EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 2T25

ENGIE Brasil Energia S.A.



Para Divulgação Imediata
Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente

Pierre Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Leonardo Depiné
Gerente de Relações com Investidores
Leonardo.Depine@engie.com
Tel.: (48) 3221-7904/7246

ri.brenergia@engie.com

Videoconferência de resultados

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

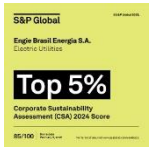
Clique aqui para acessar a transmissão

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

IBOVESPA B3

ISE B3

IEE B3



Florianópolis (SC), 07 de agosto de 2025. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e período de seis meses, encerrado em 30 de junho de 2025 (2T25/6M25). 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.


Conjunto Eólico Serra do Assuruá (BA)

ENGIE Brasil Energia reafirma sua capacidade de execução com a conclusão do Conjunto Eólico Serra do Assuruá.

Conselho de Administração aprova distribuição de R$ 719 milhões em dividendos.

DESTAQUES

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 3.086 milhões** no 2T25, 10,1% (R$ 284 milhões) acima do montante apurado no 2T24.

O **Ebitda ajustado**[2] no 2T25 alcançou **R$ 1.866 milhões**, redução de 4,4% (R$ 86 milhões) em comparação com o 2T24. A **margem Ebitda ajustada** foi de **60,5%** no 2T25, decréscimo de 9,2 p.p. em relação ao 2T24.

O **lucro líquido ajustado** do 2T25 foi de **R$ 564 milhões**, valor 34,0% (R$ 291 milhões) abaixo do alcançado no 2T24. Os decréscimos do lucro líquido e Ebitda refletem indenização pontual de R$ 262 milhões registrada no 2T24.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 217,0/MWh** no 2T25, valor 1,6% inferior ao registrado no 2T24.

A quantidade de **energia vendida** no 2T25, sem considerar as operações de *trading*, foi de **9.290 GWh (4.254 MW médios),** volume 4,8% superior ao comercializado no 2T24.

No fim do 2T25, **165 dos 188 aerogeradores** do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, na Bahia **estavam em operação comercial e 23 em teste,** o que corresponde a 846 MW instalados e comissionados.

O **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol contava com quatro das 16 centrais fotovoltaicas operando comercialmente e oito em fase de teste**, ao fim do 2T25, totalizando 552,7 MW em operação.

Companhia realizou **reestruturação da Diretoria Executiva** com objetivo de alinhar a estrutura organizacional local com o modelo do Grupo ENGIE e trazer mais foco para as linhas de negócio.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.086	2.802	**10,1%**	6.100	5.412	**12,7%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.541	1.695	**-9,1%**	3.262	4.615	**-29,3%**
Ebitda [1]	1.871	1.961	**-4,6%**	3.915	5.126	**-23,6%**
Ebitda ajustado [2]	1.866	1.952	**-4,4%**	3.906	3.767	**3,7%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.715	1.864	**-8,0%**	3.523	3.544	**-0,6%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	60,6	70,0	**-9,4 p.p.**	64,2	94,7	**-30,5 p.p.**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	60,5	69,7	**-9,2 p.p.**	64,0	69,6	**-5,6 p.p.**
Lucro Líquido	567	871	**-34,9%**	1.394	2.555	**-45,4%**
Lucro Líquido ajustado	564	855	**-34,0%**	1.387	1.648	**-15,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	23,1	28,1	**-5,0 p.p.**	23,1	28,1	**-5,0 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	15,4	18,3	**-3,0 p.p.**	15,4	18,3	**-3,0 p.p.**
Dívida Líquida [6]	21.561	17.344	**24,3%**	21.561	17.344	**24,3%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	4.088	5.852	**-30,1%**	4.736	6.121	**-22,6%**
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.254	4.058	**4,8%**	4.346	3.960	**9,7%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	217,01	220,57	**-1,6%**	215,50	224,27	**-3,9%**
Número de Empregados - Total	1.265	1.207	**4,8%**	1.265	1.207	**4,8%**
Empregados EBE	1.240	1.185	**4,6%**	1.240	1.185	**4,6%**
Empregados em Projetos em Construção	25	22	**13,6%**	25	22	**13,6%**

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 agosto de 2025, mais duas centrais fotovoltaicas do **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol,** entraram em teste, **totalizando quatro em operação comercial e dez em teste.**

Em 15 de julho de 2025, foi concluída a **15ª emissão debêntures, no valor total de R$ 2,2 bilhões**, a primeira da Companhia classificada como **"Debênture Verde"**.

Em 18 de julho, a Companhia **assumiu a operação do trecho *brownfield*, de 162 quilômetros, da Graúna Transmissora de Energia**, arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 02/2024, iniciando o recebimento da Receita Anual Permitida (RAP).

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de **R$ 719,2 milhões (R$ 0,88143194897/ação) sob forma de dividendos intercalares equivalente a 55% do lucro líquido distribuível**. As ações serão negociadas **ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2025** e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

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.


Conjunto Fotovoltaico Assu V (RN)

Mensagem da Administração

O segundo trimestre de 2025 foi marcado por avanços significativos nos projetos em construção e reconhecimentos que reforçam o papel da ENGIE Brasil Energia na liderança da transição energética no país, com foco em crescimento sustentável e excelência operacional.

Concluímos as obras do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, em Gentio do Ouro (BA), projeto composto por 24 parques eólicos e 846 MW de capacidade instalada. Considerado o maior parque eólico do Grupo ENGIE no mundo, a energia gerada por este empreendimento está inteiramente destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). No fim do 2T25, 165 dos 188 aerogeradores já operavam comercialmente e os demais seguiam em testes, reforçando nossa capacidade de execução e entrega de energia limpa e segura.

Evoluímos com o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, localizado em Assú (RN), com investimento previsto de R$ 3,3 bilhões (base jan/23). Com energia 100% destinada ao ACL, o projeto alcançou 96% de avanço físico até o final de junho. Dos 16 parques, 12 já estavam operando comercialmente ou em testes, somando 552,7 MW em operação no fim do 2T25. A entrada em operação comercial integral está prevista para o último trimestre deste ano.

Nas linhas de transmissão, a **Asa Branca Transmissora de Energia** obteve a Licença Prévia emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas. Também houve avanços nas obras civis e na montagem nas subestações, incluindo estruturas metálicas e lançamento dos cabos na linha de transmissão. Já a **Graúna Transmissora de Energia** progrediu nas negociações de contratos de fornecimento e compartilhamento das instalações de transmissão, além da emissão do Projeto Básico e realização de estudos ambientais. Adicionalmente, em 18 de julho, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* da Graúna Transmissora de Energia, arrematado no Leilão de Transmissão Aneel 02/2024, iniciando o recebimento da Receita Anual Permitida (RAP).

Em alinhamento ao modelo global do Grupo ENGIE e com foco na evolução estratégica de nossas linhas de negócio, anunciamos a **reestruturação da nossa diretoria executiva**, com vigência a partir de 1º de julho de 2025.



Usina Hidrelétrica Salto Santiago (PR)

Reforçando a prioridade na segurança dos nossos ativos e do seu entorno, durante o 2T25, realizamos sete simulados de evacuação em hidrelétricas, em parceria com as Defesas Civis locais.

Do ponto de vista financeiro, apresentamos resultados sólidos, impulsionados pela disciplina na gestão de capital e pela evolução dos nossos projetos. A **receita operacional líquida** foi de R$ 3,1 bilhões, 10,1% acima do 2T24. O **Ebitda ajustado** somou R$ 1,9 bilhão e o **Lucro Líquido ajustado** alcançou R$ 564 milhões, reduções de 4,4% e 34,0% em comparação com o 2T24. Os decréscimos registrados no Ebitda e Lucro Líquido ajustados devem-se, principalmente, à indenização por atraso nas obras do Conjunto Eólico Santo Agostinho, recebida no 2T24, no valor de R$ 262 milhões. Desconsiderando o efeito da receita de indenização no 2T24, o Ebitda e o Lucro Líquido ajustados do 2T25 teriam aumento de 10,4% e redução de 17,3%, respectivamente. Os investimentos no trimestre totalizaram R$ 781 milhões, com foco na expansão e modernização do parque gerador.

Reforçando a prioridade na segurança dos nossos ativos e do seu entorno, durante o 2T25, realizamos sete simulados de evacuação em hidrelétricas, em parceria com as Defesas Civis locais e com expressiva adesão das comunidades (média de 117%).

Como reconhecimento às nossas iniciativas, a ENGIE Brasil Energia foi destacada pela XP Investimentos como uma das nove companhias brasileiras mais promissoras para quem busca investimentos alinhados à economia de baixo carbono. Além disso, obteve a qualificação máxima — Selo Ouro — recebida pelo Programa Brasileiro do GHG Protocol, iniciativa da Fundação Getúlio Vargas para avaliação de inventários de Gases do Efeito Estufa (GEE).

No mercado livre de energia, registramos crescimento de aproximadamente 22% na base de clientes e de 15% no total de unidades consumidoras em relação ao mesmo período de 2024. Os resultados refletem a consistência da nossa estratégia comercial e a crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e de longo prazo.

Como fatos subsequentes e reforçando o nosso compromisso com a sustentabilidade, concluímos a 15ª emissão de debêntures simples, no valor de R$ 2,2 bilhões — a primeira estruturada como debêntures verdes, alinhadas ao nosso Green Finance Framework e certificadas pela DNV (sigla para *Det Norske Veritas*), uma das maiores e mais reconhecidas certificadoras e empresas de verificação independente do mundo. Os recursos serão destinados à ampliação da geração renovável e à modernização de ativos existentes, como a Usina Hidrelétrica Salto Osório (PR). Além disso, o Conselho de Administração aprovou, em 7 de agosto, a distribuição de dividendos intercalares de R$ 719 milhões (R$ 0,8814 por ação), representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível.

Seguimos firmes em nosso propósito de liderar a transição energética brasileira, unindo desempenho operacional, responsabilidade socioambiental e inovação. Agradecemos a confiança dos nossos acionistas, clientes, colaboradores e parceiros na construção de um futuro mais sustentável.

Boa leitura!



Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente



Pierre Leblanc
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Detalhamento dos Ativos da Companhia

Ativos de Geração de Energia

No fim do 2T25, a ENGIE Brasil Energia contava com **9.992,2 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 11.702,0 MW, composto de 129 usinas, sendo 11 hidrelétricas e 118 de fontes renováveis complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 125 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 30 de junho de 2025

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Energia assegurada (MWm)
			Total	Participação da Companhia		Participação da
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
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)
				Total	Participação da Companhia		Participação da
Conjunto Serra do Assuruá[2]	Eólica	21	Gentio do Ouro (BA)	742,5	742,5	nov/56	366,4
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				**3.574,1**	**3.563,9**		**1.591,0**
Total				**11.702,0**	**9.992,2**		**4.833,0**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 21 em operação comercial integral em 30/06/2025.
3 Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 30/06/2025.
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 30 de junho de 2025

Linhas de Transmissão	Localização	Extensão km	RAP anual (R$ milhões) *	Subestações	Propriedade	Vencimento concessão
Gralha Azul	Paraná	909,0	341,1	5 próprias e ampliação de 5 existentes	100%	mar/48
Novo Estado	Pará e Tocantins	1.800,0	463,0	1 própria e ampliação de 3 existentes	100%	mar/48
Gavião Real	Pará	-	7,8	Novo pátio em 1 existente	100%	set/52
Total		**2.709,0**	**811,9**			

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

Ativos de Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

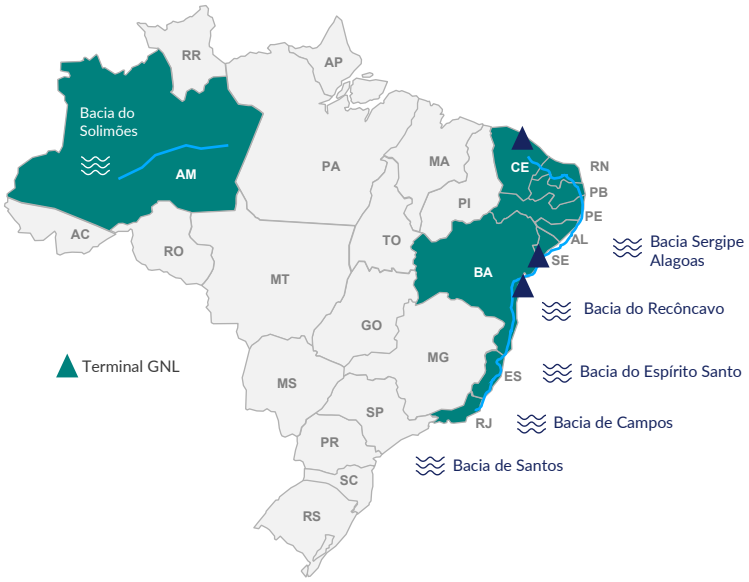
Maior transportadora de gás natural do Brasil, a TAG possui uma infraestrutura de aproximadamente 4.600 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios.

