00h
(horário de Brasília):
em português com tradução simultânea para inglês

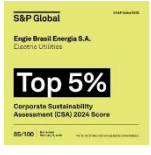
Clique aqui para acessar a transmissão

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

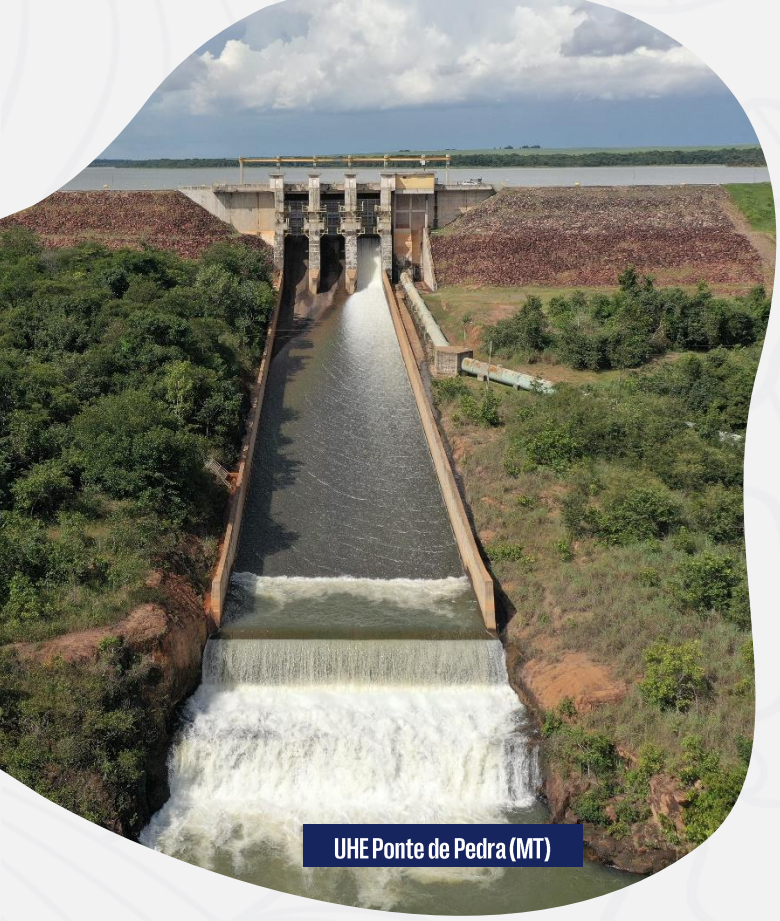
IBOVESPA B3

ISE B3

IEE B3



Florianópolis (SC), 07 de maio de 2025. 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 2025 (1T25/3M25). 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.


UHE Ponte de Pedra (MT)

ENGIE Brasil Energia cresce 908 MW em capacidade instalada entre o 1T24 e 1T25 e celebra contrato para aquisição de mais 612 MW em ativos hidrelétricos.

Ações reforçam compromisso com crescimento sustentável.

DESTAQUES

O **lucro líquido ajustado** do 1T25 foi de **R$ 823 milhões**, valor 3,8% (R$ 30 milhões) acima do alcançado no 1T24.

O **Ebitda ajustado**[2] no 1T25 alcançou **R$ 2.040 milhões**, aumento de 12,4% (R$ 225 milhões) em comparação com o 1T24. A **margem Ebitda ajustada** foi de **67,7%** no 1T25, decréscimo de 1,9 p.p. em relação ao 1T24.

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 3.013 milhões** no 1T25, 15,5% (R$ 404 milhões) acima do montante apurado no 1T24.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 214,0/MWh** no 1T25, valor 3,8% inferior ao registrado no 1T24.

A quantidade de **energia vendida** no 1T25, sem considerar as operações de *trading*, foi de **9.588 GWh (4.439 MW médios)**, volume 12,1% superior ao comercializado no 1T24.

Assinado contrato de **aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão**, pelo valor aproximado de R$ 3,0 bilhões. O fechamento da operação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes.

Durante o 1T25, **entraram em operação comercial** 39 aerogeradores do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá,** na Bahia, o que corresponde a 175,5 MW de capacidade. No final do período, 148 do total de 188 aerogeradores do projeto estavam operando comercialmente e 37 em teste.

No fim do 1T25, o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol contava com quatro das 16 centrais fotovoltaicas operando comercialmente e outras quatro em teste**, somando 352,7 MW de capacidade ao portfólio da Companhia.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.013	2.609	15,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.722	2.920	-41,0%
Ebitda [1]	2.044	3.165	-35,4%
Ebitda ajustado [2]	2.040	1.815	12,4%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.804	1.679	7,4%
Ebitda / ROL - (%) [1]	67,8	121,3	-53,5 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	67,7	69,6	-1,9 p.p.
Lucro Líquido	826	1.684	-51,0%
Lucro Líquido ajustado	823	793	3,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	25,8	28,3	-2,5 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	16,2	18,0	-1,8 p.p.
Dívida Líquida [6]	20.672	16.367	26,3%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	5.391	6.391	-15,6%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.439	3.960	12,1%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	213,98	222,34	-3,8%
Número de Empregados - Total	1.247	1.165	7,0%
Empregados EBE	1.223	1.144	6,9%
Empregados em Projetos em Construção	24	21	14,3%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes

Até 7 de maio de 2025, mais sete aerogeradores do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá** foram autorizados para **operação comercial, totalizando 155 e 33 estão operando em teste, marcando a conclusão da montagem de todos os aerogeradores**. Já do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol,** mais duas centrais fotovoltaicas entraram em teste, **totalizando quatro em operação comercial e seis em teste.**

Em 22 de abril, ocorreu o lançamento da edição de 2024 do **Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia**. Para acessar o conteúdo completo, clique aqui.

Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 25 de abril a distribuição de dividendos obrigatórios e complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, no valor de **R$ 715,1 milhões (R$ 0,8765/ação)**, equivalente a 55% do lucro líquido ajustado de 2024. As ações são negociadas ex-dividendos a partir de 7 de maio de 2025 e o pagamento será em 23 de dezembro de 2025.

A Companhia celebra a permanência no **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)** pelo 20° ano consecutivo – atingindo o 4° lugar geral dentre as 82 companhias selecionadas.

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.



Mensagem da Administração

O primeiro trimestre de 2025 foi marcado por importantes avanços estratégicos e operacionais, reafirmando nosso compromisso com a transição energética, a eficiência nas operações e a geração de valor sustentável para nossos públicos de interesse.

Destaca-se, nesse período, a assinatura do contrato para aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, pelo valor aproximado de R$ 3,0 bilhões. A operação, cujo fechamento está condicionado ao cumprimento de determinadas etapas precedentes, está alinhada à estratégia de fortalecimento da nossa posição no setor elétrico, alongando o prazo médio das concessões com receitas contratadas no mercado regulado.

No campo da expansão da nossa capacidade instalada, ressaltamos o progresso do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que encerrou o trimestre com quatro das 16 centrais fotovoltaicas em operação comercial e outras quatro em fase de testes, totalizando 352,7 MW adicionados ao portfólio da Companhia. Já no Conjunto Eólico Serra do Assuruá, entraram em operação comercial mais 39 aerogeradores, equivalentes a 175,5 MW. Ao final do trimestre, 148 dos 188 aerogeradores previstos estavam operando comercialmente, e 37 se encontravam em teste.

Avançamos também com a modernização da Usina Hidrelétrica de Jaguara, localizada entre Rifaina (SP) e Sacramento (MG). O projeto visa estender a vida útil da usina, aumentar sua confiabilidade e segurança operacional, e mitigar riscos de falhas, assegurando maior disponibilidade do ativo cuja concessão se estende até 2048.



Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

ENGIE Brasil Energia inovou em uma operação com o Banco BV, **utilizando créditos de carbono como forma de pagamento de parte da comissão** da emissão de debêntures.

Em termos financeiros, registramos resultados consistentes, refletindo o andamento dos projetos em curso, disciplina na alocação de capital e gestão proativa do portfólio. A receita operacional líquida alcançou R$ 3,0 bilhões, aumento de 15,5% em comparação ao 1T24, impulsionada pela receita de construção dos ativos de transmissão. O Ebitda ajustado foi de R$ 2,0 bilhões, 12,4% acima do mesmo período de 2024, alavancado pelo ingresso de novos ativos e consequente redução de compras de energia. Já o lucro líquido ajustado somou R$ 823,0 milhões, acréscimo de 3,8% em relação ao 1T24, pelos efeitos citados anteriormente, atenuado pelo aumento da depreciação e amortização e das despesas financeiras líquidas. Os investimentos totalizaram R$ 1,1 bilhão, impulsionando a expansão e a modernização de ativos. Esses resultados evidenciam a robustez do desempenho operacional e a resiliência do nosso modelo de negócios.

Destacamos ainda a realização de uma operação inovadora com o Banco BV, utilizando créditos de carbono como forma de pagamento de parte da comissão por ser um dos coordenadores da 14ª emissão de debêntures da ENGIE Brasil Energia S.A. – uma iniciativa que reforça nosso protagonismo em soluções financeiras alinhadas à sustentabilidade.

Continuamos sendo amplamente reconhecidos por nossa atuação em ESG, figurando em importantes *rankings* e publicações globais, como o Global 100 e The Sustainability Yearbook, da S&P Global; e o CDP, índice de sustentabilidade que avalia o desempenho ambiental de grandes empresas e é realizado pela organização sem fins lucrativos CDP (antigo Carbon Disclosure Project), obtendo nota A em clima e A-, com nota máxima em segurança hídrica. Como evento subsequente, lançamos, em abril, a **edição 2024 do nosso Relatório de Sustentabilidade**, reafirmando nosso compromisso com a transparência e as boas práticas de governança, e fomos incluídos, pelo 20º ano consecutivo, no **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), da B3**.

No ambiente de comercialização de energia, registramos um crescimento de cerca de 27% na base de clientes do Mercado Livre de Energia. Já o volume de energia vendida, desconsiderando as operações de *trading*, totalizou 9.588 GWh no trimestre (equivalente a 4.439 MW médios), um crescimento de 12,1% em relação ao mesmo período do ano anterior – refletindo a consistência de nossa estratégia comercial e a crescente demanda por energia limpa e de longo prazo.

Seguimos firmes na construção de uma matriz energética mais limpa, resiliente e voltada ao futuro, com foco permanente na geração de valor sustentável para nossos acionistas, clientes e para toda a sociedade.

Boa leitura!



Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente



Eduardo Takamori
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No fim do 1Q25, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.915,7 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 11.625,5 MW, composto de 120 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 109 de fontes renováveis complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 116 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador em 31 de março de 2025

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3
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
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.128,0**	**6.428,3**		**3.242,0**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Energia assegurada (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá[2]	Eólica	16	Gentio do Ouro (BA)	666,0	666,0	nov/56	334,0
Conjunto Assú Sol[3]	Solar	4	Assú (RN)	171,6	171,6	fev/57	52,9
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[4]	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
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa		Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	11,6
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[5]	0,2
Tubarão	Eólica		Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,3
Tubarão 2	Eólica		Tubarão (SC)	4,2	4,2	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares				**3.497,6**	**3.487,4**		**1.558,6**
Total				**11.625,5**	**9.915,7**		**4.800,6**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 16 em operação comercial integral em 31/03/2025.
3 Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 31/03/2025.
4 A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
5 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 2025

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	323,9	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	439,6	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	7,4	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Total		**2.709,0**	**770,9**			

** RAP: Receita Anual Permitida. / Valores na data-base de julho de 2024 (ciclo 2024-2025), líquidos de PIS e Cofins.*

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

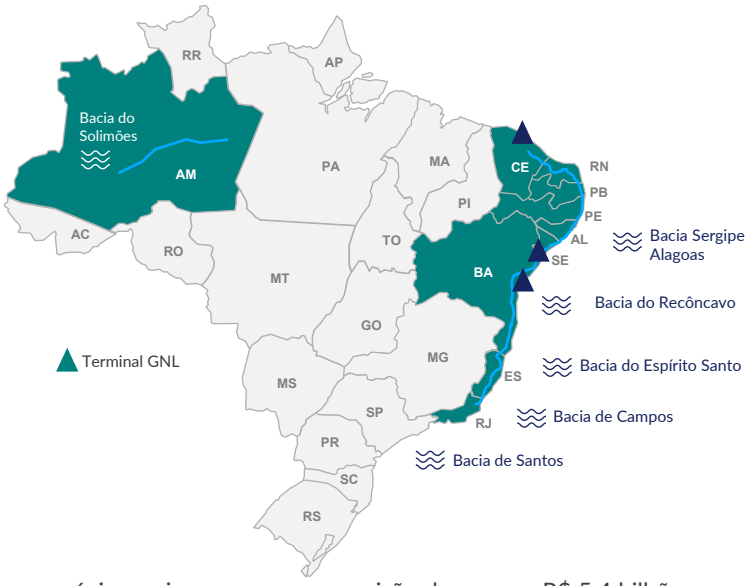
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de mais de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 90 pontos de saída de e dois pontos de entrada e saída (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo três refinarias, oito termelétricas e duas 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).

A TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **251 contratos firmes assinados em 2025 (44 ativos)**, que totalizaram um volume de 9,3 milhões de m^3 de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, com vencimento em 31 de dezembro de 2025, e representaram cerca de 10% da receita total da TAG no ano (15% considerando somente a malha integrada).

Estrutura Societária





A TAG possui diversos projetos no *pipeline* a serem executados nos próximos cinco anos, com previsão de superar R$ 5,4 bilhões em investimentos. Deste valor, 57% serão alocados em projetos de expansão da capacidade de transporte ou de extensão da sua malha, em linha com as perspectivas positivas do Grupo ENGIE para a indústria de gás natural no Brasil.

Projetos Concluídos:

- **Gasfor II**, no Ceará, um gasoduto para otimização da rede, com 84 km de extensão e investimento de R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia. A obra foi concluída e aguarda a emissão da Autorização de Operação.
- **Ponto de saída Itagibá**, na Bahia, um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 23 milhões. A obra foi finalizada e está no aguardo da emissão da Autorização de Operação.