A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, com 14 pontos de entrada de gás ativos (incluindo três terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)), 90 pontos de saída e dois pontos de entrada e saída (há mais um em construção), conexão com 10 distribuidoras de gás, atendendo duas refinarias, dez 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 **396 contratos firmes em 2025 (49 ativos),** que totalizaram um volume de 9,7 milhões de m³ de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, representando cerca de 11% 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, é um gasoduto para otimização da rede no qual foram investidos R$ 430 milhões. Em agosto de 2022, o projeto foi classificado como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia. **A obra foi concluída e a Autorização de Operação foi emitida em maio de 2025, adicionando 84 km à malha da TAG.**
- **Ponto de saída Itagibá**, na Bahia, é um novo ponto de entrega para atender a companhia de distribuição local, localizada no trecho norte do Gasene. Esse projeto demandou investimento de R$ 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, um novo ponto de saída, conectado à rede da distribuidora local e 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 m³/dia. O projeto está listado no 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	2.100	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	**~4.600**			**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 Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada.**

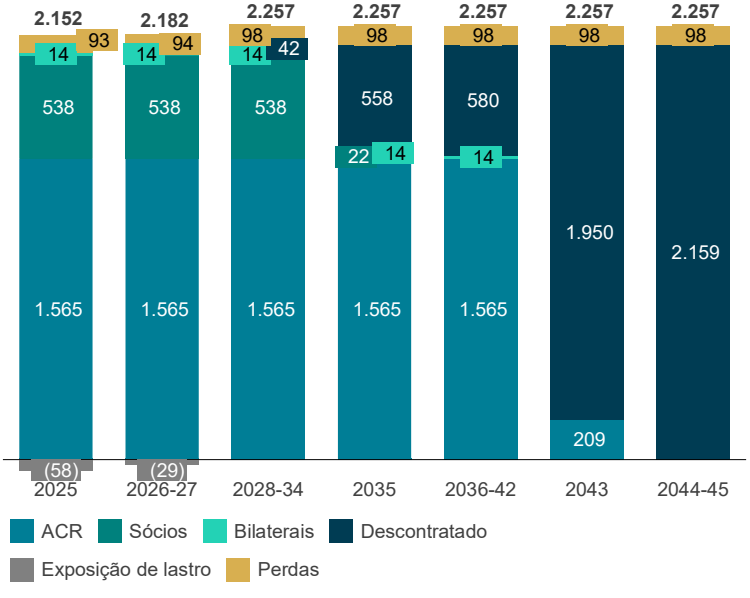
Em 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação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

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



A ENGIE Brasil Energia aguarda sinalização de sua controladora para, junto dos órgãos estatutários da Companhia, iniciar os estudos e proposta para transferência da participação de 40% na Jirau Energia, e de 100% na comercializadora Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

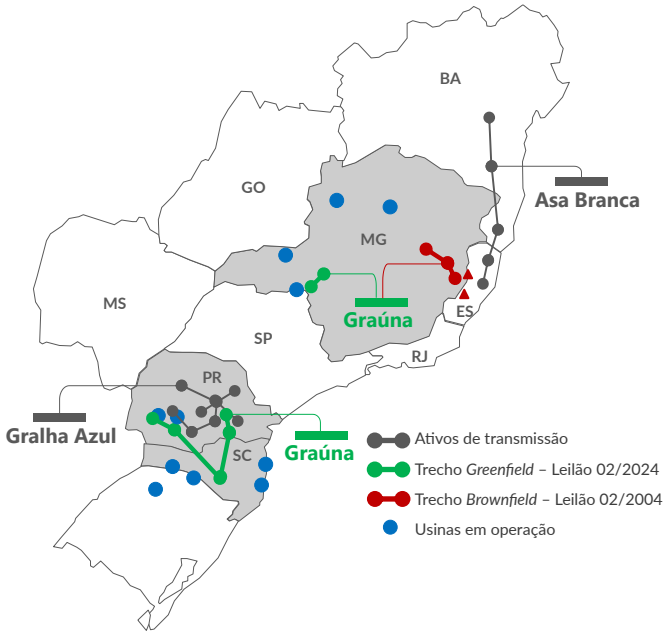
Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



No 2T25, a Jirau Energia gerou 2.477 MW médios, 28,0% acima dos 1.935 MW médios gerados no 2T24**, 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 (162 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 é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024.

No 2T25, o projeto avançou com a **negociação de Contratos Principais de Fornecimento**, a assinatura de quatro **Contratos de Compartilhamento das Instalações de Transmissão, a emissão antecipada do Projeto Básico** para avaliação do Operador Nacional do Sistema (ONS), **a conclusão dos estudos ambientais** e os primeiros requerimentos de **licenças prévias aos respectivos órgãos ambientais.** Ainda, destacam-se as ações de liberação fundiária, com início das negociações, além do progresso nos trabalhos de topografia e sondagem.

Como evento subsequente, destacamos que no dia 18 de julho de 2025, **a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do projeto,** composto por 162 quilômetros de extensão e duas subestações, localizados nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Receita Anual Permitida (RAP) desse trecho é de R$ 14,0 milhões, correspondente a aproximadamente 5% do total do projeto.

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

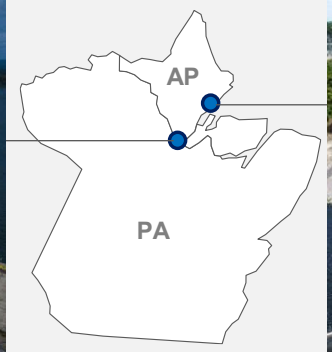
1 Valor na data-base de junho de 2025.

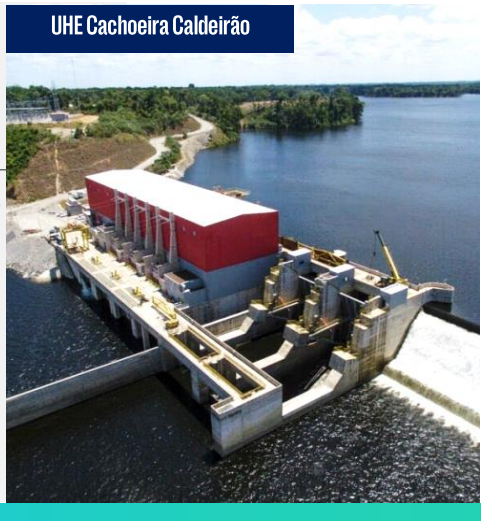
Assinatura de Contrato para Aquisição de Usinas Hidrelétricas – Amapá e Pará.

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%.


UHE Santo Antônio do Jari




UHE Cachoeira Caldeirão

Projetos em Implantação

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

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

No 2T25, as obras do trecho Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com **atividades de obras civis e montagem de equipamentos nas subestações**, bem como as **obras civis e montagem de estruturas metálicas e lançamento de cabos** na linha de transmissão.

Em 24 de junho de 2025, foi **emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) a Licença Prévia** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas.

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

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

1 Valor na data-base de junho de 2025.


Montagem das torres



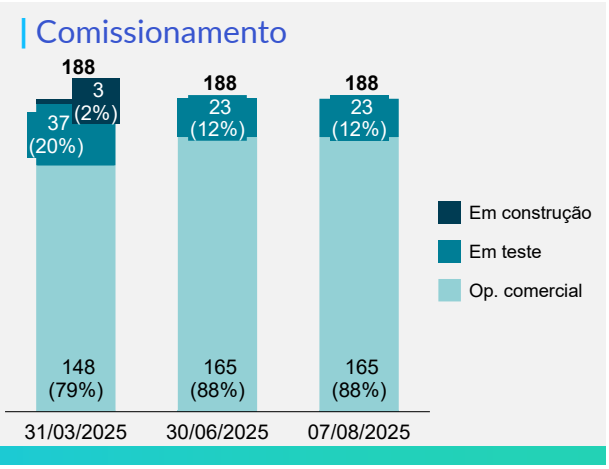
Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

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 maio/2022).

No 2T25, foram **concluídas as obras, incluindo a montagem e o comissionamento de todos os aerogeradores,** que estão plenamente operacionais, totalizando 846 MW instalados e comissionados.

Em 30 de junho de 2025, **165 aerogeradores estavam operando comercialmente,** enquanto outros **23 estavam em fase de testes** e aguardando a obtenção do despacho da Aneel para operação comercial.





Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

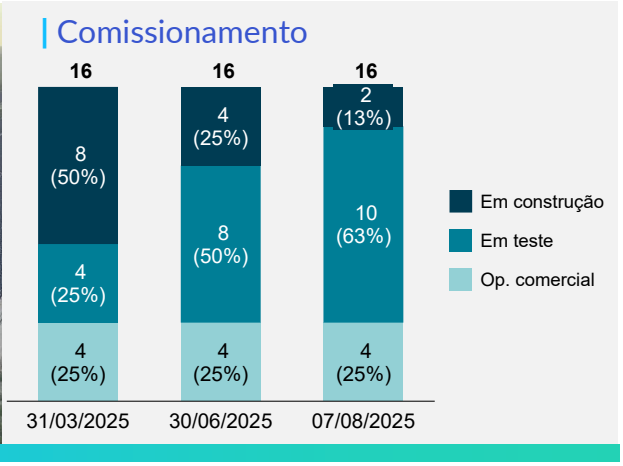
O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 752 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada de **229,6 MW médios. Com investimento previsto da ordem de R$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

As atividades de implantação atingiram 96% de avanço até o final do 2T25. Todo o fornecimento de componentes e todas as fundações de *trackers* para o projeto foram concluídos no trimestre. Estão em execução atividades de drenagem, montagens dos *trackers*, instalação dos painéis solares e comissionamento.

A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. **Até o fim do 2T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e outros oito encontravam-se na fase de testes, totalizando 552,7 MW em operação.** Até 7 de agosto, mais dois parques iniciaram operação em teste.

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





Projetos em Desenvolvimento

Os projetos em desenvolvimento estão em carteira, em fase avançada de estudos de viabilidade, mas não tem compromisso de construção e aguardam condições comerciais adequadas e sinalização de preço futuro para investimento.

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho	Solar	Lajes e Pedro Avelino (RN)	509,0	509,0
Conjunto 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 energético, bem como parcerias que venham a acelerar o desenvolvimento, em linha com a estratégia de transição energética do Grupo ENGIE.

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

No 2T25, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram **índice de disponibilidade de 93,4%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, um aumento de 1,6 p.p. na comparação com o mesmo trimestre de 2024, quando atingiram 91,8%. Essa variação deve-se, principalmente, às manutenções de longo prazo ocorridas no segundo trimestre de 2024 nas Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Miranda.