Projeto em Implantação:

- **Ponto de saída Buriti**, no Amazonas, o novo ponto de saída, conectado à rede da distribuidora local, será implantado para atender à expansão da demanda termelétrica da região de Manaus, trazendo segurança energética e apoiando a descarbonização da região. O projeto está aguardando a emissão da Autorização de Construção.

Principais Projetos em Desenvolvimento:

- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m^3/dia. O projeto está listado no programa Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

- **Gasoduto dos Goytacazes (GASOG), 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.
- **Estocagem:** a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total, estimado para o projeto, quando viabilizado, será de aproximadamente US$ 200 milhões, divididos em diferentes etapas. Na fase inicial, a capacidade de armazenamento será de 51 milhões de m³/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m³/ano.

Adicionalmente, outros projetos em distintas fases de estudos podem demandar cerca de R$ 20 bilhões em investimentos, representando um potencial de crescimento relevante.

Detalhamento dos Contratos

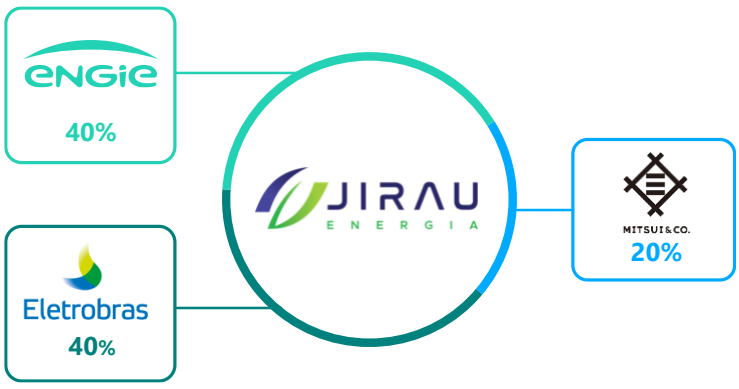
Contrato/Trecho	Extensão (km)	Cliente	Vencimento do Contrato[1]	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida[2]	Índice de reajuste
Gasene	1.400	Petrobras	nov/33	30,3	40,1%	46% Cesta IGP[3]; 54% US PPI
Malha Nordeste	2.000	Petrobras	dez/25	21,6	23,2%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	Petrobras	nov/31	15,0	6,3%	IGP-M
Urucu-Manaus	800	Petrobras	nov/30	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Conexão Sergipe	25	Eneva	out/54	14,0	0,5%	20% IGP-M; 80% IPCA
Lagoa Parda-Vitória[4]	100	Diversos	dez/25	0,3	0,2%	55% IGP-M; 45% IPCA
Total	**~4.500**			**87,9**	**100,0%**	

[1] Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).
[2] Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.
[3] 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
[4] Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.

Expansão

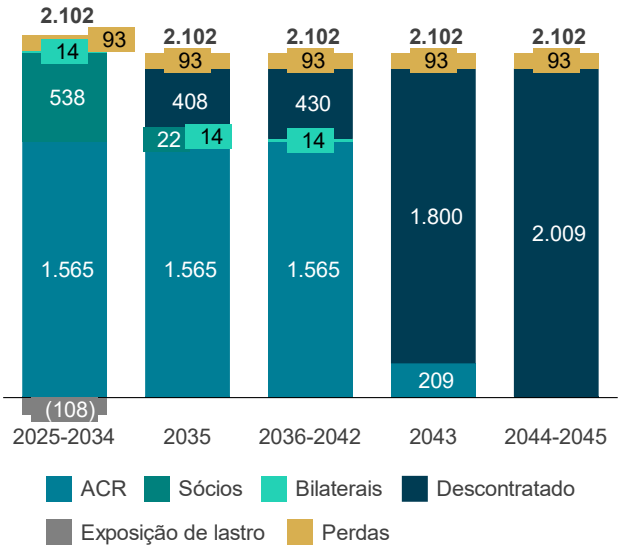
Jirau Energia - Rondônia.

A Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR" ou "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. Desde novembro de 2016, a Usina Hidrelétrica Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em operação, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.



A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, está aguardando condições mais favoráveis para retomar o estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação de 40% na Energia Sustentável do Brasil S.A., e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

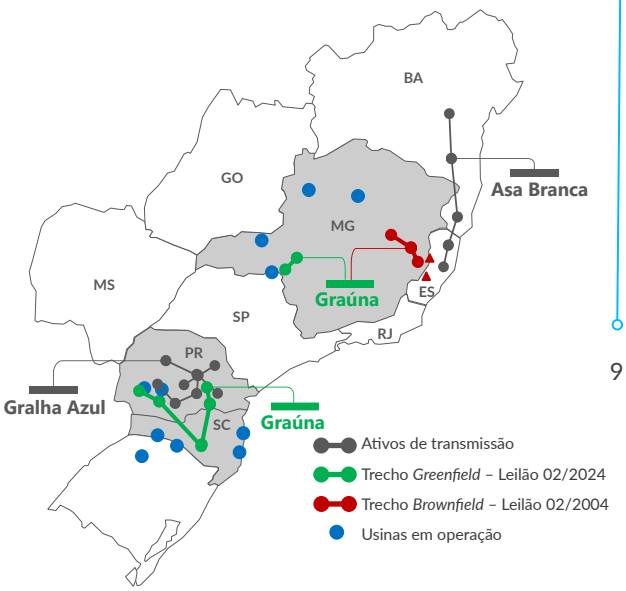
Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



No 1T25, a Jirau Energia gerou 2.809 MW médios, 11,1% acima dos 2.529 MW médios gerados no 1T24, **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)).

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, totalizando cerca de 780 quilômetros de extensão, além de duas novas subestações e um seccionamento. O escopo do projeto inclui ainda a continuidade da operação de quatro linhas existentes (163 quilômetros) e duas subestações**, abrangendo os estados de Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo, atravessando 47 municípios.



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 9 de dezembro de 2024.

No 1T25, o projeto avançou com a **assinatura dos principais contratos de fornecimento e execução, além do progresso nos trabalhos de topografia, estudos ambientais e respectivos processos de licenciamento.** Destacam-se também as ações de liberação fundiária, viabilizadas pela emissão das Declarações de Utilidade Pública pela Aneel, e a habilitação do projeto ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) junto à Receita Federal.

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias locacionais relevantes com a Gralha Azul Transmissora de Energia e outros ativos do portfólio da Companhia, favorecendo ganhos operacionais e estratégicos.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
1	Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo	252,2	2.933,6
Total		**252,2**	**2.933,6**

1 Valor na data-base de março de 2024.

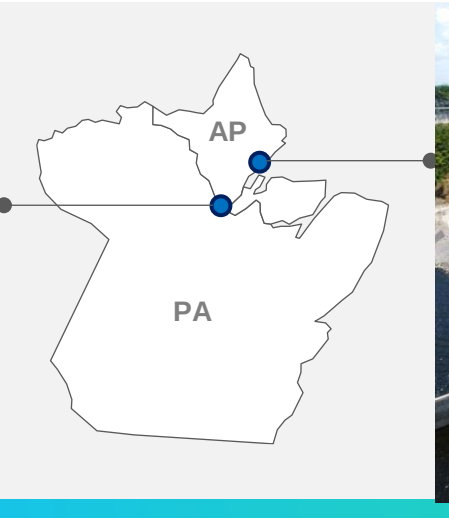
Assinatura de Contrato para Aquisição de Usinas Hidrelétricas – Amapá e Pará.

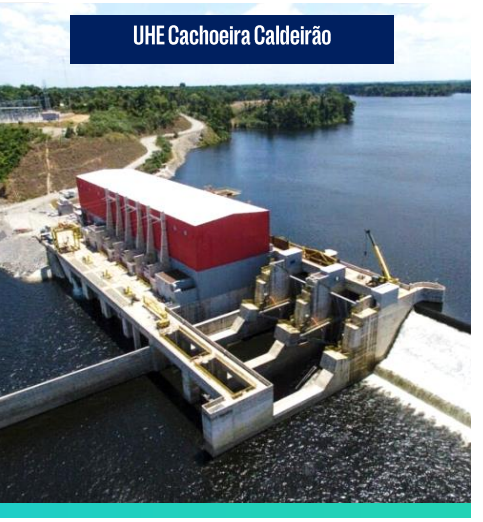
Em 21 de março de 2025, a Companhia assinou contrato para aquisição de duas usinas hidrelétricas, totalmente contratadas no mercado regulado, adicionando **612 MW de capacidade instalada** ao seu portfólio, após o fechamento da operação:

- **Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari**, localizada no Rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari (Amapá) e Almeirim (Pará), conta com **393 MW de capacidade instalada e 211 MW médios de capacidade comercial**. A usina iniciou sua operação comercial de 2014 e a concessão vence em outubro de 2045. Sua energia está totalmente **contratada no mercado regulado** em dois contratos: 190,0 MW médios no 11º leilão de Energia Nova de 2010, pelo preço de R$ 230,42 (base out/2024) até dez/2044, com proteção contra GSF de 92%; e 20,9 MW médios no 15º leilão de Energia Nova de 2012, ao preço de R$ 161,43 (base out/2024) até dez/2046, com 89% de proteção contra o GSF.

- **Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão**, localizada no Rio Araguari, no município de Ferreira Gomes (Amapá), possui **capacidade instalada de 219 MW e capacidade comercial de 123 MW médios**. O início da operação comercial ocorreu em 2016 com outorga até agosto de 2048. A contratação de 130,0 MW médios ocorreu no 15º leilão de Energia Nova ao preço de R$ 187,63 (base out/2024) até dez/2046 e conta com proteção contra GSF de 89%.







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 500 kV 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.

No 1T25, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com atividades de **obras civis nas subestações**, bem como as **obras civis e montagem de estruturas metálicas** na linha de transmissão. Neste trimestre foi **concluída a entrega dos cabos condutores** em campo.

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

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
5	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	268,4	2.667,0
Total		**268,4**	**2.667,0**

1 Valor na data-base de julho de 2024.





Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

Composto por 24 parques eólicos em implantação em fase única no município de Gentio do Ouro, na Bahia, o projeto possui outorga emitida pela Aneel, **capacidade instalada prevista de 846 MW e capacidade comercial estimada em 410,2 MW médios**. A energia produzida será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre, podendo inclusive atender clientes no mercado de autoprodução de energia. Com geração de cerca de 3.000 empregos diretos e indiretos na região, o **investimento estimado é da ordem de R$ 6 bilhões** (base mai/2022).

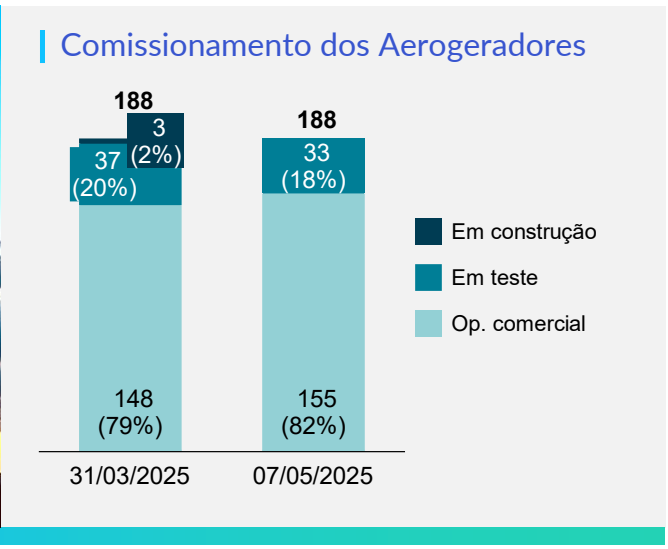
No fim do 1T25, **o progresso da obra atingiu 99%** de avanço físico. A montagem eletromecânica e o comissionamento estão em fase final e todas as obras complementares como subestação, linha de transmissão, *bay* de conexão e redes de média tensão foram concluídas.

Foram **obtidas as licenças de operação** do empreendimento, garantindo a autorização ambiental para operação de todos os parques do Conjunto.

Em 31 de março de 2025, 148 aerogeradores estavam em operação comercial e outros 37 em fase de testes. **Até 7 de maio de 2025, a montagem de todos os aerogeradores havia sido finalizada**, com a entrada em operação comercial de mais sete unidades geradoras e 33 em testes, totalizando 846 MW em operação.

A previsão de conclusão da implantação do projeto é no primeiro semestre de 2025.





Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

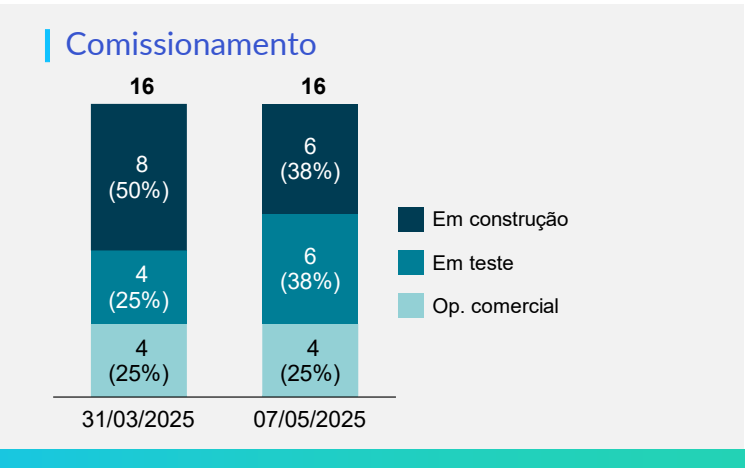
O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada de **229,8 MW médios**. **Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

As atividades de implantação atingiram 93% de avanço até o final do 1T25. Foram concluídos o fornecimento dos módulos e inversores e as atividades de terraplenagem. Estão em execução atividades de drenagem, fundações e montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento. Durante o trimestre foi comemorado o marco de 1 milhão de painéis solares implantados, de um total de 1,5 milhão.

A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. **Até o fim do 1T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e outros quatro parques encontravam-se na fase de testes, totalizando 353 MW em operação. Até 7 de maio de 2025, mais dois parques entraram em operação em testes**, adicionando mais 100 MW ao portfólio da Companhia.