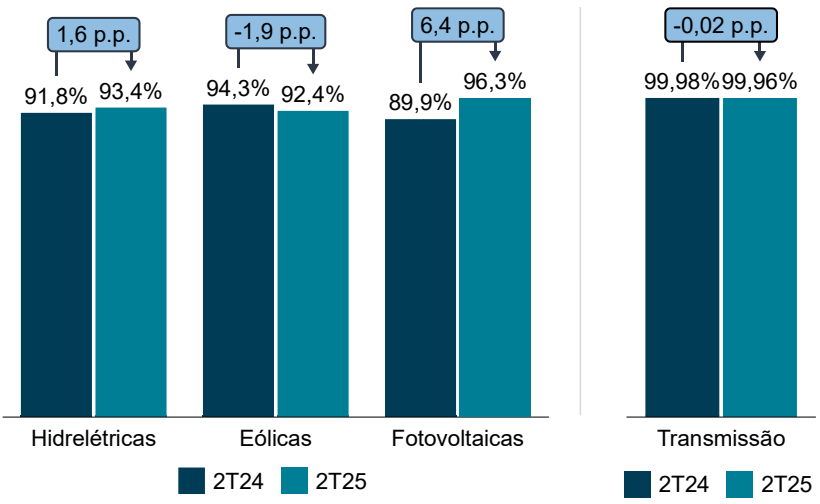
Já em relação às **usinas complementares**, a Companhia divulga a **disponibilidade energética** dos seus conjuntos eólicos e fotovoltaicos, **metodologia que reflete um melhor ponto de vista técnico do negócio**, uma vez que essas fontes se apresentam de forma cada vez mais expressiva no portfólio da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

No que se refere às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade energética do 2T25 foi de 92,4%**, 1,9 p.p. abaixo do observado no 2T24. A queda está relacionada à fase de estabilização operacional do Conjunto Eólico Santo Agostinho, cuja entrada em operação integral ocorreu no terceiro trimestre de 2024.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, observa-se um **índice de disponibilidade energética de 96,3%, no 2T25,** um crescimento de 6,4 p.p. em comparação com os 89,9% do 2T24. Tal crescimento está associado à retomada da operação de inversores nos Conjuntos Fotovoltaicos São Pedro e Sertão Solar, adquiridos em março de 2024, à modernização dos *trackers* do Conjunto Fotovoltaico Floresta e à reconstrução do Conjunto Fotovoltaico Paracatu 4.

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real, a ENGIE Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional, **com um índice de disponibilidade total de 99,96% no 2T25 e 99,97% no acumulado de 2025**. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas



Geração de Energia

No **segundo trimestre de 2025**, as usinas operadas pela **ENGIE Brasil Energia** produziram **8.927 GWh** (4.088 MW médios), uma **redução de 30,1%** em comparação ao 2T24.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **5.914 GWh** (2.708 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **3.013 GWh** (1.380 MW médios). Esses números representam uma queda de 44,8% na geração das hidrelétricas e um aumento de 46,4% nas complementares, em relação ao 2T24.

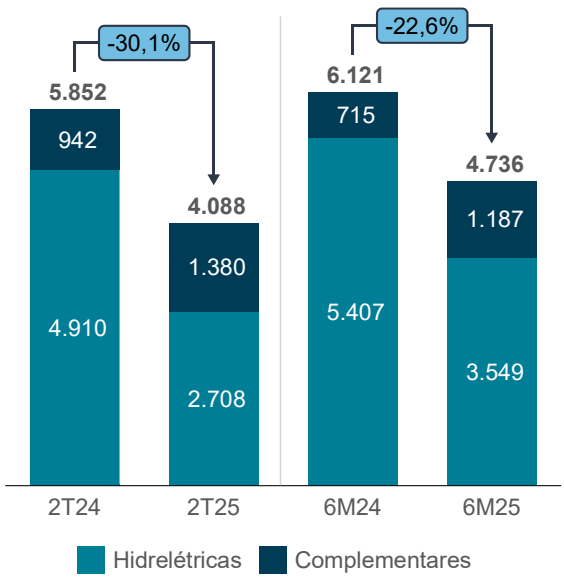
A redução na geração das **usinas hidrelétricas** no 2T25, quando comparada ao mesmo período do ano anterior, está associada à diferença das condições hidrometeorológicas na região Sul do Brasil. No segundo trimestre de 2024, foram verificadas vazões bem acima da média, o que pode ser atribuído à presença do fenômeno climático *El Niño*, que favoreceu a ocorrência de chuvas na região Sul, beneficiando a geração de energia e proporcionando condições confortáveis de armazenamento nos reservatórios das bacias dos rios Uruguai e Iguaçu. Já no segundo trimestre de 2025, a região Sul do Brasil enfrentou condições hidrometeorológicas desfavoráveis, com vazões abaixo da média nas usinas hidrelétricas localizadas nessa região. Como resultado, observou-se uma redução expressiva nos volumes dos reservatórios e, consequentemente, na geração hidrelétrica.

O aumento na geração das **usinas complementares,** no 2T25, foi impulsionado tanto pelas usinas eólicas, que produziram 2.365 GWh (1.084 MW médios), quanto pelas solares, que geraram 516 GWh (236 MW médios), aumento de 55,8% e 45,9%, respectivamente, em relação ao segundo trimestre de 2024.

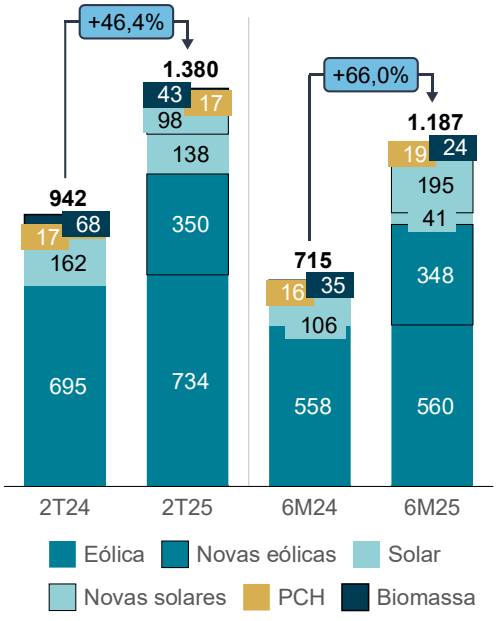
Esse desempenho foi favorecido pela entrada em operação comercial integral do Conjunto Eólico Santo Agostinho, pela reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4 e pela entrada em operação dos Conjuntos Eólico Serra do Assuruá e Solar Assú Sol. Os dois últimos Conjuntos foram responsáveis por 978 GWh (448 MW médios) da geração do 2T25.

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 nos 6M24 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 **2T25**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram **14% de frustração de geração**. As demais usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) registraram indisponibilidade total de 15%. As usinas eólicas da Companhia atingiram 12% de redução total, frente a 11% do SIN, e as solares 23% versus 28% no SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| *Curtailment* por fonte

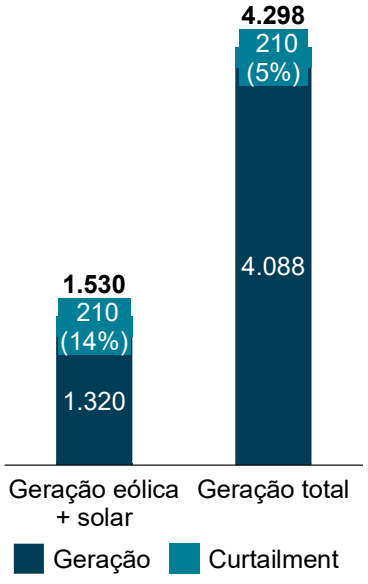
2T25	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	12%	23%	14%
Curtailment SIN	11%	28%	15%

| *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	2T25 (%)	2T24 (%)
Trairi (CE)	97,2	27%	8%
Santo Agostinho (RN)	224,2	18%	16%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	8%	2%
Serra do Assuruá (BA)	742,5[1]	12%	-
Umburanas (BA)	213,3	8%	1%

Ativos solares [2]	Capacidade comercial (MWm)	2T25 (%)	2T24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	20%	9%
Floresta (RN)	25,1	40%	22%
Assú V (RN)	9,2	25%	17%
Assú Sol (RN)	171,6[1]	18%	-
Juazeiro (BA)	34,8	17%	9%
Sertão Solar (BA)	26,1	34%	10%
São Pedro (BA)	16,0	38%	18%
Lar do Sol (MG)	53,0	25%	1%
Paracatu (MG)	34,0	17%	5%

| % *Curtailment* sobre Geração 2T25 | MW médios



Nota:
[1] Capacidade operacional em 30/06/2025.
[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.

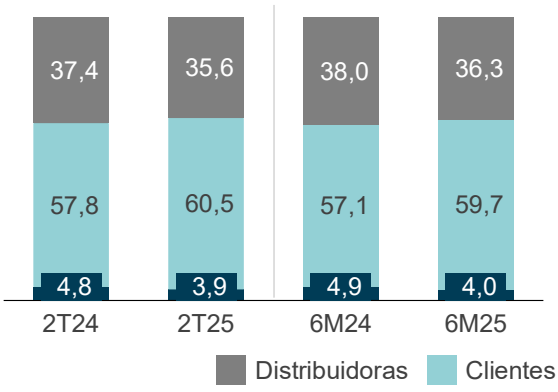
Transporte de Gás

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, até o 2T25, foram assinados 396 contratos firmes (49 ativos) com 22 carregadores, **totalizando um volume de 9,7 milhões de m³/dia de capacidade de transporte**. Esse volume representa aproximadamente 11% 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).

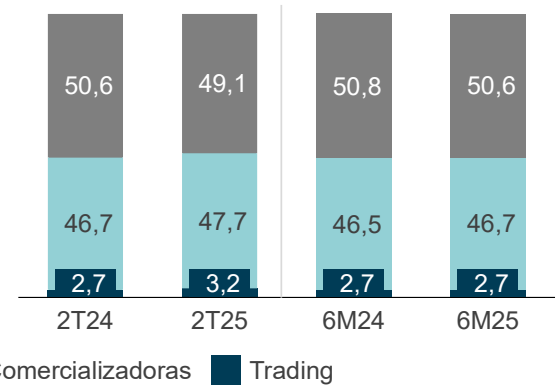
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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 **30 de junho 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	Em R$/MWh			
	Recursos Próprios	4.708	4.880	4.880	4.880	4.880	4.798	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Preço Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+	Compras para Revenda	670	465	339	327	221	199				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.378**	**5.345**	**5.219**	**5.207**	**5.101**	**4.997**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.849	1.839	1.813	1.803	1.803	1.803				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	322,0	289,3
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	353,9	317,9
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	370,0	331,5
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	332,6	298,8
	Proinfa	19	19	10	-	-	-	147,8	jun-04	472,4	454,8
	1º Leilão de Reserva	2	-	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	8	-	-	-	-	-	-	-	369,5	356,0
	2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	363,4	350,1
	2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	245,6	222,8
	2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	307,8	279,4
	8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	471,4	427,8
	7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	489,8	444,5
	2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	246,0	223,2
	2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	209,2	189,9
	2024-EE-2025-2	17	17	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	206,3	196,8
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	239,6	228,6
+	Vendas Bilaterais	2.888	2.640	2.137	1.640	868	690				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.737**	**4.479**	**3.950**	**3.443**	**2.671**	**2.493**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**	**521**				
	Saldo (A - B)	**120**	**345**	**748**	**1.243**	**1.909**	**1.983**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]:	223,0	222,5	228,2							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	161,5	156,3	166,0							

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).

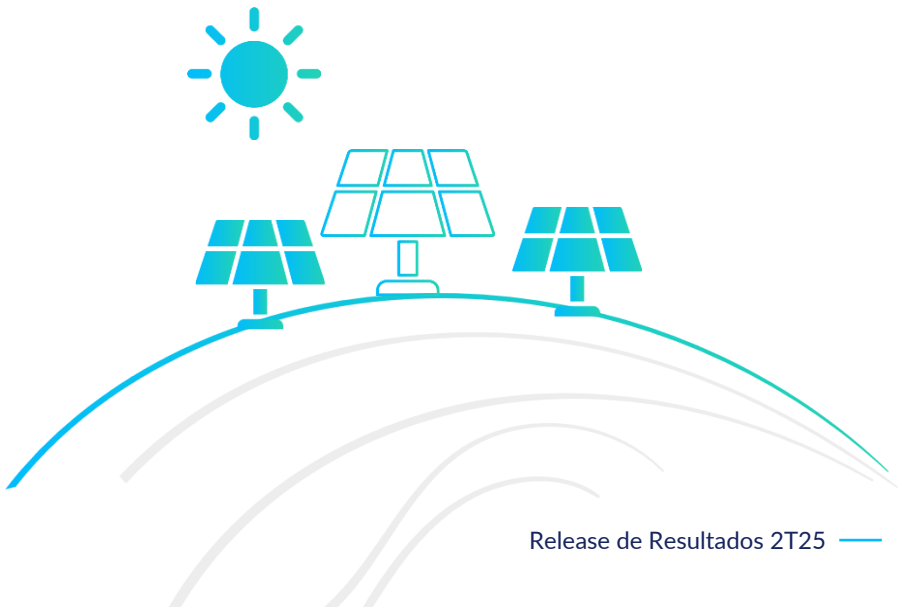
4 Preço de aquisição líquido, considerando operações de trading e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

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 – 2T25 X 2T24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
2T25					
Receita operacional líquida	2.280	740	66	-	3.086
Custos operacionais	(1.110)	(482)	(66)	-	(1.658)
Lucro bruto	**1.170**	**258**	**-**	**-**	**1.428**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(131)	(6)	(2)	-	(139)
Outras receitas operacionais, líquidas	8	40	-	-	48
Alienação de subsidiária	5	-	-	-	5
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	199	199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.052**	**292**	**(2)**	**199**	**1.541**
2T24					
Receita operacional líquida	2.452	296	54	-	2.802
Custos operacionais	(985)	(65)	(59)	-	(1.109)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.467**	**231**	**(5)**	**-**	**1.693**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(112)	(8)	(2)	-	(122)
Outras despesas operacionais, líquidas	(37)	-	-	-	(37)
Reversão de *Impairment*	31	-	-	-	31
Alienação de subsidiária	(9)	-	-	-	(9)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(13)	(13)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	152	152
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.340**	**223**	**(7)**	**139**	**1.695**
Variação					
Receita operacional líquida	(172)	444	12	-	284
Custos operacionais	(125)	(417)	(7)	-	(549)
Lucro bruto	**(297)**	**27**	**5**	**-**	**(265)**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(19)	2	-	-	(17)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	45	40	-	-	85
Reversão de *Impairment*	(31)	-	-	-	(31)
Alienação de subsidiária	14	-	-	-	14
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	13	13
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	47	47
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**(288)**	**69**	**5**	**60**	**(154)**

[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 – 2T25 X 2T24 | R$ milhões

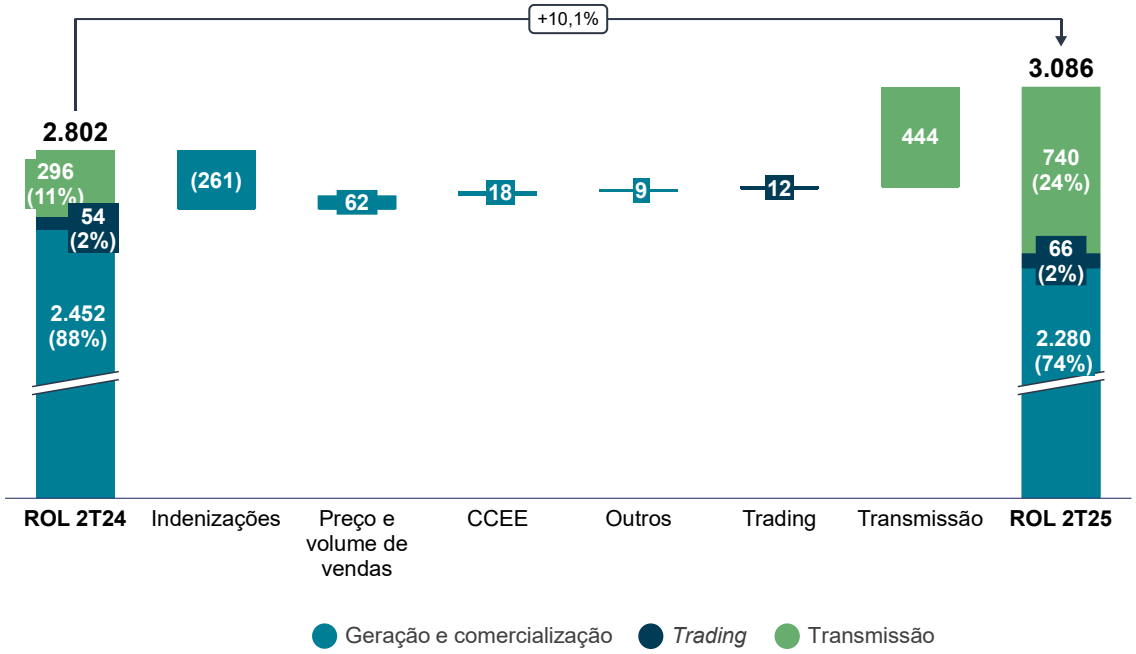
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T25				
Ambiente de contratação regulado[1]	1.022	-	-	1.022
Ambiente de contratação livre[2]	994	-	-	994
Receita de construção	-	455	-	455
Remuneração dos ativos de concessão	122	255	-	377
Transações de energia no mercado de curto prazo	89	-	-	89
Receita de serviços prestados	38	30	-	68
Operações de *trading* de energia	-	-	66	66
Indenizações	1	-	-	1
Outras receitas	14	-	-	14
Receita operacional líquida	**2.280**	**740**	**66**	**3.086**
2T24				
Ambiente de Contratação Regulado	1.017	-	-	1.017
Ambiente de Contratação Livre	937	-	-	937
Receita de construção	-	55	-	55
Remuneração dos ativos de concessão	121	221	-	342
Receita de serviços prestados	37	20	-	57
Transações de energia no mercado de curto prazo	71	-	1	72
Operações de *trading* de energia	-	-	53	53
Indenizações	262	-	-	262
Outras receitas	7	-	-	7
Receita operacional líquida	**2.452**	**296**	**54**	**2.802**
Variação				
Ambiente de Contratação Regulado	5	-	-	5
Ambiente de Contratação Livre	57	-	-	57
Receita de construção	-	400	-	400
Remuneração dos ativos de concessão	1	34	-	35
Receita de serviços prestados	1	10	-	11
Transações de energia no mercado de curto prazo	18	-	(1)	17
Operações de *trading* de energia	-	-	13	13
Indenizações	(261)	-	-	(261)
Outras receitas	7	-	-	7
Receita operacional líquida	**(172)**	**444**	**12**	**284**

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

No 2T25, a receita operacional líquida aumentou 10,1% (R$ 284 milhões) quando comparada ao 2T24, passando de R$ 2.802 milhões para **R$ 3.086 milhões**.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 444 milhões (150,0%), 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) decréscimo de R$ 172 milhões (7,0%) na receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia do portfólio, essencialmente pelo reconhecimento de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho no 2T24; e (iii) elevação de R$ 12 milhões (22,2%) no segmento de *trading*. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em itens específicos.

| Receita Operacional Líquida por Segmento | R$ milhões



Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

Geração e Venda de Energia do Portfólio

| Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R$ 217,01/MWh no 2T25. Esse valor foi 1,6% inferior** ao do 2T24, que foi de R$ 220,57/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$ 225,73/MWh no 2T24, **para R$ 225,14/MWh no 2T25, redução de 0,3%.**

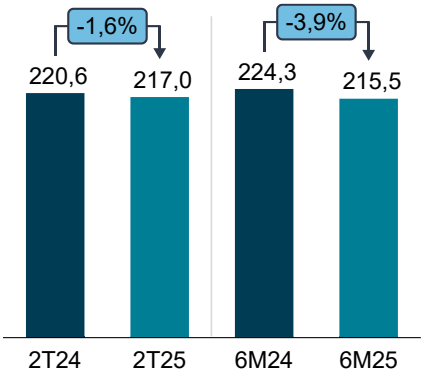
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços 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 2T25, devido ao baixo nível de descontratação do nosso portfólio; (ii) pelo acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados; e parcialmente atenuada pela (iii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.864 GWh (4.058 MW médios) no 2T24, para **9.290 GWh (4.254 MW médios) no 2T25**, um acréscimo de 426 GWh (196 MW médios), ou 4,8%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, 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 semestre de 2025, respectivamente, e atenuado pelo decréscimo do volume de venda às distribuidoras, devido a estratégia de sazonalização.

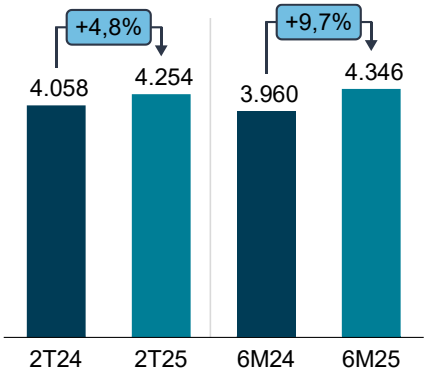
As variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 62 milhões no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

| 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$ 1.022 milhões no 2T25, R$ 5 milhões (0,5%) superior aos R$ 1.017 milhões auferidos no 2T24. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 18 milhões com o acréscimo de 1,8% no preço médio líquido de vendas; e (ii) redução de R$ 13 milhões em razão do decréscimo de 45 GWh (20 MW médios) na quantidade vendida.

A redução no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, da sazonalização das vendas. O aumento do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres em análise, foi motivado, principalmente, (i) pela atualização monetária dos preços de venda de contratos existentes, nos períodos em comparação; e atenuado pelo (ii) acréscimo dos ressarcimentos anteriormente citados.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 4,6% entre os trimestres.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 57 milhões (6,1%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 937 milhões no 2T24 para **R$ 994 milhões no 2T25**. A variação resulta do aumento de 471 GWh (216 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 80 milhões), atenuada pelo decréscimo de 2,6% no preço médio líquido de vendas (R$ 23 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 2T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 89 milhões**, enquanto no 2T24 foi de R$ 71 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 18 milhões (25,4%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

| Indenizações

No 2T24, a receita auferida é oriunda de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra, no montante de **R$ 262 milhões**. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