A operação comercial integral é esperada para o quarto trimestre de 2025.





Projetos em Desenvolvimento

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 Fotovoltaico Campo Largo	Solar	Umburanas e Sento Sé (BA)	308,0	308,0
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			**1.696,0**	**1.696,0**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Fase II – Rio Grande do Norte.

Localizada junto à primeira fase, contará com sinergias que auxiliarão no desenvolvimento e viabilidade, tais como: alojamento, acesso externo, subestação, linha de transmissão e outros. Em dezembro de 2021, foi concedida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente, órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, a Licença Ambiental de Instalação para o projeto totalizando **279 MW de capacidade instalada**, otimizando os recursos eólicos e as novas tecnologias disponíveis no mercado.

Conjunto Eólico Umburanas – Fase II – Bahia.

A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado, o qual deverá ser atualizado durante o desenvolvimento avançado (pré-construção) para refletir as novas tecnologias disponíveis no mercado e assegurar o melhor aproveitamento dos recursos eólicos da região. O projeto será futuramente desenvolvido pela Companhia ao lado dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas – Fase I, capturando sinergias durante a implantação e operação, como subestação de energia, alojamento, acessos, equipes e outros. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. A **capacidade instalada** prevista atualmente para o projeto é de aproximadamente **250 MW**, aproveitando os melhores recursos eólicos da região.

Conjunto Eólico Campo Largo – Fase III – Bahia.

A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. Também conta com toda documentação necessária para participar de leilões de energia, o que não afasta a potencial viabilização do empreendimento por meio de venda de energia para clientes corporativos no mercado livre. Em março de 2021, foi concedida, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), órgão ambiental do estado da Bahia, a licença Ambiental Prévia para o projeto, que está localizado ao lado das Fases I e II do Conjunto Eólico Campo Largo e contará com sinergias importantes para a sua viabilização.

Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

Localizado na área do Conjunto Eólico Santo Agostinho (RN), o conjunto conta com 12 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 509 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – Bahia.

Localizado na área do Conjunto Eólico Campo Largo (BA), o conjunto conta com 9 centrais fotovoltaicas, totalizando um **potencial de instalação de até 308 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Conjunto Fotovoltaico Alvorada – Bahia.

Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com **capacidade instalada total estimada de até 100 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento para participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando oportunidades em regiões de alto potencial fotovoltaico, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

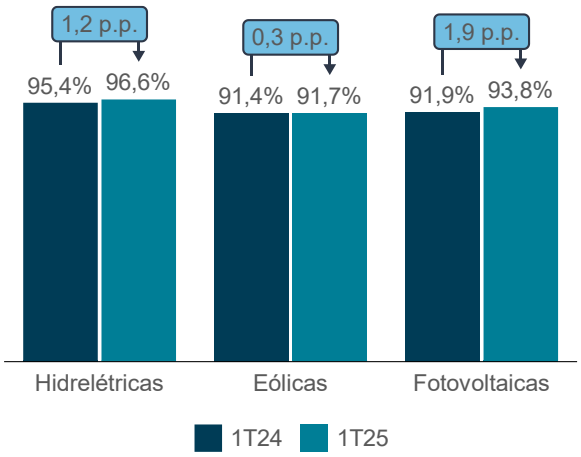
No 1T25, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **96,6%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**. Este índice apresentou aumento de 1,2 p.p. no primeiro trimestre de 2025, quando comparado ao 1T24, em razão, principalmente, da conclusão das modernizações na Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Miranda, no 1T24.

Já em relação às **usinas complementares**, a partir do 1T25, a ENGIE Brasil Energia passa a divulgar a **disponibilidade energética** dos seus conjuntos eólicos e fotovoltaicos, **metodologia que reflete um melhor ponto de vista técnico do negócio**, uma vez que essas fontes se apresentam de forma cada vez mais expressiva no portfólio da Companhia.

No que se refere às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade do 1T25 foi de 91,7%**, em linha com o observado no 1T24, de 91,4%, com destaque para a melhora de performance dos ativos localizados na Bahia (Campo Largo e Umburanas) e a entrada em operação de Santo Agostinho.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, observa-se um **índice de disponibilidade de 93,8%, no 1T25,** em comparação com o 1T24 de 91,9%, **representando um crescimento de 1,9 p.p**. Tal incremento está associado à retomada da operação de inversores nas usinas Juazeiro e Sertão Solar, adquiridas em março de 2024.

Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas



Disponibilidade das Linhas de Transmissão de Energia

A ENGIE Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional dos seus ativos de transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real**, com um índice de disponibilidade total de 99,98% no 1T25**. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.



Geração de Energia

No **primeiro trimestre de 2025**, as usinas operadas pela **ENGIE Brasil Energia** produziram **11.645 GWh** (5.391 MW médios), uma **redução de 16,6%** em comparação ao mesmo período de 2024.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **9.504 GWh** (4.400 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **2.141 GWh** (991 MW médios). Esses números representam uma queda de 26,3% na geração das hidrelétricas e um aumento de 101,3% nas complementares, em relação ao 1T24.

A redução na geração das **hidrelétricas** no 1T25, comparada ao mesmo período do ano anterior, está associada às condições meteorológicas menos favoráveis, com menor volume de chuvas nas principais bacias hidrográficas do país. Esse cenário impactou diretamente na disponibilidade hídrica para operação das usinas da Companhia.

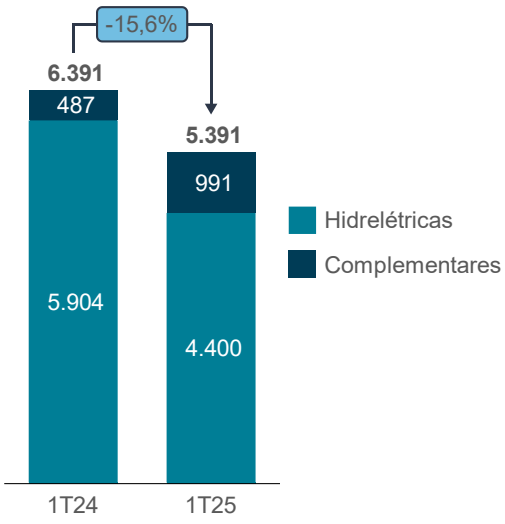
Para a bacia do Rio Tocantins, além do período úmido se apresentar abaixo da média, outro fator relevante que contribuiu para a redução na geração foi o incidente ocorrido com a ponte Juscelino Kubitschek de Oliveira, em dezembro de 2024, localizada a cerca de 3 km a jusante da Usina Hidrelétrica Estreito, que conecta os municípios de Aguiarnópolis (TO) e Estreito (MA). A queda da estrutura interferiu na operação da usina, que teve sua geração limitada no 1T25, de modo a viabilizar o acesso e as operações de resgate realizadas pelos bombeiros no local.

O aumento na geração das **usinas complementares,** no 1T25, foi impulsionado pela conclusão da entrada em operação do Conjunto Eólico Santo Agostinho, pela reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4, pela entrada em operação parcial dos conjuntos Eólico Serra do Assuruá e Fotovoltaico Assú Sol, e pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, Sertão Solar, Sol do Futuro, São Pedro e Lar do Sol, em março de 2024.

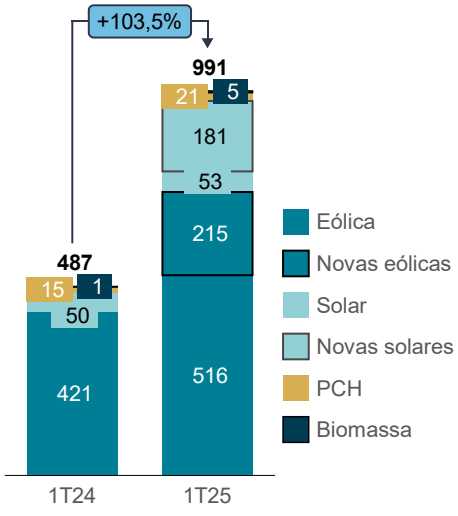
Outro fator relevante para a geração das **usinas complementares,** no 1T25, foi a queda da linha de transmissão Xingú/Estreito de 800kV, ocorrida entre 22 de janeiro e 13 de fevereiro de 2025, evento que limitou significativamente a geração das usinas complementares localizadas na Região Nordeste, devido à incapacidade do sistema de escoar a energia para outras regiões.

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

Geração | MW médios



Geração por Fonte Complementar | MW médios



Nota:
A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2024 ter sido ano bissexto.

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). Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **1T25**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram **19% de frustração de geração, dos quais, 12% foram por indisponibilidade externa (sujeito a ressarcimento) e 7% por outras razões**. As demais usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) registraram indisponibilidade total de 15%, dos quais, 8% por indisponibilidade externa. As usinas eólicas da Companhia atingiram 20% de redução total (14% por indisponibilidade externa) frente a 13% do SIN, e as solares 17% (8% por indisponibilidade externa) versus 22% no SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

Curtailment por fonte

1T25	Eólico	Solar	Total
Curtailment energético + confiabilidade	6%	9%	7%
Curtailment por indisponibilidade externa	14%	8%	12%
Curtailment total	20%	17%	19%

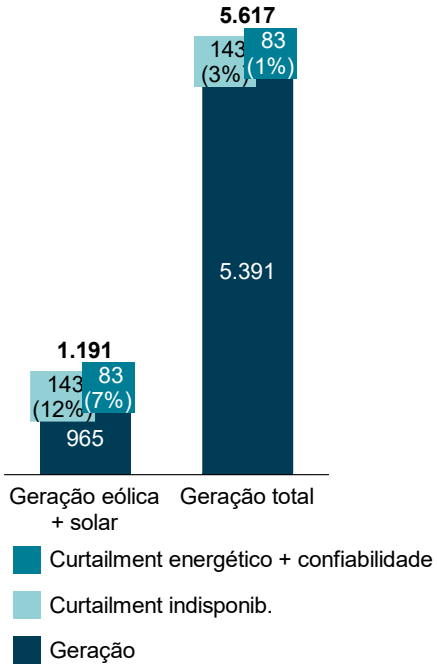
Ressalta-se que os principais fatores que contribuíram com a elevação atípica dos níveis de *curtailment* no 1T25, foram a indisponibilidade prolongada de linha de transmissão na região Norte do país (sujeito a ressarcimento) e os ventos muito acima do esperado para o período.

Curtailment por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	1T25 (%)	1T24 (%)
Trairi (CE)	97,2	30%	2%
Santo Agostinho (RN)	224,2	7%	3%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	21%	2%
Serra do Assuruá (BA)	666,0 [1]	20%	-
Umburanas (BA)	213,3	25%	2%

Ativos solares [2]	Capacidade comercial (MWm)	1T25 (%)	1T24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	26%	-
Floresta (RN)	25,1	21%	-
Assú V (RN)	9,2	15%	-
Assú Sol (RN)	171,6[1]	15%	-
Juazeiro (BA)	34,8	19%	-
Sertão Solar (BA)	26,1	19%	-
São Pedro (BA)	16,0	45%	-
Lar do Sol (MG)	53,0	11%	-
Paracatu (MG)	34,0	8%	-

% *Curtailment* sobre Geração 1T25 | MW médios



Nota:
[1] Capacidade operacional em 31/03/2025.
[2] Dados solares disponíveis a partir de abril/2024.
Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.

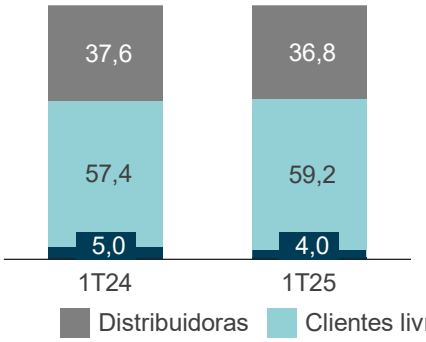
Transporte de Gás

Em 2025, a TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela ANP. Adicionalmente, no 1T25, foram assinados 251 contratos firmes (44 ativos) com 22 carregadores, **totalizando um volume de 9,3 milhões de m³/dia de capacidade de transporte**. Esse volume representa aproximadamente 10% do volume total contratado pela TAG, e 15% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador).

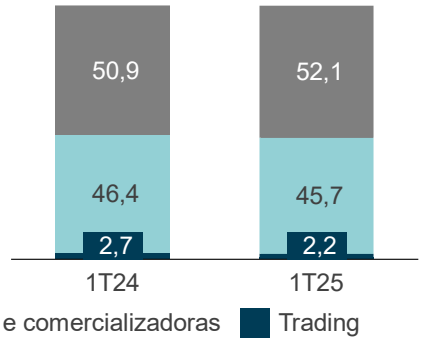
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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.