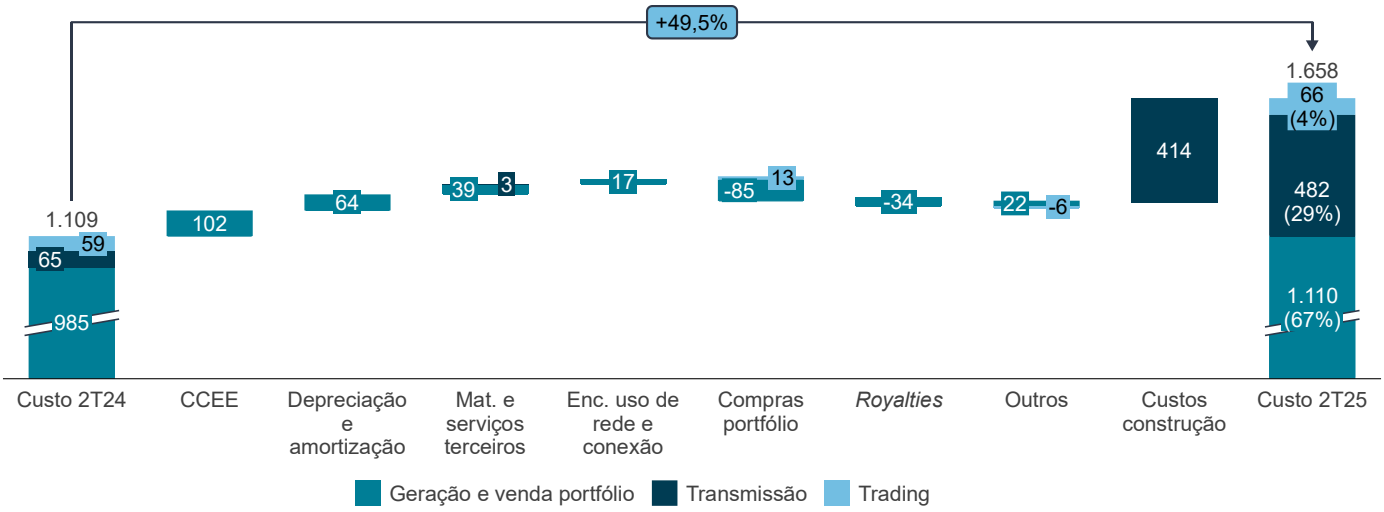
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 2T25 x 2T24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
2T25				
Custos de construção	-	462	-	462
Depreciação e amortização	315	4	-	319
Compras de energia	205	-	64	269
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	194	-	-	194
Materiais e serviços de terceiros	133	11	-	144
Transações de energia no mercado de curto prazo	117	-	-	117
Pessoal	66	5	-	71
Seguros	36	1	-	37
Royalties	17	-	-	17
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	2	2
Outros custos operacionais, líquidos	27	(1)	-	26
Custos operacionais	**1.110**	**482**	**66**	**1.658**
2T24				
Custos de construção	-	48	-	48
Depreciação e amortização	251	4	-	255
Compras de energia	290	-	51	341
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	177	-	-	177
Materiais e serviços de terceiros	94	8	-	102
Transações no mercado de curto prazo	15	-	-	15
Pessoal	63	3	-	66
Seguros	29	-	-	29
Royalties	51	-	-	51
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	8	8
Outros custos operacionais, líquidos	15	2	-	17
Custos operacionais	**985**	**65**	**59**	**1.109**
Variação				
Custos de construção	-	414	-	414
Depreciação e amortização	64	-	-	64
Compras de energia	(85)	-	13	(72)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	17	-	-	17
Materiais e serviços de terceiros	39	3	-	42
Transações no mercado de curto prazo	102	-	-	102
Pessoal	3	2	-	5
Seguros	7	1	-	8
Royalties	(34)	-	-	(34)
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(6)	(6)
Outros custos operacionais, líquidos	12	(3)	-	9
Custos operacionais	**125**	**417**	**7**	**549**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 549 milhões (49,5%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.109 milhões no 2T24 para **R$ 1.658 milhões no 2T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 417 milhões (641,5%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) elevação de R$ 125 milhões (12,7%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) aumento de R$ 7 milhões (11,9%) 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$ 64 milhões (25,5%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) 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; (ii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; e (iii) do início da amortização do direito de uso dos ativos intangíveis oriundos da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos").
- **Compras de energia:** entre o 2T24 e o 2T25 houve redução de R$ 85 milhões (29,3%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação do decréscimo de 374 GWh (171 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 58 milhões) e redução de 11,1% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 27 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.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 17 milhões (9,6%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; e (ii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 39 milhões (41,5%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá, Santo Agostinho e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.
- **Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R$ 102 milhões (680,0%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** diminuição de R$ 34 milhões (66,7%) em decorrência, basicamente, da menor geração das usinas hidrelétricas durante o 2T25, quando comparado com o 2T24, suavizada pelo reajuste anual.

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, Asa Branca e Graúna, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. 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$ 258 milhões positivos no 2T25, aumento de R$ 27 milhões (11,7%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R$ 231 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R$ 34 milhões (15,4%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento do saldo nominal devido ao avanço na construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, atenuado pela redução dos índices inflacionários nos trimestres comparados; e (ii) do efeito negativo de R$ 14 milhões (200,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumentos de R$ 400 milhões e R$ 414 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 2T25 foi de R$ 190 milhões, (R$ 191 milhões no 2T24), sendo R$ 160 milhões (R$ 171 milhões no 2T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 30 milhões (R$ 20 milhões no 2T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	2T25	2T24	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	190	191	(1)
Custos operacionais	(16)	(13)	(3)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(6)	(8)	2
Outras receitas operacionais, líquidas	1	-	1
Ebitda regulatório de transmissão	**169**	**170**	**(1)**

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

O resultado bruto entre os trimestres em análise variou positivamente em R$ 5 milhões, motivado pelo aumento de R$ 6 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado, atenuado pelo impacto negativo de R$ 1 milhão nas transações de curto prazo.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

	Geração	*Trading*	Consolidado
2T25			
Receita operacional líquida	89	-	89
Custos operacionais	(117)	-	(117)
Resultado líquido	**(28)**	**-**	**(28)**
2T24			
Receita operacional líquida	71	1	72
Custos operacionais	(15)	-	(15)
Resultado líquido	**56**	**1**	**57**
Variação			
Receita operacional líquida	18	(1)	17
Custos operacionais	(102)	-	(102)
Resultado líquido	**(84)**	**(1)**	**(85)**

No 2T25 e no 2T24, **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$ 28 milhões** e positivos R$ 57 milhões, respectivamente. O montante representa **redução de R$ 85 milhões entre os períodos comparados**, sendo R$ 84 milhões proveniente no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 1 milhão do segmento de *trading* de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 99,1% no 2T24 para 95,3% no 2T25), combinado com o aumento do PLD; (ii) efeito negativo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica inferior ao lastro e consequente aumento do valor a reembolsar aos demais agentes do MRE; e atenuado (iii) pelo aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos. Esses efeitos negativos foram atenuados pela variação positiva nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

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	2T25	2T24	Var. 2T (%)
Sul	224,16	62,85	256,7%
Sudeste/Centro-Oeste	216,49	62,85	244,5%
Nordeste	154,39	62,85	145,6%

Despesas com vendas, gerais e administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 17 milhões (15,2%) entre o 2T25 e o 2T24. As variações nos trimestres analisados decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no montante de R$ 19 milhões, o qual foi impactado, substancialmente, pelo aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os trimestres, combinado com o aumento das despesas de serviços prestados.

Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas

A Companhia reconheceu no 2T25, no segmento de geração, o montante de R$ 5 milhões, referente a acordo entre acionistas da Ibitiúva Bioenergética. No 2T24, no segmento de geração, foi registrado o montante de R$ 31 milhões, referente a baixa de ativos do Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Alienação de participação societária e reversão de *impairment*

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

No 2T24, a Companhia reconheceu R$ 31 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos.

Em 28 de junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. ("Lages"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R$ 9 milhões, no 2T24.

Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto

Durante o 2T24, a Companhia reconheceu o montante de R$ 13 milhões referente aos custos de alienação de participação societária na controlada em conjunto, TAG.

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:

	2T25		2T24	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia[1]**	**100%**	**Participação da Companhia[1]**
Receita operacional líquida	2.365	414	2.169	380
Custos dos serviços prestados	(593)	(104)	(566)	(99)
Lucro bruto	**1.772**	**310**	**1.603**	**281**
Despesas gerais e administrativas	(42)	(7)	(55)	(10)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.730**	**303**	**1.548**	**271**
Resultado financeiro	(328)	(58)	(424)	(74)
Lucro antes dos impostos	**1.402**	**245**	**1.124**	**197**
Imposto de renda e contribuição social	(265)	(46)	(252)	(45)
Lucro líquido da TAG	**1.137**	**199**	**872**	**152**

[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:

	2T25		2T24	
Ebitda (em R$ milhões)	**100%**	**Participação da Companhia**	**100%**	**Participação da Companhia**
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.730**	**303**	**1.548**	**271**
Depreciação e amortização	187	33	166	29
Amortização da mais valia	150	26	148	26
Ebitda[1]	**2.067**	**362**	**1.862**	**326**
Margem Ebitda	**87,4%**		**85,8%**	

[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 2T24 e o 2T25, o resultado de equivalência patrimonial aumentou R$ 47 milhões (30,9%), passando de R$ 152 milhões para R$ 199 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do aumento do lucro líquido da TAG.

Em relação ao aumento do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) do aumento do Ebitda devido, principalmente, (i.i) à atualização monetária das tarifas de transporte, em decorrência da variação positiva do IPCA, IGPM e dólar; (i.ii) ao início da operação do Sistema de Conexão Sergipe; e atenuada (i.iii) pela redução da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; (ii) da redução da despesa financeira líquida, oriunda, substancialmente, (ii.i) do ajuste a valor presente referente ao refinanciamento da 1° emissão de debêntures; e suavizada (ii.ii) pela valorização do dólar, com consequente aumento do saldo da dívida no exterior; e atenuada (iii) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados.

| Balanço Patrimonial

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024 eram estes:

Balanço Patrimonial	30/06/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	**2.665**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	459	2.325
Contas a receber de clientes	1.943	1.830
Outros ativos circulantes	263	288
Ativo não circulante	**28.629**	**28.955**
Depósitos vinculados	399	326
Outros ativos não circulantes	160	155
Imobilizado	25.317	25.727
Intangível	2.753	2.747
Total	**31.294**	**33.398**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**2.941**	**4.377**
Instrumentos de dívida	2.106	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	32	7
Outros passivos circulantes	803	938
Passivo não circulante	**22.151**	**22.409**
Instrumentos de dívida	15.285	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	257	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.884	5.204
Outros passivos não circulantes	725	709
Patrimônio líquido	**6.202**	**6.612**
Total	**31.294**	**33.398**



Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 2T25 x 2T24 | R$ milhões

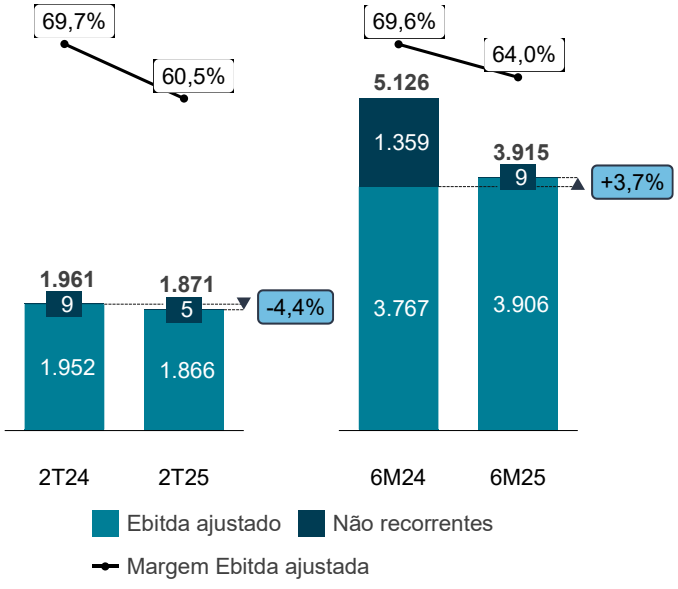
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
2T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.052	292	(2)	199	1.541
Depreciação e amortização	326	4	-	-	330
Ebitda[1]	**1.378**	**296**	**(2)**	**199**	**1.871**
Alienação de subsidiária	(5)	-	-	-	(5)
Ebitda ajustado	**1.373**	**296**	**(2)**	**199**	**1.866**
Margem Ebitda ajustada	**60,2%**	**40,0%**	**(3,0%)**	**-**	**60,5%**
2T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.340	223	(7)	139	1.695
Depreciação e amortização	262	4	-	-	266
Ebitda	**1.602**	**227**	**(7)**	**139**	**1.961**
Reversão de *impairment*	(31)	-	-	-	(31)
Alienação de subsidiária	9	-	-	-	9
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	13	13
Ebitda ajustado	**1.580**	**227**	**(7)**	**152**	**1.952**
Margem Ebitda ajustada	**64,4%**	**76,7%**	**(13,0%)**	**-**	**69,7%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(288)	69	5	60	(154)
Depreciação e amortização	64	-	-	-	64
Ebitda	**(224)**	**69**	**5**	**60**	**(90)**
Reversão de *impairment*	31	-	-	-	31
Alienação de subsidiária	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(13)	(13)
Ebitda ajustado	**(207)**	**69**	**5**	**47**	**(86)**
Margem Ebitda ajustada	**(4,2 p.p.)**	**(36,7 p.p.)**	**10,0 p.p.**	**-**	**(9,2 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 2T25 e o 2T24, o **Ebitda ajustado reduziu** R$ 86 milhões (4,4%), passando de R$ 1.952 milhões no 2T24 para **R$ 1.866 milhões no 2T25**. A variação foi consequência do **efeito negativo** de R$ 207 milhões (13,1%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia. Atenuado pela combinação dos seguintes **efeitos positivos:** (i) R$ 69 milhões (30,4%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (ii) R$ 47 milhões (30,9%) decorrentes de maior resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (iii) R$ 5 milhões (71,4%) 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 negativos**, foram: (i) redução de R$ 261 milhões nas receitas com indenizações; (ii) R$ 84 milhões de impacto negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) aumento de R$ 39 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (iv) R$ 4 milhões relativos aos demais custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos positivos**: (i) redução de R$ 85 milhões nas compras de energia; (ii) R$ 62 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; e (iii) diminuição de R$ 34 milhões de *Royalties* em decorrência da menor geração das usinas hidrelétricas no 2T25 em comparação a 2T24.