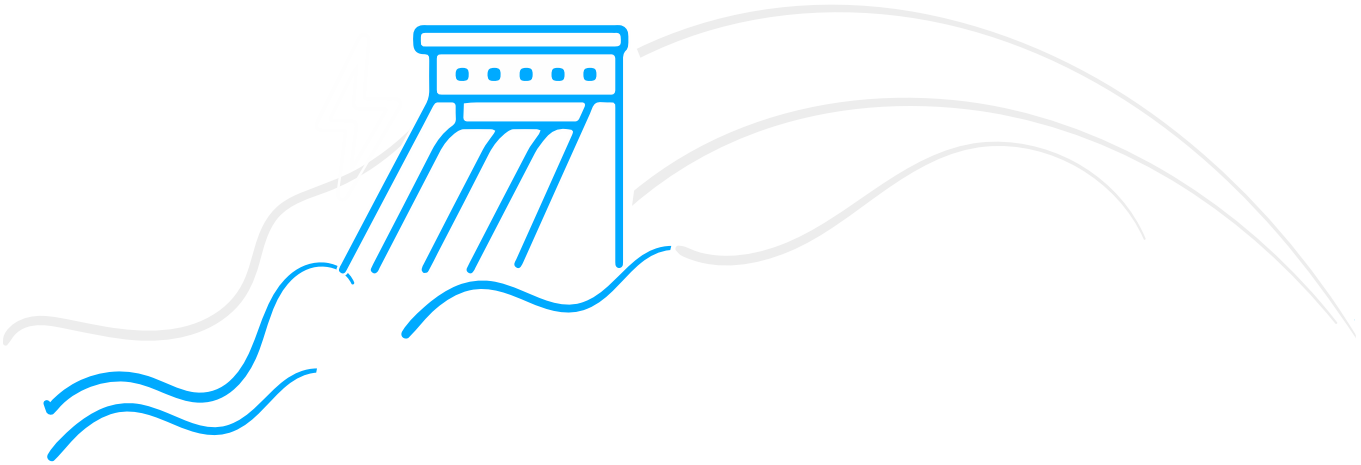
Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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 2025**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

	(em MW médios)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
	Recursos Próprios	4.761	4.880	4.880	4.880	4.880	4.798				
+	Compras para Revenda	609	465	342	337	234	212				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.370**	**5.345**	**5.222**	**5.217**	**5.114**	**5.010**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.849	1.839	1.813	1.803	1.803	1.803				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	315,4	283,3
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	345,9	310,8
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	361,7	324,9
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	325,4	292,4
	Proinfa	19	19	10	-	-	-	147,8	jun-04	441,0	424,9
	1º Leilão de Reserva	2	-	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	8	-	-	-	-	-	-	-	369,5	356,0
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	363,4	350,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	245,6	222,8
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	307,8	279,4
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	471,4	427,8
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	489,8	444,5
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	246,0	223,2
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	209,2	189,9
	2024-EE-2025-2	17	17	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	206,3	196,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	239,6	228,6
+	Vendas Bilaterais	2.813	2.642	2.143	1.624	831	656				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.662**	**4.481**	**3.956**	**3.427**	**2.634**	**2.459**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**187**	**343**	**745**	**1.269**	**1.959**	**2.030**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	223,1	219,4	225,3							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	158,7	152,4	163,3							

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)

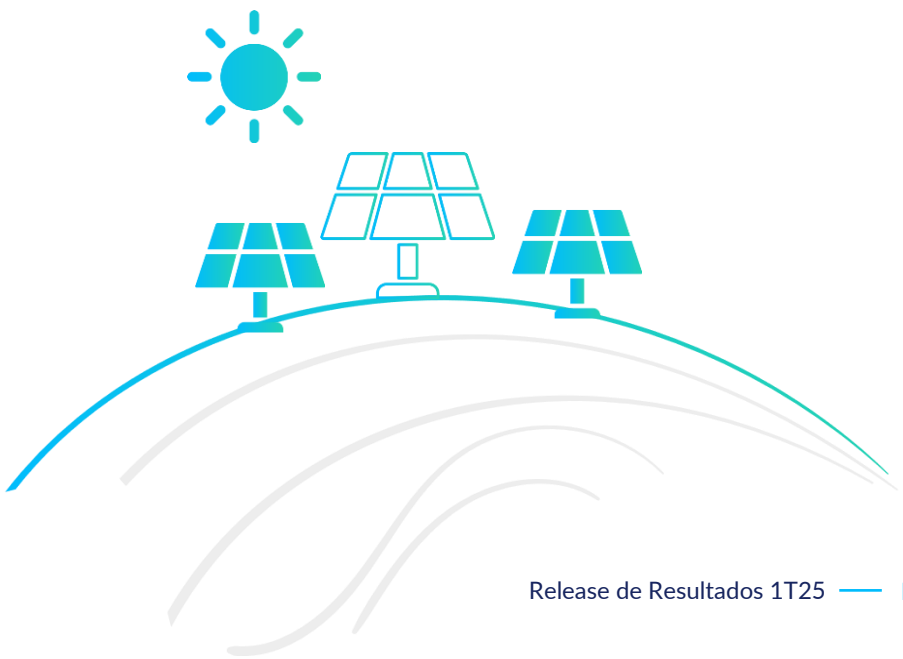
2 Preço de venda, incluindo operações de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

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

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

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
- Não contempla os ativos hidrelétricos Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, que estão em processo de aquisição.



Desempenho Econômico-Financeiro

Resultado por segmento – 1T25 X 1T24 (R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
1T25					
Receita operacional líquida	2.275	691	47	-	3.013
Custos operacionais	(984)	(342)	(46)	-	(1.372)
Lucro 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**
1T24					
Receita operacional líquida	2.254	301	54	-	2.609
Custos operacionais	(996)	(42)	(56)	-	(1.094)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.258**	**259**	**(2)**	**-**	**1.515**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(98)	(10)	(1)	-	(109)
Outras despesas operacionais, líquidas	2	-	-	-	2
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	162	162
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.162**	**249**	**(3)**	**1.512**	**2.920**
Variação					
Receita operacional líquida	21	390	(7)	-	404
Custos operacionais	12	(300)	10	-	(278)
Lucro bruto	**33**	**90**	**3**	**-**	**126**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	4	6	(1)	-	9
Outras receitas operacionais, líquidas	8	-	-	-	8
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	5	5
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**49**	**96**	**2**	**(1.345)**	**(1.198)**

[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 – 1T25 X 1T24 (em R$ milhões)

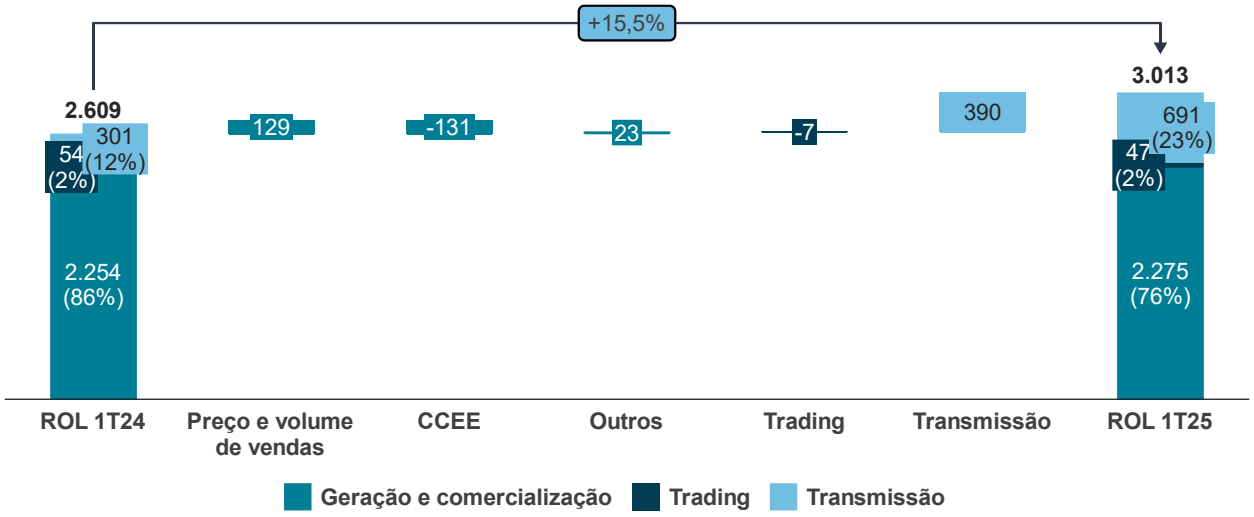
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T25				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.092	-	-	1.092
Ambiente de contratação livre[2]	960	-	-	960
Remuneração dos ativos de concessão	151	310	-	461
Receita de construção	-	355	-	355
Receita de serviços prestados	38	26	-	64
Operações de *trading* de energia	-	-	47	47
Transações de energia no mercado de curto prazo	23	-	-	23
Outras receitas	11	-	-	11
Receita operacional líquida	**2.275**	**691**	**47**	**3.013**
1T24				
Ambiente de Contratação Regulado	1.005	-	-	1.005
Ambiente de Contratação Livre	918	-	-	918
Remuneração dos ativos de concessão	135	254	-	389
Receita de construção	-	29	-	29
Receita de serviços prestados	37	18	-	55
Operações de *trading* de energia	-	-	54	54
Transações de energia no mercado de curto prazo	154	-	-	154
Outras receitas	5	-	-	5
Receita operacional líquida	**2.254**	**301**	**54**	**2.609**
Variação				
Ambiente de Contratação Regulado	87	-	-	87
Ambiente de Contratação Livre	42	-	-	42
Remuneração dos ativos de concessão	16	56	-	72
Receita de construção	-	326	-	326
Receita de serviços prestados	1	8	-	9
Operações de *trading* de energia	-	-	(7)	(7)
Transações de energia no mercado de curto prazo	(131)	-	-	(131)
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**21**	**390**	**(7)**	**404**

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

No 1T25, a receita operacional líquida aumentou 15,5% (R$ 404 milhões) quando comparada ao 1T24, passando de R$ 2.609 milhões para **R$ 3.013 milhões**.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 390 milhões (129,6%), ocasionada, substancialmente, pela evolução da construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, a qual impactou no crescimento da receita operacional líquida do segmento de transmissão; (ii) acréscimo de R$ 21 milhões (0,9%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) redução de R$ 7 milhões (13,0%) no segmento de *trading*. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em item específico.

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$ 213,98/MWh no 1T25. Esse valor foi 3,8% inferior** ao do 1T24, que foi de R$ 222,34/MWh.

Durante os anos de 2024 e 2025 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$ 224,35/MWh no 1T24, para **R$ 218,50/MWh no 1T25, redução de 2,6%.**

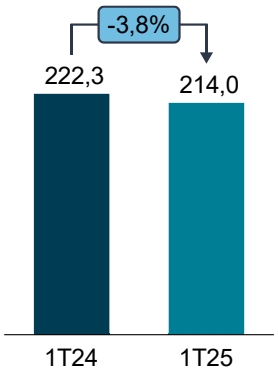
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Adicionalmente, o agravamento do cenário hidrológico em 2024, que impulsionou uma elevação nos preços de energia no mercado, não gerou impactos relevantes no 1T25, devido ao baixo nível de descontratação do nosso portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; parcialmente atenuada pela (iii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"), ativos com energia contratada a preços superiores à média do restante do portfólio da Companhia; e (iv) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.649 GWh (3.960 MW médios) no 1T24, para **9.588 GWh (4.439 MW médios) no 1T25**, um acréscimo de 939 GWh (479 MW médios), ou 12,1%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, 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 Santo Agostinho, ocorrida no segundo semestre de 2024, e das entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorridos durante 2024 e o primeiro trimestre de 2025, respectivamente.

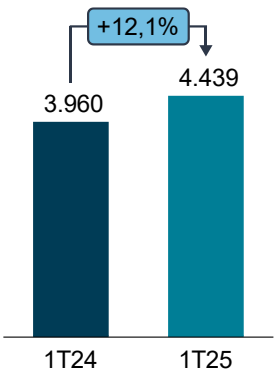
As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 129 milhões no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

Preço Médio Líquido de Vendas[1]



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

Volume de Vendas[2]



[2] Líquido de operações de *trading*.

Transações de Energia

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.092 milhões no 1T25, R$ 87 milhões (8,7%) superior aos R$ 1.005 milhões auferidos no 1T24. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 76 milhões em função do acréscimo de 255 GWh (136 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) elevação de R$ 11 milhões com o acréscimo de 1,0% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos somada à sazonalização das vendas.

O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, (i) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, ativos com energia contratada a preços superiores às demais receitas no Ambiente Regulado; (ii) atualização monetária dos preços de venda nos períodos em comparação; e atenuado (iii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 3,2% entre os trimestres.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 42 milhões (4,6%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 918 milhões no 1T24 para **R$ 960 milhões no 1T25**. A variação resulta do aumento de 684 GWh (343 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 111 milhões), atenuada pelo decréscimo de 7,5% no preço médio líquido de vendas (R$ 69 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação dos Conjuntos citados no tópico anterior, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada principalmente, pelo decréscimo dos preços de energia do mercado livre, ocasionado pela melhora no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, combinada com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 23 milhões**, enquanto no 1T24 foi de R$ 154 milhões, o que representa um **decréscimo de R$ 131 milhões (85,1%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 135 milhões, no 1T24, para **R$ 151 milhões no 1T25, acréscimo de R$ 16 milhões (11,9%)**. A variação foi motivada, substancialmente, pelo aumento do IPCA entre os períodos em comparação.

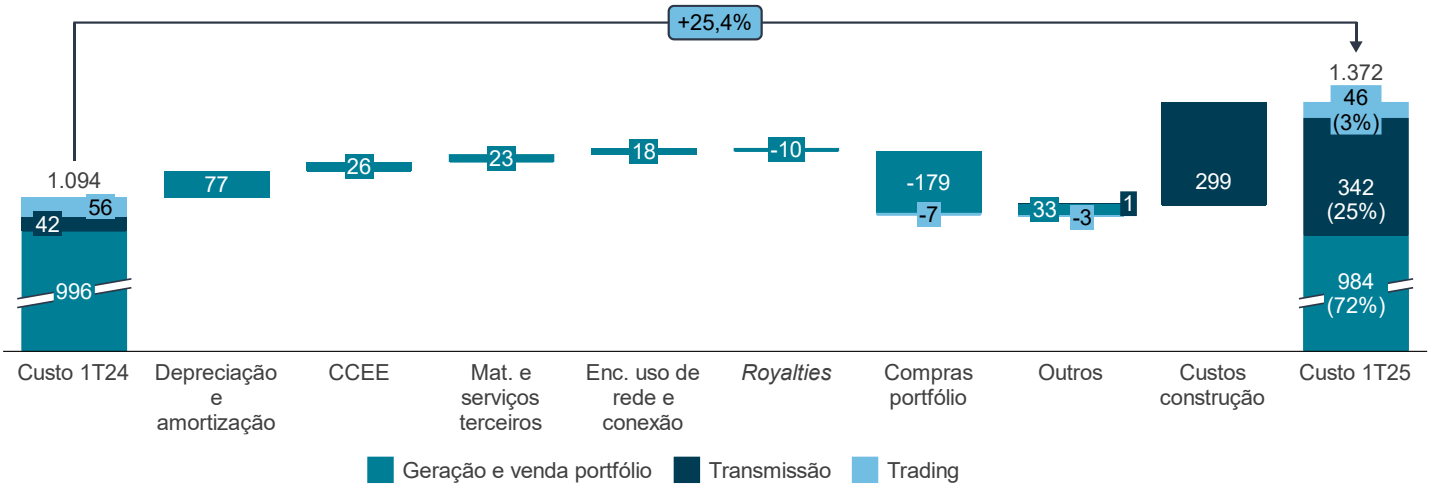
Custos Operacionais

Custos por segmento – 1T25 x 1T24 (em R$ milhões)

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
1T25				
Custos de construção	-	325	-	325
Depreciação e amortização	309	3	-	312
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	190	-	-	190
Compras de energia	139	-	45	184
Materiais e serviços de terceiros	111	8	-	119
Pessoal	61	2	-	63
Royalties	53	-	-	53
Transações de energia no mercado de curto prazo	49	-	-	49
Seguros	34	-	-	34
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	1	1
Outros custos operacionais, líquidos	38	4	-	42
Custos operacionais	**984**	**342**	**46**	**1.372**
1T24				
Custos de construção	-	26	-	26
Depreciação e amortização	232	3	-	235
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	172	-	-	172
Compras de energia	318	-	52	370
Materiais e serviços de terceiros	88	8	-	96
Pessoal	58	2	-	60
Royalties	63	-	-	63
Transações no mercado de curto prazo	23	-	-	23
Seguros	25	1	-	26
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	2	-	19
Custos operacionais	**996**	**42**	**56**	**1.094**
Variação				
Custos de construção	-	299	-	299
Depreciação e amortização	77	-	-	77
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	18	-	-	18
Compras de energia	(179)	-	(7)	(186)
Materiais e serviços de terceiros	23	-	-	23
Pessoal	3	-	-	3
Royalties	(10)	-	-	(10)
Transações no mercado de curto prazo	26	-	-	26
Seguros	9	(1)	-	8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(3)	(3)
Outros custos operacionais, líquidos	21	2	-	23
Custos operacionais	**(12)**	**300**	**(10)**	**278**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 278 milhões (25,4%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.094 milhões no 1T24 para **R$ 1.372 milhões no 1T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 300 milhões (714,3%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) redução de R$ 12 milhões (1,2%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) queda de R$ 10 milhões (17,9%) nos custos de operações de *trading* de energia.

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

Geração e Venda de Energia do Portfólio

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 77 milhões (33,2%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos, em março de 2024; (ii) pelas entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; e (iii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 18 milhões (10,5%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Compras de energia:** entre o 1T24 e o 1T25 houve redução de R$ 179 milhões (56,3%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da redução de 785 GWh (363 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 126 milhões) e redução de 27,5% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 53 milhões). A variação do volume decorre da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre.

- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 23 milhões (26,1%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho; (ii) pela aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** diminuição de R$ 10 milhões (15,9%) em decorrência, basicamente, da menor geração das usinas hidrelétricas durante o 1T25, quando comparado com o 1T24, suavizada pelo reajuste anual.

- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 26 milhões (113,0%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Seguros:** aumento de R$ 9 milhões (36,0%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; (ii) pela entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho; e (iii) do reajuste anual das apólices.

- **Outros custos operacionais, líquidos:** o aumento de R$ 21 milhões decorre principalmente do reconhecimento no 1T25 de acordos realizados referentes ao período de construção dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu.

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

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia


Gralha Azul (PR)

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 e Asa Branca, 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. Adicionalmente, 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.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 349 milhões positivos no 1T25, aumento de R$ 90 milhões (34,7%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R$ 259 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 56 milhões (22,0%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento dos índices inflacionários; e (ii) do efeito positivo de R$ 27 milhões (900,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumentos de R$ 326 milhões e R$ 299 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 1T25 foi de R$ 186 milhões, (R$ 177 milhões no 1T24), sendo R$ 160 milhões (R$ 159 milhões no 1T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 26 milhões (R$ 18 milhões no 1T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	1T25	1T24	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	186	177	9
Custos operacionais	(14)	(13)	(1)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(4)	(10)	6
Ebitda regulatório de transmissão	**168**	**154**	**14**

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 cresceu R$ 3 milhões, passando de R$ 2 milhões de prejuízo no 1T24 para R$ 1 milhão de lucro no 1T25, 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.

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 (em R$ milhões)

	Geração
1T25	
Receita operacional líquida	23
Custos operacionais	(49)
Resultado líquido	**(26)**
1T24	
Receita operacional líquida	154
Custos operacionais	(23)
Resultado líquido	**131**
Variação	
Receita operacional líquida	(131)
Custos operacionais	(26)
Resultado líquido	**(157)**

No 1T25 e no 1T24, **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 negativos em R$ 26 milhões** e positivos R$ 131 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 157 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) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, atenuada pela variação positiva do PLD; (ii) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da geração hidrelétrica das usinas entre os períodos, a qual apresentou condições hidrológicas mais favoráveis na região Sul e na Bacia do Tocantins no 1T24, não se repetindo no 1T25; e (iii) reduções nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados. Esses efeitos negativos foram atenuados pelo impacto positivo em virtude do aumento do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 90,3% no 1T24 para 107,7% no 1T25).

Cabe destacar que a evolução de preços nos diferentes submercados ocorrida no primeiro trimestre não resultou em impactos relevantes para a Companhia, visto que o volume excedente no Nordeste neutralizou a citada diferença de preço.

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R$ 751,73/MWh e R$ 58,60/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	1T25	1T24	Var. 1T (%)
Sul	161,87	61,14	164,8%
Sudeste/Centro-Oeste	160,10	61,14	161,9%
Nordeste	58,91	61,14	(3,6%)

Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 28 de dezembro de 2023, aprovou a celebração do contrato de compra e venda de ações e outras avenças entre, de um lado, a Companhia, e de outro lado, o Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ"), por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructures Inc., com interveniência e anuência da TAG, por meio do qual foram estabelecidos os termos e condições para alienação, pela Companhia à CDPQ, de ações de emissão da TAG de titularidade da Companhia representativas de 15% do capital social total da TAG.

O preço base de venda foi de R$ 3.113 milhões, em uma estrutura de porteira fechada (*locked box*), com as devidas correções monetárias até a data de fechamento, em linha com termos usuais em operações do mesmo porte e natureza e conforme previsto no contrato de compra e venda.

Em 10 de janeiro de 2024, após o cumprimento de todas as condições precedentes, foi concluída a operação de alienação de 15% da participação societária detida pela Companhia na TAG, mediante transferência das ações e liquidação do preço, nos termos do contrato de compra e venda de ações e outras avenças celebrado em 28 de dezembro de 2023, entre a Companhia, na qualidade de vendedora, pela TAG, na qualidade de interveniente anuente, e pelo CDPQ, por meio de sua subsidiária integral CDP Groupe Infrastructure Inc., na qualidade de compradora. O preço de fechamento de venda foi de R$ 2.780 milhões, montante apurado após os ajustes de preço previstos no contrato de compra e venda.

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado no 1T24 com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R$ 1.350 milhões.

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:

	1T25		1T24			
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia[1]	100%	Participação da Companhia 32,5%[1]	Participação da Companhia 17,5%[1]	Participação da Companhia Total
Receita operacional líquida	2.340	410	2.217	80	345	425
Custos dos serviços prestados	(606)	(106)	(606)	(20)	(95)	(115)
Lucro bruto	**1.734**	**304**	**1.611**	**60**	**250**	**310**
Despesas gerais e administrativas	(43)	(8)	(45)	(2)	(7)	(9)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**296**	**1.566**	**58**	**243**	**301**
Resultado financeiro	(494)	(86)	(410)	(15)	(64)	(79)
Lucro antes dos impostos	**1.197**	**210**	**1.156**	**43**	**179**	**222**
Imposto de renda e contribuição social	(244)	(43)	(315)	(11)	(49)	(60)
Lucro líquido da TAG	**953**	**167**	**841**			**162**

[1]Até 9 de janeiro de 2024 a ENGIE Brasil Energia detinha 32,5% das ações de TAG e a partir do dia 10 de janeiro de 2024 passou a deter 17,5% das ações.

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

	1T25		1T24			
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia 32,5%[1]	Participação da Companhia 17,5%[1]	Participação da Companhia Total
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.691**	**296**	**1.566**	**58**	**243**	**301**
Depreciação e amortização	184	32	165	6	26	32
Amortização da mais valia	150	26	148	5	23	28
Ebitda[1]	**2.025**	**354**	**1.879**			**361**
Margem Ebitda	**86,5%**		**84,8%**			

[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 1T24 e o 1T25, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 5 milhões (3,1%), passando de R$ 162 milhões para R$ 167 milhões, respectivamente.

A variação foi consequência, substancialmente, do aumento do lucro líquido da TAG, atenuado pela redução do percentual de participação da Companhia, ocorrida durante o 1T24.

Em relação ao aumento do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) do aumento do Ebitda devido, principalmente, pela atualização monetária das tarifas de transporte, em decorrência da variação positiva do IPCA, IGPM e dólar; e (i.ii) aumento da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (ii) da redução nas despesas de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL), em virtude dos benefícios fiscais para empreendimentos construídos em regiões incentivadas pela SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste); atenuada (iii) pelo aumento da despesa financeira líquida, oriundo, substancialmente, (iii.i) da emissão de debêntures ocorrida em junho de 2024; (iii.ii) da valorização do dólar e do aumento do saldo da dívida em dólar; (iii.iii) do crescimento dos índices inflacionários, suavizada (iii.iv) pela redução da SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e (iii.v) pelo crescimento das receitas financeiras; e (iv) do aumento da depreciação em decorrência do início da depreciação de novos ativos imobilizados.

Destaca-se que a redução significativa do imposto de renda e da contribuição social observada no 1T25 é resultado de aprovações de novos benefícios fiscais ocorridos no final do ano de 2024.

Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 31 de março de 2025 e 31 de dezembro de 2024 eram estes:

Balanço Patrimonial	31/03/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	**3.848**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	1.768	2.325
Contas a receber de clientes	1.865	1.830
Outros ativos circulantes	215	288
Ativo não circulante	**30.023**	**28.955**
Depósitos vinculados	1.620	326
Outros ativos não circulantes	164	155
Imobilizado	25.487	25.727
Intangível	2.752	2.747
Total	**33.871**	**33.398**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**4.573**	**4.377**
Instrumentos de dívida	3.869	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	7	7
Outros passivos circulantes	697	938
Passivo não circulante	**22.119**	**22.409**
Instrumentos de dívida	15.599	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	218	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.576	5.204
Outros passivos não circulantes	726	709
Patrimônio líquido	**7.179**	**6.612**
Total	**33.871**	**33.398**



Ebitda e Margem Ebitda

Ebitda por segmento – 1T25 x 1T24 (em R$ milhões)

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
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]	**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%**
1T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.162	249	(3)	1.512	2.920
Depreciação e amortização	242	3	-	-	245
Ebitda	**1.404**	**252**	**(3)**	**1.512**	**3.165**
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.350)	(1.350)
Ebitda ajustado	**1.404**	**252**	**(3)**	**162**	**1.815**
Margem Ebitda ajustada	**62,3%**	**83,7%**	**(5,6%)**	**-**	**69,6%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	49	96	2	(1.345)	(1.198)
Depreciação e amortização	77	-	-	-	77
Ebitda	**126**	**96**	**2**	**(1.345)**	**(1.121)**
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.350	1.350
Ebitda ajustado	**122**	**96**	**2**	**5**	**225**
Margem Ebitda ajustada	**4,8 p.p.**	**(33,3 p.p.)**	**3,5 p.p.**	**-**	**(1,9 p.p.)**

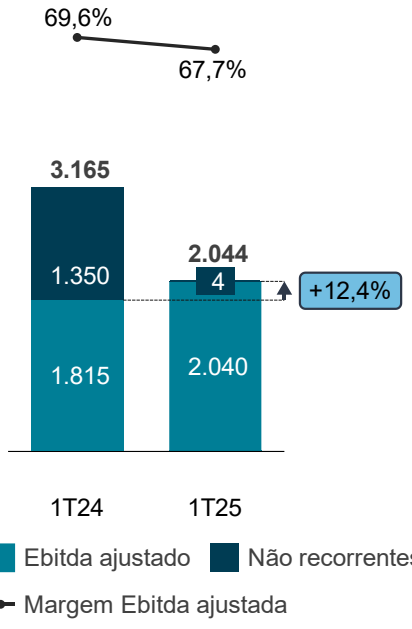
[1] Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

Entre o 1T25 e o 1T24, o **Ebitda ajustado aumentou** R$ 225 milhões (12,4%), passando de R$ 1.815 milhões no 1T24 para **R$ 2.040 milhões no 1T25**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 122 milhões (8,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 96 milhões (38,1%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (iii) R$ 5 milhões (3,1%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iv) R$ 2 milhões (66,7%) oriundos do segmento de *trading* 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) redução de R$ 179 milhões nas compras de energia; e (ii) R$ 129 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (iii) R$ 157 milhões de impacto negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) aumento de R$ 23 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (v) R$ 6 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas.