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



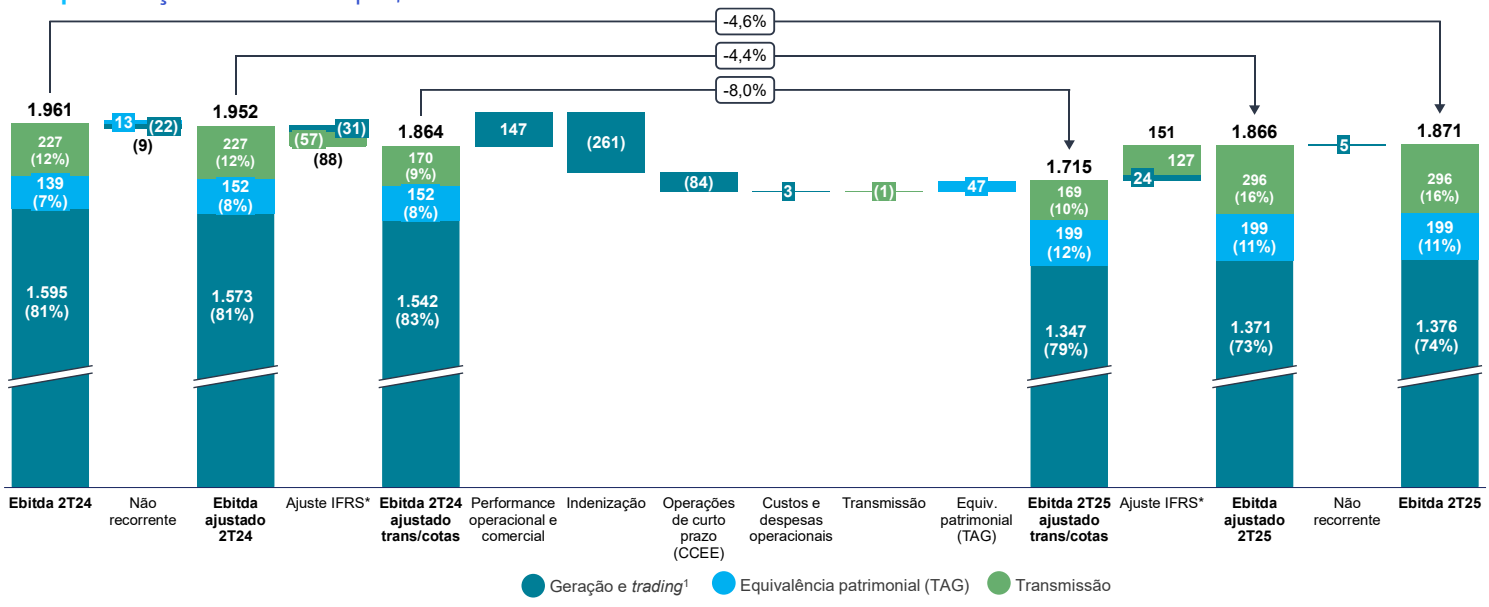
[1] Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + efeitos não recorrentes.

Adicionalmente, no 2T25, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 39 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAPs futuras; (ii) R$ 34 milhões de aumento na remuneração dos ativos de concessão; (iii) R$ 14 milhões de decréscimo na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção; (iv) elevação de R$ 7 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (v) redução de R$ 3 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas e outras receitas e despesas operacionais.

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)	2T25	2T24	Var. (%)	6M25	6M24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	567	871	(34,9)	1.394	2.555	(45,4)
(+) Imposto de renda e contribuição social	168	307	(45,3)	438	1.018	(57,0)
(+) Resultado financeiro	806	517	55,9	1.430	1.042	37,2
(+) Depreciação e amortização	330	266	24,1	653	511	27,8
Ebitda	**1.871**	**1.961**	**(4,6)**	**3.915**	**5.126**	**(23,6)**
Efeitos não recorrentes						
(+) Reversão de *impairment*	-	(31)	(100,0)	-	(31)	(100,0)
(+) Alienação de subsidiária	(5)	9	(155,6)	(9)	9	(200,0)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	13	100,0	-	(1.337)	(100,0)
Ebitda ajustado	**1.866**	**1.952**	**(4,4)**	**3.906**	**3.767**	**3,7**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(296)	(227)	30,4	(644)	(478)	34,7
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	169	170	(0,6)	340	324	4,9
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(190)	(191)	(0,5)	(420)	(394)	6,6
Ebitda regulatório cotistas	166	160	3,8	341	325	4,9
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.715**	**1.864**	**(8,0)**	**3.523**	**3.544**	**(0,6)**

| Evolução do Ebitda | R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	2T25	2T24	Var. (R$)	6M25	6M24	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	182	119	63	297	310	(13)
Outras receitas financeiras	31	25	6	59	46	13
Total receitas financeiras	**213**	**144**	**69**	**356**	**356**	**-**
Dívida:						
Juros	(383)	(245)	(138)	(671)	(508)	(163)
Atualização monetária	(284)	(182)	(102)	(575)	(425)	(150)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(214)	(49)	(165)	(190)	(103)	(87)
Total despesas financeiras	**(881)**	**(476)**	**(405)**	**(1.436)**	**(1.036)**	**(400)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(16)	(62)	46	(107)	(115)	8
Atualização a valor presente	(122)	(123)	1	(243)	(247)	4
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(138)**	**(185)**	**47**	**(350)**	**(362)**	**12**
Resultado financeiro	**(806)**	**(517)**	**(289)**	**(1.430)**	**(1.042)**	**(388)**

Receitas financeiras: no 2T25, as receitas financeiras atingiram R$ 213 milhões, R$ 69 milhões ou 47,9% acima dos R$ 144 milhões auferidos no 2T24, substancialmente, pelo aumento de R$ 63 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo crescimento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T25 foram de R$ 881 milhões, isto é, R$ 405 milhões ou 85,1% acima das registradas no 2T24, que foram de R$ 476 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes (i) da variação negativa de R$ 167 milhões no ajuste a valor de mercado dos instrumentos de dívidas, líquido de *hedge*, registrados na rubrica de outras despesas financeiras, líquidas; e (ii) pelo aumento de R$ 240 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude dos acréscimos de (ii.i) R$ 102 milhões relativos à atualização monetária devido ao 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$ 138 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$ 86 milhões (45,6%) 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 reduziram em R$ 47 milhões (25,4%), atingindo R$ 138 milhões no 2T25 em contrapartida aos R$ 185 milhões no 2T24, em virtude, principalmente, do decréscimo de R$ 46 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 2T25 foi R$ 168 milhões**, variação de R$ 139 milhões (45,3%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R$ 307 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do resultado antes dos tributos sobre o lucro. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes da reversão de *impairment*, da alienação de subsidiária e da alienação de participação societária em controlada em conjunto, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 148 milhões (47,1%), entre os trimestres analisados.

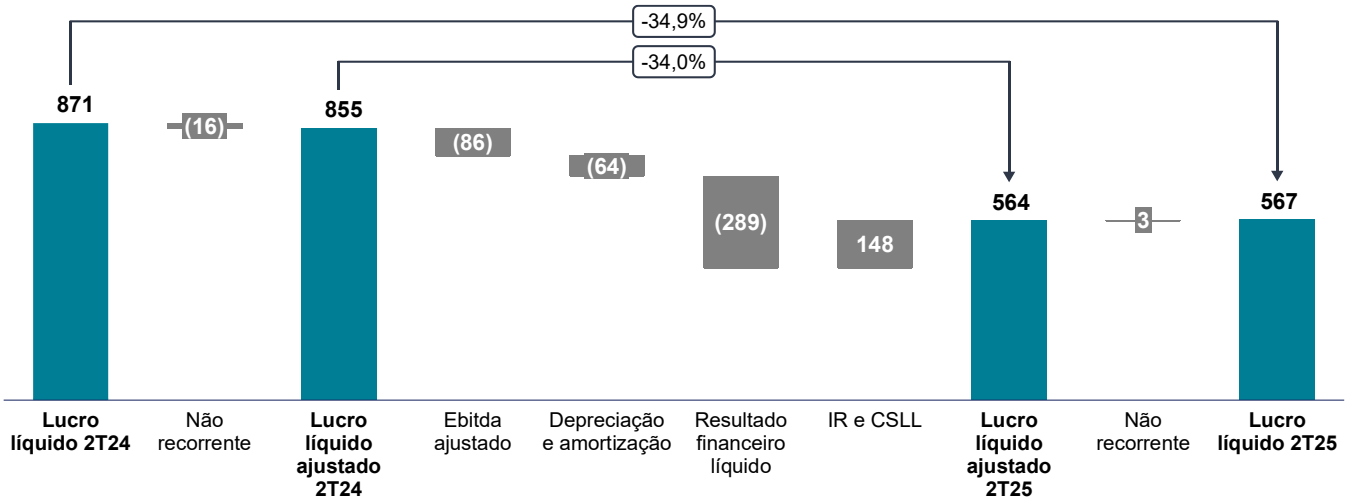

UHE Jaguara (MG)

Lucro Líquido Ajustado

O lucro líquido ajustado do 2T25 foi de R$ 564 milhões, R$ 291 milhões ou 34,0% menor do que os R$ 855 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) efeito negativo de R$ 289 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) redução de R$ 86 milhões no Ebitda ajustado; (iii) aumento de R$ 64 milhões da depreciação e amortização; e parcialmente atenuado pela (iv) redução de R$ 148 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes.

Considerando os efeitos não recorrentes, da reversão de *impairment*, da alienação de subsidiária e da alienação de participação societária em controlada em conjunto, o lucro líquido do 2T25 foi de R$ 567 milhões, R$ 304 milhões ou 34,9% menor do que os R$ 871 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior.