Adicionalmente, no 1T25, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 56 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R$ 27 milhões de acréscimo do resultado de construção; (iii) elevação de R$ 7 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (iv) redução de R$ 6 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

Ebitda[1] e Margem Ebitda Ajustados | R$ milhões

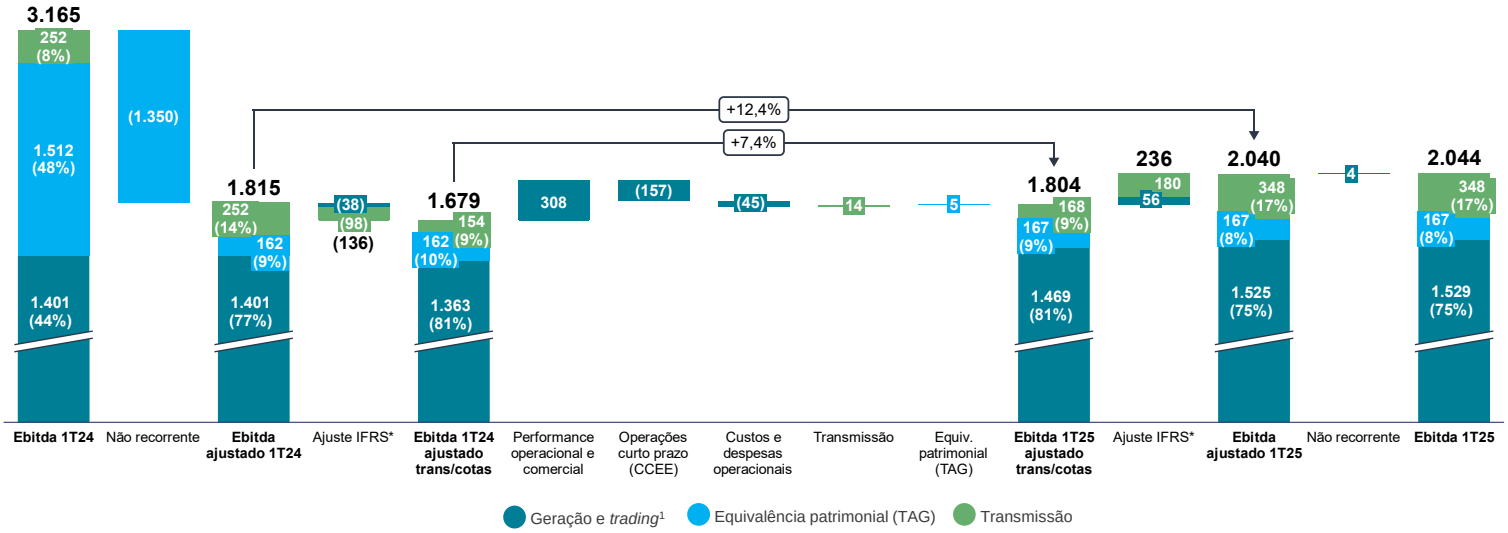


[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

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)	1T25	1T24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	826	1.684	(51,0)
(+) Imposto de renda e contribuição social	273	711	(61,6)
(+) Resultado financeiro	623	525	18,7
(+) Depreciação e amortização	322	245	31,4
Ebitda	**2.044**	**3.165**	**(35,4)**
Efeitos não recorrentes			
(+) Alienação de subsidiária	(4)	-	(100,0)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.350)	100,0
Ebitda ajustado	**2.040**	**1.815**	**12,4**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(348)	(252)	38,1
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	168	154	9,1
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(231)	(203)	13,8
Ebitda regulatório cotistas	175	165	6,1
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.804**	**1.679**	**7,4**

Evolução do Ebitda | R$ milhões



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



UHE Jaguara (MG)

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	1T25	1T24	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	115	191	(76)
Outras receitas financeiras	28	21	7
Total receitas financeiras	**143**	**212**	**(69)**
Dívida:			
Juros	(287)	(263)	(24)
Atualização monetária	(291)	(243)	(48)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	24	(54)	78
Total despesas financeiras	**(554)**	**(560)**	**6**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):			
Atualização monetária	(91)	(53)	(38)
Atualização a valor presente	(121)	(124)	3
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(212)**	**(177)**	**(35)**
Resultado financeiro	**(623)**	**(525)**	**(98)**

Receitas financeiras: no 1T25, as receitas financeiras atingiram R$ 143 milhões, R$ 69 milhões ou 32,5% abaixo dos R$ 212 milhões auferidos no 1T24, substancialmente, pela redução de R$ 76 milhões na receita com aplicações financeiras. O decréscimo foi motivado, principalmente, pela redução da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão, suavizada pelo crescimento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 1T25 foram de R$ 554 milhões, isto é, R$ 6 milhões ou 1,1% abaixo das registradas no 1T24, que foram de R$ 560 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes (i) da variação positiva de R$ 95 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras receitas (despesas) financeiras, líquidas; suavizada (ii) pelo aumento de R$ 72 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude dos acréscimos de (ii.i) R$ 48 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da elevação dos índices inflacionários e do aumento do saldo da dívida entre os períodos analisados, em decorrência, principalmente, das 12ª, 13ª e 14ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2024, outubro de 2024 e março de 2025, respectivamente; e (ii.ii) R$ 24 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões anteriormente citadas e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros de dívida registrados no resultado, houve o aumento de R$ 53 milhões (60,7%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente do avanço das obras do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar aumentaram em R$ 35 milhões (19,8%), atingindo R$ 212 milhões no 1T25 em contrapartida aos R$ 177 milhões no 1T24, em virtude, principalmente, do acréscimo de R$ 38 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, do aumento do IPCA e do IGPM.

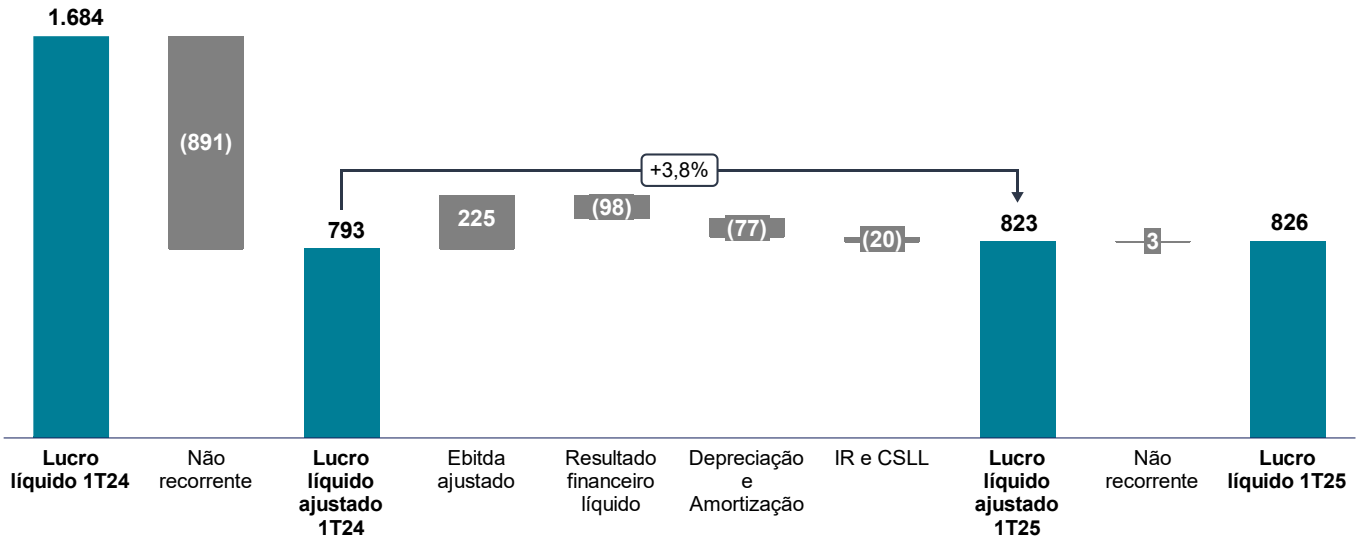
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

O valor apurado de **IR e CSLL no 1T25 foi R$ 273 milhões**, variação de R$ 438 milhões (61,6%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R$ 711 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes da alienação de subsidiária e da alienação de participação societária em controlada em conjunto, as despesas com IR e CSLL, aumentaram R$ 20 milhões (7,9%), entre os trimestres analisados.

Lucro Líquido Ajustado

O lucro líquido ajustado do 1T25 foi de R$ 823 milhões, R$ 30 milhões ou 3,8% maior do que os R$ 793 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência do aumento de R$ 225 milhões no Ebitda ajustado, o qual foi atenuado pelos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R$ 98 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R$ 77 milhões da depreciação e amortização; e (iii) aumento de R$ 20 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Considerando os efeitos não recorrentes, de alienação de subsidiária e de alienação de participação societária em controlada em conjunto, o lucro líquido do 1T25 foi de R$ 826 milhões, R$ 858 milhões ou 51,0% menor do que os R$ 1.684 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior.

Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

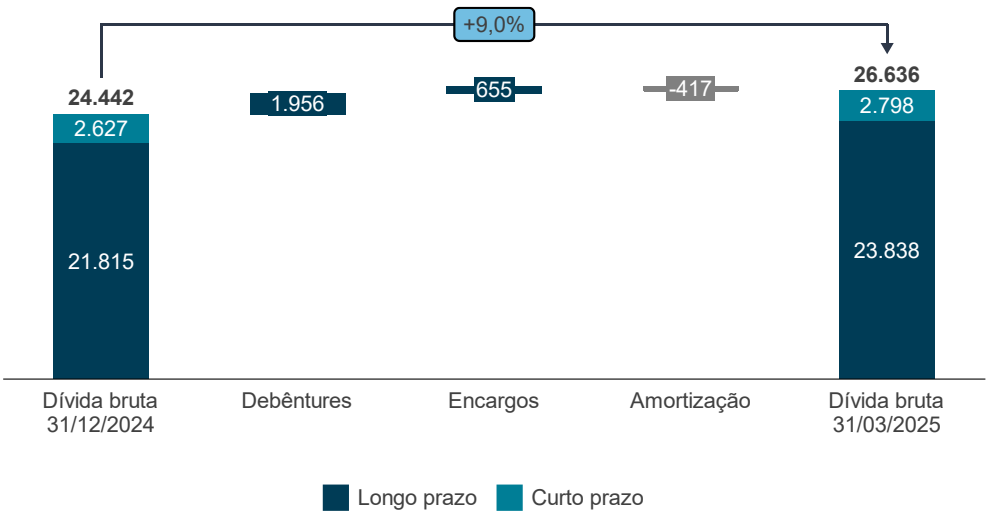


Endividamento

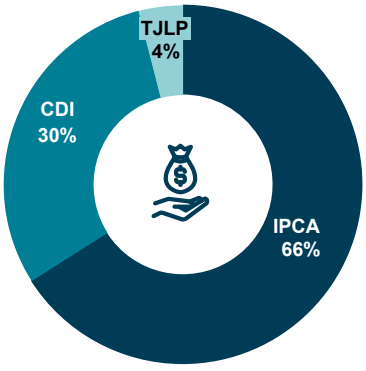
Em 31 de março de 2025, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 26.636 milhões — aumento de 9,0%** (R$ 2.194 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 1T25 era de **7,1 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 1T25: (i) R$ 1.956 milhões de ingresso pela 14ª emissão de debêntures da Companhia; (ii) geração de R$ 655 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 417 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



Composição da Dívida



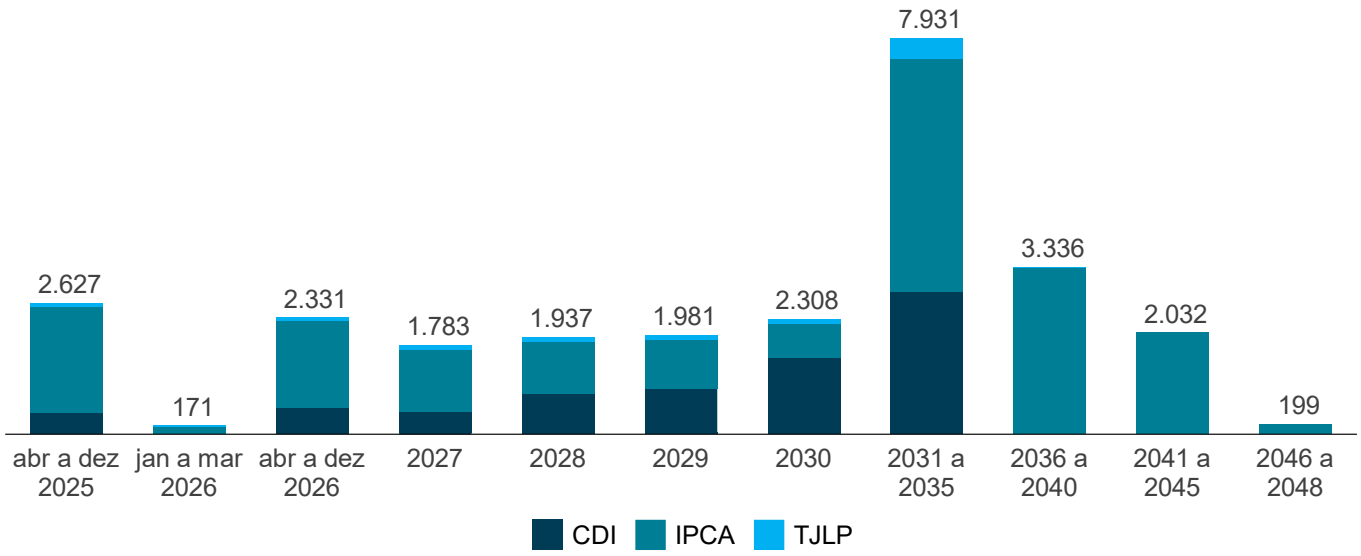
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T25 **foi 11,6%** — equivalente a IPCA + 5,8% — **1,1 p.p. acima do registrado no fim do 4T24** (10,5% — equivalente a IPCA + 5,4%).

Em 31 de março de 2025, 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$ 20.672 milhões, aumento de 2,7%** em relação ao registrado ao fim de 2024.

Dívida Líquida

(em R$ milhões)	31/03/2025	31/12/2024	Var. %
Dívida bruta	26.345	24.135	2,9
Resultado de operações de *hedge*	292	307	(5,1)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(390)	(357)	9,1
Caixa e equivalentes de caixa	(5.575)	(3.959)	40,8
Dívida líquida total	**20.672**	**20.126**	**2,7**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**2,7X**	**2,7X**	

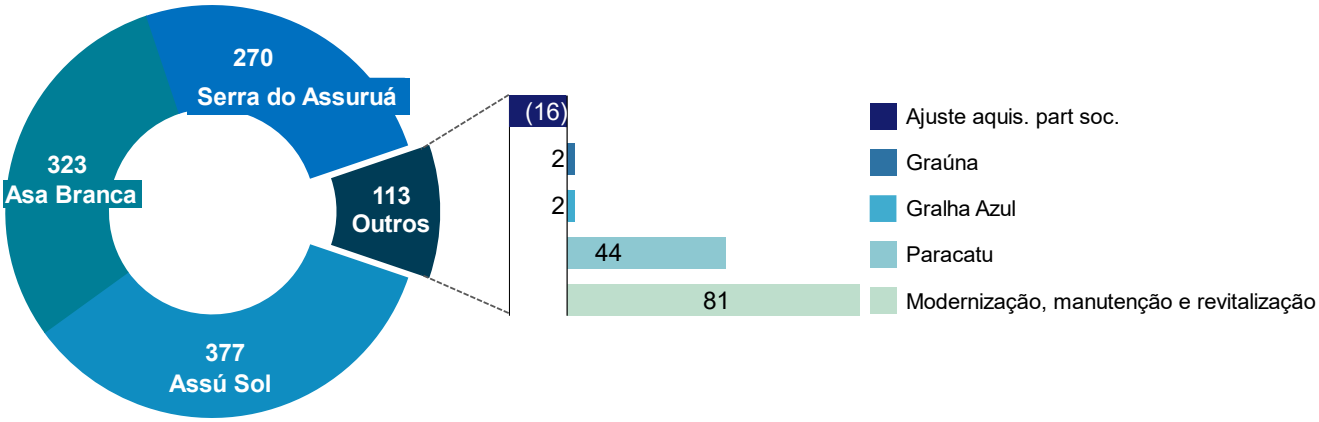
Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T25 foram de R$ 1.083 milhões, dos quais: (i) -R$ 16 milhões correspondentes ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas, após conclusão do laudo de incorporação; (ii) R$ 974 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 377 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.ii) R$ 323 milhões concentrados na Asa Branca Transmissora de Energia; (ii.iii) R$ 270 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iv) R$ 2 milhões na Graúna Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 2 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia; (iii) R$ 44 milhões na recuperação e expansão do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iv) R$ 44 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (v) R$ 37 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Ponte de Pedra.

Investimentos | 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 ESG de médio prazo, procuramos endereçar o trinômio "Pessoas, Planeta e Performance".

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia 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 2025, das 120 usinas instaladas em 12 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 69,9% da capacidade total operada pela Companhia.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standard Board* (SASB) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Com vistas a ampliação do engajamento com o desenvolvimento sustentável, a Companhia é signatária do Pacto Global da ONU, do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) e do movimento Coalizão Brasil Clima, Florestas e Agricultura (Coalizão Brasil). Internacionalmente, fazemos parte do *Action Declaration on Climate Policy Engagement*, que visa apoiar a ação climática alinhada ao Acordo de Paris.

Jornada pelo Clima

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

Alinhados a esses compromissos, a ENGIE Brasil Energia estabeleceu um programa específico para contribuição com esses objetivos. Intitulado "Jornada pelo Clima", é baseado em metas científicas que visa a descarbonização de todas as atividades da Companhia, o que também envolve a cadeia de valor. Baseado em 3 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.**

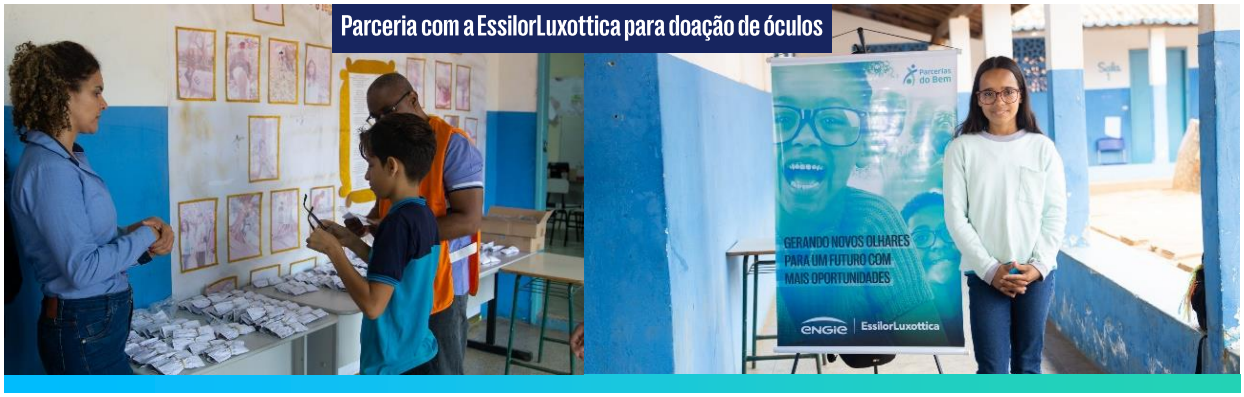
Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade é um órgão subordinado ao Conselho de Administração, coordenado pela Diretora de Pessoas, Processos e Sustentabilidade, e composto por 14 membros de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades, e conta também com um representante do Conselho. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- Propor alterações e melhorias sobre a Política de Gestão Sustentável e demais políticas e diretrizes da ENGIE Brasil Energia diretamente relacionadas à sustentabilidade;
- Propor à Diretoria Executiva objetivos, metas e ações de sustentabilidade empresarial, em alinhamento com os compromissos da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e monitorar o seu cumprimento pelas áreas executivas;
- Articular junto às unidades organizacionais para atingir as metas do Comitê de Sustentabilidade; e
- Assessorar o Conselho de Administração e subsidiar sua tomada de decisão nos assuntos relacionados à sustentabilidade.

Destaques do Trimestre

- A ENGIE Brasil realizou, em março, a apresentação dos projetos de conclusão e a formatura de mais recente turma do **Programa de Trainees, com vagas destinadas a mulheres**. A cerimônia encerra o Programa, que foi um período intenso de desenvolvimento técnico e comportamental. A iniciativa fortalece a presença feminina e contribui diretamente para a meta global da ENGIE de atingir pelo menos 40% de mulheres em cargos de gestão até 2030. Ao todo, 22 profissionais concluíram essa jornada e agora se somam à nossa rede de talentos engajados com a transformação do setor energético.
- Também em março, foram **reconhecidos 208 profissionais** que desenvolveram projetos inovadores nas mais diversas áreas, no âmbito do **"Programa Inove"** de inovação interna. Entre as iniciativas premiadas estão aplicações de inteligência artificial no setor de energia, o uso de drones para vigilância patrimonial e estudos sobre os impactos das mudanças climáticas. Os vencedores tiveram apoio para colocar as ações em prática, além de premiação em dinheiro por agregaram valor à Companhia através da inovação.
- A ENGIE Brasil Energia firmou uma parceria com o Instituto Pró-Carnívoros, por meio do **Programa Amigos da Onça**, visando fortalecer a preservação das onças na Área de Proteção Ambiental (APA) do Boqueirão da Onça. A parceria prevê ações estratégicas como o monitoramento das populações de onças na área de influência dos Conjuntos Eólicos Umburanas e Campo Largo I e II, na Bahia, além de atividades de conscientização com as comunidades locais. A aquisição de 20 equipamentos de monitoramento fotográficos permitirá duplicar a área de estudo, aprimorando o entendimento sobre os hábitos dos felinos e contribuindo para a implementação de medidas eficazes de preservação.
- A Companhia obteve avaliação **"A-" no CDP Climate Change** (a mesma de 2023) e **"A" no CDP Water Security.** Esta foi a primeira vez que a Companhia participou da avaliação nesta categoria. O CDP é uma organização sem fins lucrativos que avalia a qualidade da gestão das organizações em todo o mundo nos temas acima relacionados.
- Com base no movimento "Janeiro Branco", a Companhia desenvolveu durante todo o trimestre, a **Campanha "Verão Branco"**, cujo foco foi chamar a atenção às necessidades relacionadas à saúde mental. Foram realizadas rodas de conversas (presenciais e *online*), campanhas de conscientização e ampla divulgação dos programas já existentes, que apoiam a saúde mental e emocional dos colaboradores, disponibilizados pela Companhia.
- A ENGIE Brasil Energia reafirma seu compromisso com as comunidades onde atua ao viabilizar a **entrega de 485 óculos para estudantes da rede municipal de ensino em Lajes e Pedro Avelino**, no Rio Grande do Norte. A iniciativa, realizada em parceria com a OneSight EssilorLuxottica Foundation, faz parte do Programa Bem-Estar Social e do movimento Parcerias do Bem, que busca conectar empresas com propósitos semelhantes para ampliar o impacto de suas ações sociais.



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 1T25 e 1T24.

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 1T25	Desempenho 1T24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e/MWh$	0,0020	0,0013	49,0%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	18,6	6,9	169,6%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	55.943,6	17.940,8	211,8%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,004	0,001	354,8%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	13.055	14.438	-9,6%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,450	0,483	-0,03 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,520	0,525	0,00 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	80,0%	48,0%	32,0 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,0%	1,3%	-0,3 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,4%	0,7%	-0,3 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	1.024.000	1.453.000	-29,5%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.504.000	1.074.000	40,0%
G	Investimento em Inovação	R$	12.732.142	16.253.131	-21,7%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.198	1.120	7,0%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	83,0%	86,3%	-3,3 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	32,2%	29,8%	2,4 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	33,8%	27,9%	5,9 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,9%	4,5%	0,4 p.p.

Notas:

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

Governança Corporativa

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência, com papéis e responsabilidades definidos e processos avaliados e auditados anualmente, por estruturas internas e independentes. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Conta com um Comitê de Auditoria, composto por três membros, sendo dois deles membros Independentes do Conselho de Administração, cujo objetivo é assessorar o Conselho na avaliação das demonstrações financeiras, em temas éticos, controles internos, auditoria interna e externa e gestão de riscos. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

O sistema de controles internos é baseado nas melhores práticas de mercado e fundamenta-se na técnica de autoavaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais capacitados para avaliar, anualmente, os processos e controles relevantes nas suas áreas de atuação. Atualmente, o **Programa de Controles Internos é composto por 12 processos e 41 subprocessos com sua eficiência regularmente testados por auditoria independente e certificada pela Administração.** Qualquer desvio identificado em algum dos controles estabelecidos é prontamente tratado por meio de planos de ação gerenciados pelas áreas da organização envolvidas e pela equipe de controles internos.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e quatro conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu website. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, subordinado ao Conselho de Administração, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2021, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento. A Companhia também é certificada pela ISO 37001, que avalia os

requisitos e fornece orientação para estabelecer, implementar, manter, revisar e melhorar o sistema de gestão antissuborno corporativo.

O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76. Suplementarmente, o Conselho de Administração aprovou, em 14/11/2005 uma Política indicativa de dividendos, em que determina intenção de pagar, em cada ano calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

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.

Desempenho das Ações – EGIE3

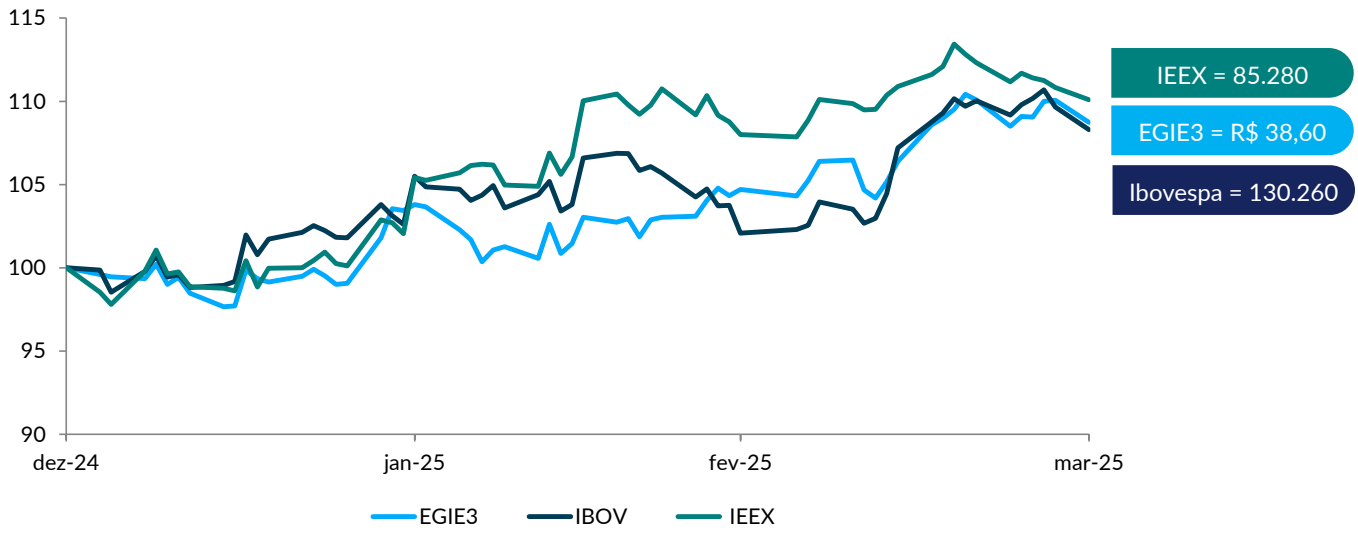
O primeiro trimestre de 2025 encerrou com um desempenho positivo no mercado interno. A preocupação global com as medidas econômicas Estados Unidos, que impuseram tarifas sobre produtos estrangeiros, reduziu o interesse dos investidores nas bolsas americanas e impulsionou a entrada de capital estrangeiro no Brasil. Como resultado, o Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, registrou uma alta de 8,3% e na faixa de 130 mil pontos, o melhor desempenho para um primeiro trimestre desde 2022. Outros índices da América Latina, Europa e China também apresentaram altas expressivas pelos mesmos motivos.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 8,7% no 1T25. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 10,1% e 8,3%, respectivamente.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 54,6 milhões no 1T25, 14,5% abaixo do registrado no 1T24, quando atingiu R$ 63,9 milhões.