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

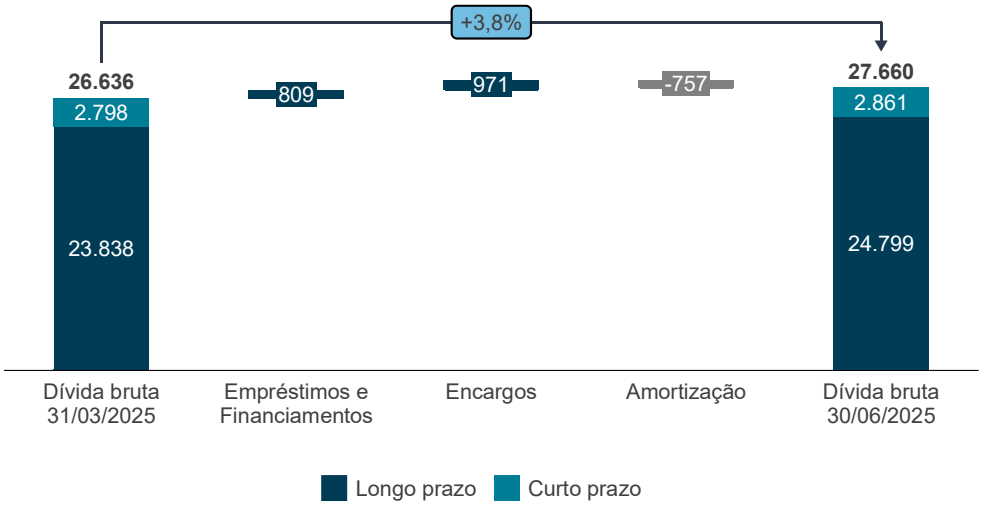


Endividamento

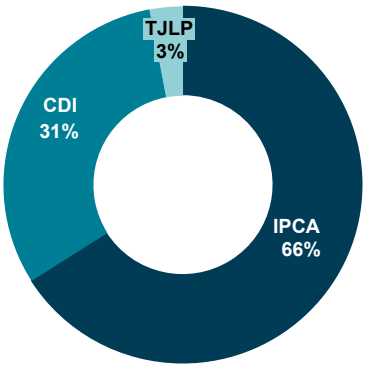
Em 30 de junho de 2025, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 27.660 milhões — aumento de 3,8%** (R$ 1.023 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2025. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 2T25 era de **7,0 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 2T25: (i) R$ 809 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos; (ii) geração de R$ 971 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R$ 757 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

| Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



| Composição da Dívida



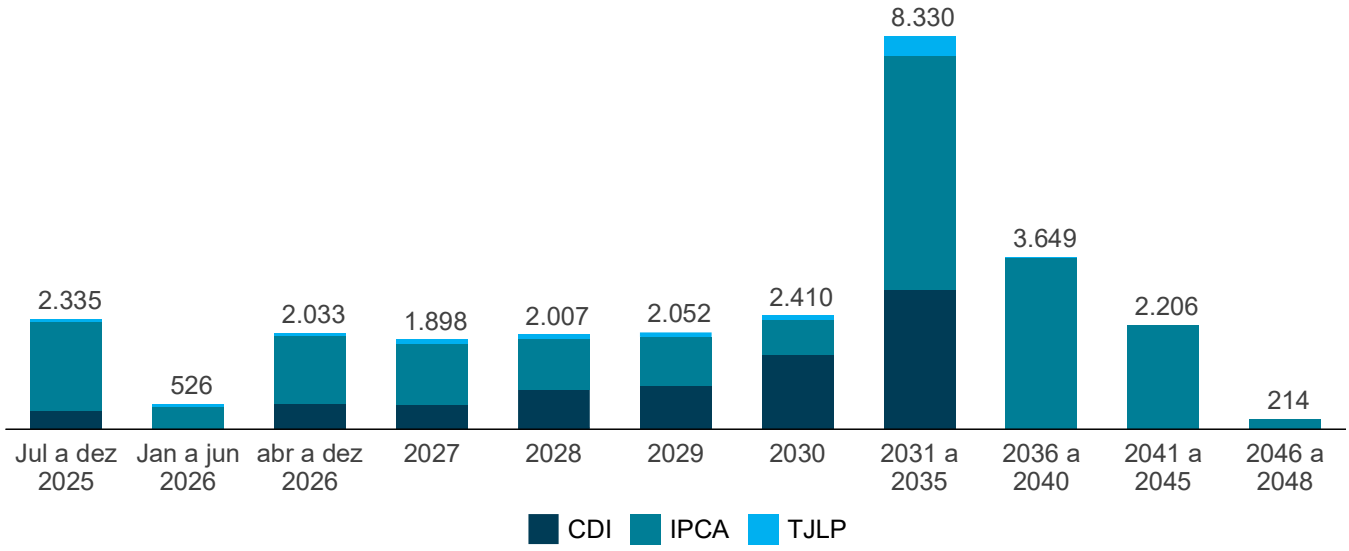
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T25 foi 11,8% — equivalente a IPCA + 6,1% — 0,2 p.p. acima do registrado no fim do 1T25 (11,6% — equivalente a IPCA + 5,8%).

Em 30 de junho 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$ 21.561 milhões, aumento de 4,3%** em relação ao registrado no 1T25.

| Dívida Líquida

(em R$ milhões)	30/06/2025	31/03/2025	Var. %
Dívida bruta	27.584	26.345	4,7
Resultado de operações de *hedge*	76	292	(74,0)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(438)	(390)	12,5
Caixa e equivalentes de caixa	(5.660)	(5.575)	1,5
Dívida líquida total	**21.561**	**20.672**	**4,3**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**2,9X**	**2,7X**	

| Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



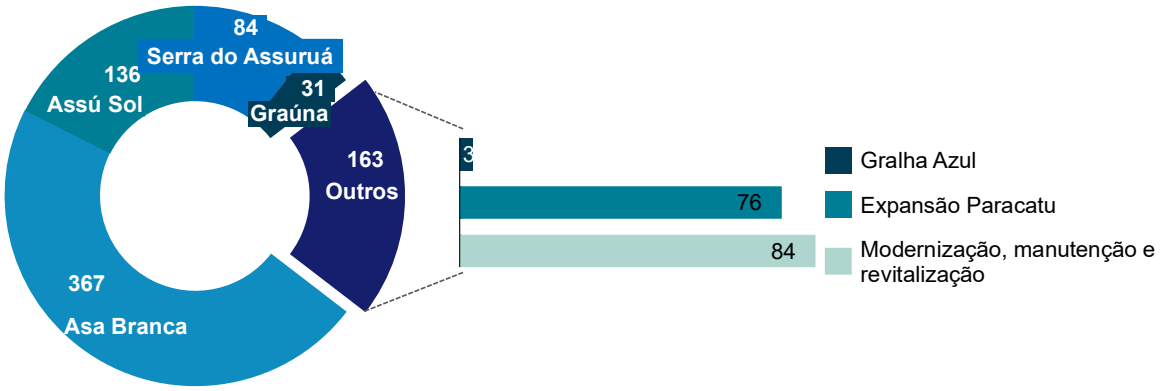
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T25 foram de R$ 781 milhões, dos quais: (i) R$ 621 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (i.i) R$ 367 milhões concentrados na Asa Branca Transmissora de Energia; (i.ii) R$ 136 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (i.iii) R$ 84 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (i.iv) R$ 31 milhões na Graúna Transmissora de Energia; (i.v) R$ 3 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia; (ii) R$ 76 milhões na recuperação e expansão do Conjunto Fotovoltaico Paracatu; (iii) R$ 68 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 16 milhões para projetos de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Osório, Jaguara e Ponte de Pedra.

Modernização da UHE Jaguara



| Investimentos | R$ milhões



Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2025, o crédito de **dividendos intercalares** com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2025, no valor de **R$ 719,2 milhões (R$ 0,88143194897 por ação)**, representando um *payout* de 55% do lucro líquido distribuível.

As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2025. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria-Executiva e a comunicação se dará por meio de Aviso aos Acionistas.

Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

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

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 30 de junho de 2025, das 129 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 69,5% 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 três pilares - Gestão, Mitigação e Adaptação -, dele derivam as **metas e compromissos da Companhia no Brasil, com destaque para**:

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

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade é um órgão subordinado ao Conselho de Administração composto por 4 executivos: Diretoria Financeira e de Relações com Investidores; Diretoria de Recursos Humanos; Diretoria de Regulação, Estratégia e Comunicação; e Diretoria de Sustentabilidade - esta atuando também na coordenação do Comitê. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- Assessorar o Conselho de Administração e subsidiar sua tomada de decisão nos assuntos relacionados à sustentabilidade;
- Propor alterações e melhorias sobre a Política de Gestão Sustentável e demais políticas e diretrizes relacionadas, bem como sugerir ações de mitigação de riscos socioambientais;
- Propor programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos, colaborando para a atuação da Companhia como disseminadora do desenvolvimento sustentável;
- Propor alterações e melhorias sobre a Política de Gestão Sustentável e demais políticas e diretrizes da ENGIE Brasil Energia diretamente relacionadas à sustentabilidade; e
- 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.

Destaques do Trimestre



- A ENGIE Brasil Energia obteve mais uma vez a nota máxima no **CDP - *Climate Supplier Engagement Assessment***. A posição de destaque no CDP foi alcançada devido às iniciativas da Companhia que envolvem a cadeia de suprimentos com relação a mudanças climáticas. O Programa de Descarbonização de Fornecedores, por exemplo, tem como objetivo engajar fornecedores no tema das mudanças climáticas e no desenvolvimento de uma trajetória focada na redução de emissões. A Companhia incentiva e apoia a sua cadeia de valor a inventariar suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e a definir metas e compromissos de descarbonização baseadas na ciência.
- A Companhia é uma das vencedoras do **Prêmio ESG**, promovido com a finalidade de reconhecer e divulgar as melhores práticas de ESG do país, tornando os *cases* vencedores um modelo para o mercado. A Companhia foi premiada com o programa **Mulheres do Nosso Bairro**, iniciativa voltada ao empreendedorismo feminino, na categoria Social - Equidade de Gênero e Empoderamento Feminino. A cerimônia de premiação foi realizada durante o Congresso de ESG, em São Paulo. O Mulheres do Nosso Bairro foi lançado pela ENGIE em 2020 e contempla mulheres que tenham projetos nos municípios do entorno dos ativos ou dos projetos de implantação da Companhia e parceiros, em diferentes estados do país.
- A ENGIE Brasil Energia venceu duas categorias do **31º Prêmio Expressão de Ecologia**, tradicional premiação do setor, criada em 1993 pela Editora Expressão. O objetivo é divulgar as principais ações de sustentabilidade e incentivar a replicabilidade dessas iniciativas. Na categoria Gestão Ambiental, a ENGIE Brasil Energia foi premiada no setor de energia com o projeto **"Jornada pelo clima: Programa de Descarbonização de Fornecedores"**. E na categoria Reciclagem, venceu no setor de energia com o projeto **"Economia circular no setor elétrico: reciclagem inovadora de painéis fotovoltaicos".**
- A Companhia e a startup Solar Bot uniram forças para desenvolver um **robô autônomo que realiza a limpeza a seco de painéis solares** sem a necessidade de intervenção humana. Serão investidos R$ 3,5 milhões no projeto que teve início neste ano e tem previsão de término em outubro de 2026. O projeto surge como resposta ao desafio do acúmulo de sujeira nos painéis solares, que pode reduzir a geração de energia em até 15%, segundo estudos internos. Além de aumentar a performance operacional e reduzir custos de manutenção, a iniciativa contribui para a preservação dos recursos hídricos e minimiza o risco de danos estruturais aos módulos fotovoltaicos.
- Ainda na mesma temática, a Companhia lançou, no trimestre, o **desafio InovaSolar**, uma chamada pública para financiamento de projetos de **inovação com foco em soluções para usinas solares.** A chamada recebeu 141 inscrições, com representantes de 16 estados brasileiros, que estão passando pela fase de avaliação e classificação. As iniciativas selecionadas farão parte de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I Aneel), gerenciado pela ENGIE Brasil Energia, com duração máxima de 18 meses.

- A ENGIE promoveu no trimestre uma série de importantes ações preventivas de **segurança em suas barragens**, desta vez envolvendo as Usinas Hidrelétricas de Miranda (MG), Jaguara (SP), São Salvador (TO) e Ponte de Pedra (MT). Trata-se dos **simulados de evacuação comunitária em caso de incidente com a barragem.** O objetivo principal foi orientar a população local sobre os procedimentos a serem adotados em caso de emergência na barragem, fortalecendo a cultura de segurança e a confiança da comunidade nas operações do ativo. Tais simulados estão ocorrendo gradualmente em todas as usinas hidrelétricas da Companhia.
- Em uma operação inédita no mercado de capitais brasileiro, a ENGIE Brasil Energia realizou o **pagamento de parte das comissões do Banco BV**, um dos cinco coordenadores da 14ª emissão de debêntures simples da Companhia, **utilizando créditos de carbono.** A emissão totalizou R$ 2 bilhões, sendo que o Banco BV coordenou uma fatia de R$ 375 milhões. Como contrapartida pelos serviços de coordenação, estruturação e garantia firme, o banco foi remunerado com créditos de carbono, numa movimentação que consolida o alinhamento da ENGIE com práticas sustentáveis e inovadoras, ao mesmo tempo em que estimula o ecossistema financeiro a adotar medidas cada vez mais verdes.
- Comprometida com um futuro mais sustentável, a **ENGIE Brasil Energia foi reconhecida como uma das empresas mais bem preparadas para lidar com o risco climático,** segundo estudo divulgado pela XP Investimentos no último dia 5 de junho, em celebração ao Dia Mundial do Meio Ambiente. O relatório avaliou o desempenho de 147 empresas brasileiras com base em critérios ambientais, sociais e de governança (ESG), e destacou apenas nove como as mais estrategicamente posicionadas para capturar os benefícios da transição energética. A ENGIE está entre elas.