No último pregão de março de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 38,60/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 31,5 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX (Base 100 – 31/12/2024)



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	**8.806.605**	**7.198.390**
Caixa e equivalentes de caixa	5.574.639	3.958.758
Contas a receber de clientes	1.108.224	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	487.306	490.704
Dividendos a receber	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	8.366	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	126.165	34.844
Depósitos vinculados	50.013	37.274
Ativo financeiro de concessão	402.225	395.040
Ativo de contrato	678.835	646.028
Outros ativos circulantes	366.255	402.090
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**43.954.616**	**42.913.911**
Realizável a Longo Prazo	**11.963.334**	**11.387.786**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	15.704	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	22.288	7.289
Depósitos vinculados	389.753	360.682
Depósitos judiciais	79.988	72.591
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	40.360	43.234
Ativo financeiro de concessão	3.120.327	3.070.039
Ativo de contrato	7.500.007	7.028.394
Outros ativos não circulantes	794.907	750.252
Investimentos	**1.349.868**	**1.250.625**
Imobilizado	**25.373.742**	**24.857.228**
Intangível	**4.936.673**	**5.088.963**
Direito de uso de arrendamentos	**330.999**	**329.309**
Total	**52.761.221**	**50.112.301**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/03/2025	31/12/2024
Passivo Circulante	**6.909.487**	**7.273.026**
Fornecedores	874.250	1.061.422
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.333.482	1.595.587
Empréstimos e financiamentos	932.824	911.871
Debêntures	1.816.133	1.698.919
Ações preferênciais resgatáveis	26.511	10.142
Arrendamentos a pagar	40.788	38.459
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	809.121	796.725
Imposto de renda e contribuição social a pagar	127.260	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	147.313	142.120
Obrigações trabalhistas	151.826	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	121.268	29.139
Provisões	5.826	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	33.230	32.284
Outros passivos circulantes	489.655	496.338
Passivo Não Circulante	**32.699.082**	**30.558.877**
Empréstimos e financiamentos	12.902.909	12.931.409
Debêntures	10.188.699	8.105.450
Ações preferênciais resgatáveis	477.580	477.145
Arrendamentos a pagar	322.696	315.538
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.564.337	4.572.379
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	21.977	6.986
Provisões	632.049	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	227.908	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.641.862	2.519.353
Outros passivos não circulantes	719.065	800.211
Patrimônio Líquido	**13.152.652**	**12.280.398**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	6.386.073	6.386.073
Dividendos adicionais propostos	348.033	348.033
Ajustes de avaliação patrimonial	(159.400)	(193.510)
Lucros acumulados	782.153	-
Participação de acionista não controlador	1.069.688	1.013.697
Total	**52.761.221**	**50.112.301**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	1T25	1T24	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.013.069**	**2.609.417**	**15,5**
Custos Operacionais	**(1.372.321)**	**(1.094.412)**	**25,4**
Compras de energia	(184.858)	(374.401)	-50,6
Transações no mercado de energia de curto prazo	(49.414)	(22.754)	117,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(190.287)	(171.621)	10,9
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(52.776)	(62.579)	-15,7
Pessoal	(63.374)	(59.696)	6,2
Materiais e serviços de terceiros	(118.703)	(95.809)	23,9
Depreciação e amortização	(311.651)	(235.250)	32,5
Seguros	(34.369)	(25.822)	33,1
Constituição de provisões operacionais, líquida	(1.733)	5.256	-133,0
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(325.418)	(26.061)	1.148,7
Outros	(39.738)	(25.675)	54,8
Lucro Bruto	**1.640.748**	**1.515.005**	**8,3**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(85.251)**	**1.243.061**	**-106,9**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(99.696)	(109.300)	-8,8
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	4.313	1.349.930	-99,7
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	10.132	2.431	316,8
Resultado de Participações Societárias	**166.779**	**161.537**	**3,2**
Equivalência patrimonial	166.779	161.537	3,2
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.722.276**	**2.919.603**	**-41,0**
Resultado Financeiro	**(623.395)**	**(524.999)**	**18,7**
Receitas financeiras	143.284	212.151	-32,5
Despesas financeiras	(553.940)	(560.555)	-1,2
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(212.739)	(176.595)	20,5
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**1.098.881**	**2.394.604**	**-54,1**
Imposto de renda	(195.898)	(514.191)	-61,9
Contribuição social	(76.634)	(196.051)	-60,9
Lucro Líquido do Exercício	**826.349**	**1.684.362**	**-50,9**
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	768.703	1.684.094	-54,4
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	57.646	268	21.409,7
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9421**	**2,0640**	**-54,4**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	3M25	3M24
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.098.881	2.394.604
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(166.779)	(161.537)
Depreciação e amortização	321.925	245.717
Juros e variação monetária	590.883	496.522
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	212.739	176.595
Alienação de subsidiária	(4.313)	(1.349.930)
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	(64.555)	29.946
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(150.602)	(135.220)
Remuneração de ativo de contrato	(309.572)	(254.476)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	800	5.290
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(355.105)	(27.846)
Perdas por ineficiência na construção	-	2.030
Outros	46.551	(7.855)
Lucro Ajustado	**1.220.853**	**1.413.840**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	67.213	38.432
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(39.119)	(6.262)
Depósitos vinculados e judiciais	(14.479)	16.844
Ativo financeiro de concessão	93.129	90.257
Ativo de contrato	160.257	158.789
Outros ativos	52.397	49.321
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(69.087)	49.637
Obrigações fiscais e regulatórias	11.456	(6.661)
Obrigações trabalhistas	20.838	22.637
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.906)	(11.454)
Outros passivos	(31.678)	(37.529)
Caixa Gerado pelas Operações	**1.459.874**	**1.777.851**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(265.458)	(228.562)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(324.490)	(650.220)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**869.926**	**899.069**
Atividades de Investimento	**(786.243)**	**(351.600)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	157.500	325.000
Aquisição de subsidiárias	16.320	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	272.020
Aplicação no imobilizado e no intangível	(755.308)	(1.083.192)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	2.780.265
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(489)	(84.904)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	4.313	-
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(208.385)	(199.737)
Outros	(194)	(6)
Atividades de Financiamento	**1.532.198**	**(540.991)**
Ingresso de instrumentos de dívida	1.955.869	253.652
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(151.668)	(767.361)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(250.398)	-
Pagamento de imposto de renda de juros sobre o capital próprio	-	(21.351)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(21.605)	(5.931)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.615.881**	**6.478**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.958.758	5.255.767
Saldo final	5.574.639	5.262.245
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.615.881**	**6.478**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	612.500	-
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	4.290	7.321
ICMS sobre venda de energia elétrica	1.116	9.025
Crédito de imposto de renda e contribuição social	3.051	(22.131)
Fornecedores de imobilizado e intangível	(121.635)	116.033
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	(48.971)	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	-	(35.058)
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.430.335)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	1.215.952
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	-	6.587

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

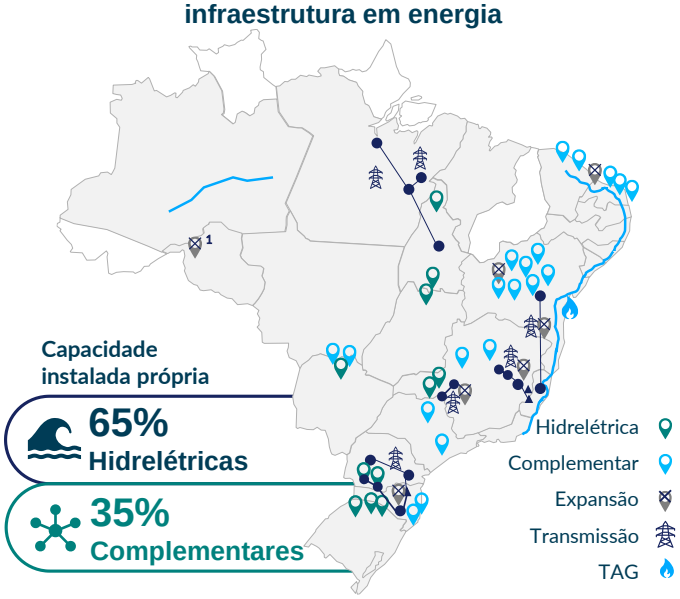
FACT SHEET 1T25

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 a maior produtora privada de energia 100% renovável do país, 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 31.03.2025, seu valor de mercado era de R$ 31,5 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.916 MW**, composta por **120 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 109 complementares: duas a biomassa, 80 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 25 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral.

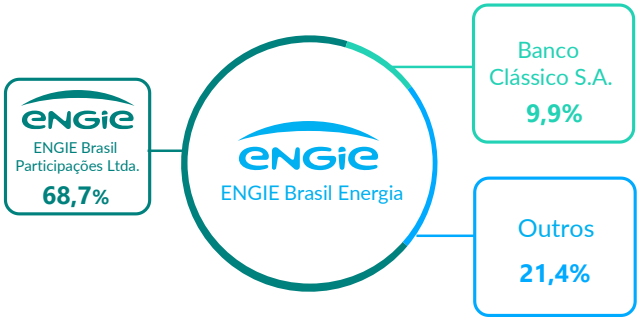
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.916 MW (4.801 MWm), 2.709 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

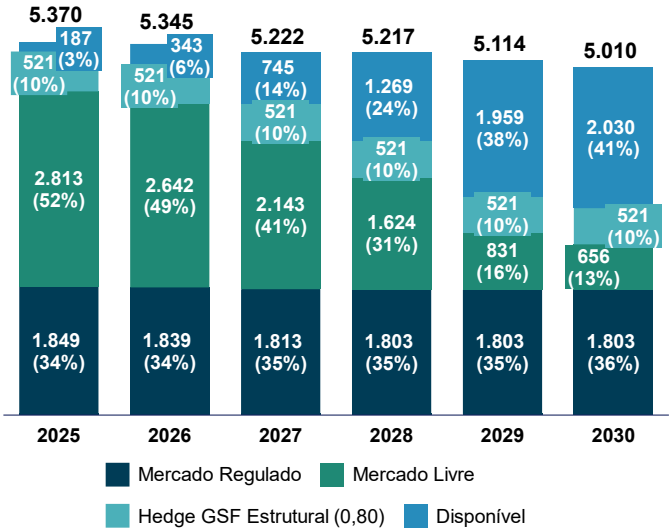
Composição Acionária

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



Balanço de Energia

Balanço de Energia (% do total; em MWm) | *em 31/03/2025*



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

ANEXO 5

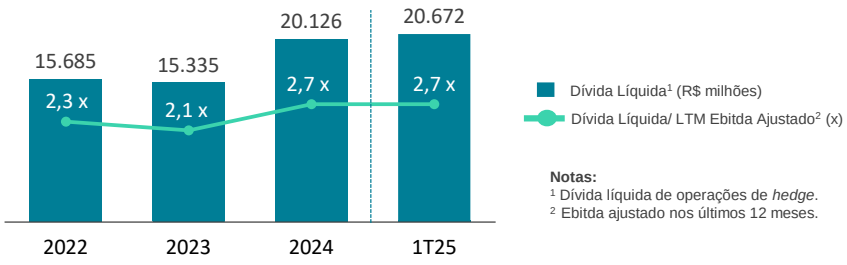
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 1T25

Consolidado (em R$ milhões)	1T25	1T24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.013	2.609	**15,5%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.722	2.920	**-41,0%**
Ebitda ajustado [1]	2.040	1.815	**12,4%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.804	1.679	**7,4%**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	67,7	69,6	**-1,9 p.p.**
Lucro Líquido ajustado	823	793	**3,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	25,8	28,3	**-2,5 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	16,2	18,0	**-1,8 p.p.**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	5.391	6.391	**-15,6%**
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.439	3.960	**12,1%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	213,98	222,34	**-3,8%**
Número de Empregados - Total	1.247	1.165	**7,0%**

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

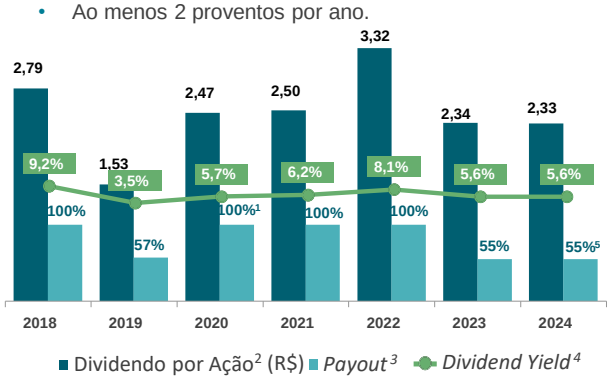
Endividamento (R$ milhões)



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

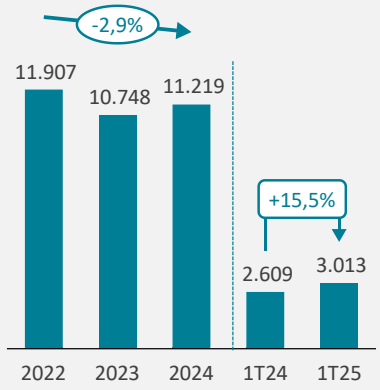
Política de Dividendos

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

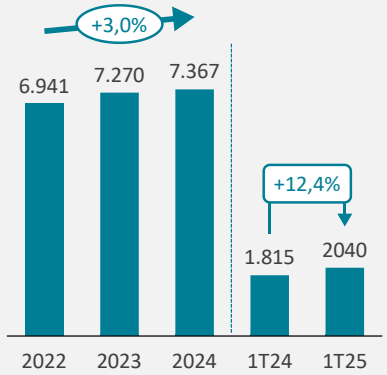


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do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

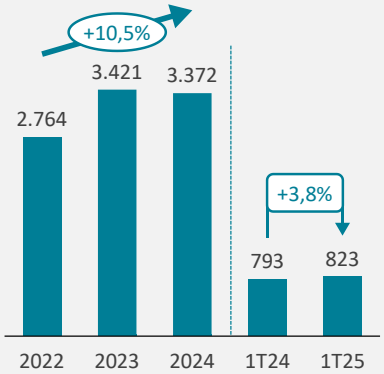
Receita líquida
(R$ milhões)



Ebitda ajustado
(R$ milhões)



Lucro líquido ajustado
(R$ milhões)



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

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