Simulados de evacuação comunitária

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 2T25 e 2T24.

| Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T25	Desempenho 2T24	Variação	Desempenho 6M25	Desempenho 6M24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e/MWh$	0,0023	0,0027	-16,8%	0,0027	0,0020	36,7%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	6,5	12,1	-46,3%	9,0	9,6	-6,3%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	19.953,8	34.018,1	-41,3%	54.765,4	51.958,9	5,4%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,037	0,040	-8,4%	0,018	0,019	-3,7%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	26.417	38.072	-30,6%	40.047	54.319	-26,3%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,207	0,000	0,21 p.p.	0,321	0,219	0,10 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,00	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,235	0,000	0,24 p.p.	0,366	0,25	0,12 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	19,2%	21,7%	-2,5 p.p.	99,4%	69,7%	29,7 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,1%	1,7%	0,4 p.p.	3,2%	3,2%	0,0 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,3%	0,5%	0,8 p.p.	1,7%	1,3%	0,4 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	3.976.751	5.943.209	-33,1%	5.000.751	6.096.709	-18,0%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.183.310	2.059.352	-42,5%	2.687.139	3.133.759	-14,3%
G	Investimento em Inovação	R$	14.471.965	12.607.612	14,8%	27.204.107	28.860.743	-5,7%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.215	1.160	4,7%	1.215	1.160	4,7%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	84,4%	86,5%	-2,0 p.p.	84,4%	86,5%	-2,0 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	32,0%	31,0%	1,0 p.p.	32,0%	31,0%	1,0 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	30,6%	30,1%	0,6 p.p.	30,6%	30,1%	0,6 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	5,1%	5,3%	-0,2 p.p.	5,1%	5,3%	-0,2 p.p.

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. 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

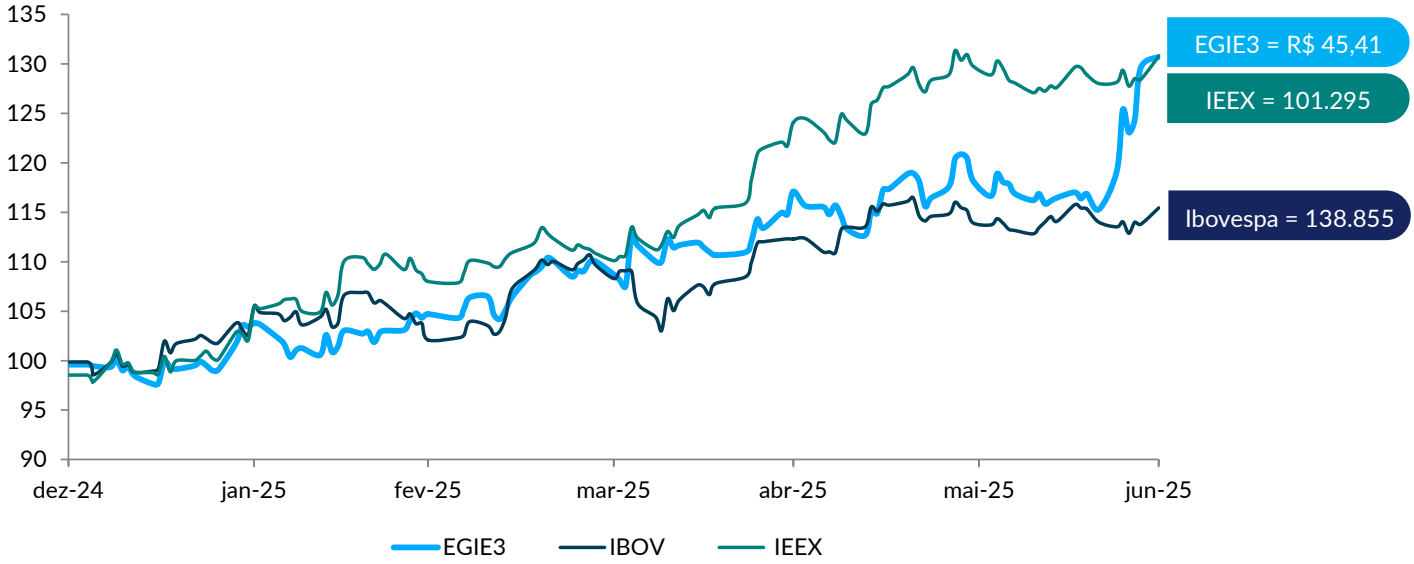
Dando continuidade à sequência de ganhos iniciada no primeiro trimestre de 2025, o Ibovespa, principal índice da bolsa de valores brasileira, apresentou desempenho positivo de 6,6% no segundo trimestre. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pela entrada de investidores estrangeiros no Brasil. A melhora no cenário externo, com expectativas mais claras em relação a política fiscal dos Estados Unidos e trégua em conflitos geopolíticos, desvalorizou o dólar frente ao real e atraiu investidores para a bolsa. Despenhos positivos foram apresentados também pelas principais bolsas de valores ao redor do mundo.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 20,2% no 2T25. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 18,8% e 6,6%, respectivamente, sendo que o Ibovespa fechou o trimestre em aproximadamente 139 mil pontos.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 63,5 milhões no 2T25, 24,9% abaixo do registrado no 2T24, quando atingiu R$ 84,5 milhões.

No último pregão de junho de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 45,41/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 37,1 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)	30/06/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	**8.824.865**	**7.198.390**
Caixa e equivalentes de caixa	5.660.413	3.958.758
Contas a receber de clientes	1.040.849	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	484.703	490.704
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	502	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	106.613	34.844
Depósitos vinculados	46.328	37.274
Ativo financeiro de concessão	409.648	395.040
Ativo de contrato	710.655	646.028
Outros ativos circulantes	360.577	402.090
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**44.483.785**	**42.913.911**
Realizável a Longo Prazo	**12.570.312**	**11.387.786**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	65.648	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	20.483	7.289
Depósitos vinculados	442.911	360.682
Depósitos judiciais	83.336	72.591
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	37.486	43.234
Ativo financeiro de concessão	3.139.996	3.070.039
Ativo de contrato	8.012.330	7.028.394
Outros ativos não circulantes	768.122	750.252
Investimentos	**1.178.938**	**1.250.625**
Imobilizado	**25.508.734**	**24.857.228**
Intangível	**4.873.481**	**5.088.963**
Direito de uso de arrendamentos	**352.320**	**329.309**
Total	**53.308.650**	**50.112.301**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/06/2025	31/12/2024
Passivo Circulante	**6.220.539**	**7.273.026**
Fornecedores	715.569	1.061.422
Dividendos e juros sobre o capital próprio	745.859	1.595.587
Empréstimos e financiamentos	971.802	911.871
Debêntures	1.833.693	1.698.919
Ações preferênciais resgatáveis	12.738	10.142
Arrendamentos a pagar	44.456	38.459
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	820.757	796.725
Imposto de renda e contribuição social a pagar	165.413	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	109.332	142.120
Obrigações trabalhistas	103.417	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	103.595	29.139
Provisões	5.833	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	36.525	32.284
Outros passivos circulantes	551.550	496.338
Passivo Não Circulante	**33.674.816**	**30.558.877**
Empréstimos e financiamentos	13.696.686	12.931.409
Debêntures	10.590.772	8.105.450
Ações preferênciais resgatáveis	478.014	477.145
Arrendamentos a pagar	348.522	315.538
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.482.344	4.572.379
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	20.202	6.986
Provisões	645.311	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	222.424	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.668.365	2.519.353
Outros passivos não circulantes	522.176	800.211
Patrimônio Líquido	**13.413.295**	**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
Ajustes de avaliação patrimonial	(110.317)	(193.510)
Lucros acumulados	1.307.609	-
Participação de acionista não controlador	1.103.825	1.013.697
Total	**53.308.650**	**50.112.301**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	2T25	2T24	Var. %	6M25	6M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.086.121**	**2.801.463**	**10,2**	**6.099.190**	**5.410.880**	**12,7**
Custos Operacionais	**(1.657.946)**	**(1.109.404)**	**49,4**	**(3.030.267)**	**(2.203.816)**	**37,5**
Compras de energia	(272.212)	(348.841)	-22,0	(457.070)	(723.242)	-36,8
Transações no mercado de energia de curto prazo	(116.547)	(14.958)	679,2	(165.961)	(37.712)	340,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(193.476)	(177.143)	9,2	(383.763)	(348.764)	10,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(17.137)	(50.761)	-66,2	(69.913)	(113.340)	-38,3
Pessoal	(70.701)	(65.504)	7,9	(134.075)	(125.200)	7,1
Materiais e serviços de terceiros	(144.058)	(102.136)	41,0	(262.761)	(197.945)	32,7
Depreciação e amortização	(319.019)	(254.602)	25,3	(630.670)	(489.852)	28,7
Seguros	(36.965)	(29.254)	26,4	(71.334)	(55.076)	29,5
Constituição de provisões operacionais, líquida	(1.672)	16.202	-110,3	(3.405)	21.458	-115,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(461.941)	(48.365)	855,1	(787.359)	(74.426)	957,9
Outros	(24.218)	(34.042)	-28,9	(63.956)	(59.717)	7,1
Lucro Bruto	**1.428.175**	**1.692.059**	**-15,6**	**3.068.923**	**3.207.064**	**-4,3**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(86.738)**	**(149.468)**	**-42,0**	**(171.989)**	**1.093.593**	**-115,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(139.514)	(121.077)	15,2	(239.210)	(230.377)	3,8
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	30.957	-100,0	-	30.957	-100,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	5.256	(22.380)	-123,5	9.569	1.327.550	-99,3
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	47.520	(36.968)	-228,5	57.652	(34.537)	-266,9
Resultado de Participações Societárias	**199.032**	**152.426**	**30,6**	**365.811**	**313.963**	**16,5**
Equivalência patrimonial	199.032	152.426	30,6	365.811	313.963	16,5
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.540.469**	**1.695.017**	**-9,1**	**3.262.745**	**4.614.620**	**-29,3**
Resultado Financeiro	**(806.475)**	**(516.671)**	**56,1**	**(1.429.870)**	**(1.041.670)**	**37,3**
Receitas financeiras	212.703	144.041	47,7	355.987	356.192	-0,1
Despesas financeiras	(881.072)	(475.616)	85,2	(1.435.012)	(1.036.171)	38,5
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(138.106)	(185.096)	-25,4	(350.845)	(361.691)	-3,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**733.994**	**1.178.346**	**-37,7**	**1.832.875**	**3.572.950**	**-48,7**
Imposto de renda	(115.612)	(218.497)	-47,1	(311.510)	(732.688)	-57,5
Contribuição social	(50.926)	(88.912)	-42,7	(127.560)	(284.963)	-55,2
Lucro Líquido do Exercício	**567.456**	**870.937**	**-34,8**	**1.393.805**	**2.555.299**	**-45,5**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	516.281	871.295	-40,7	1.284.984	2.555.389	-49,7
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	51.175	(358)	-14.394,7	108.821	(90)	-121.012,2
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,6328**	**1,0679**	**-40,7**	**1,5749**	**3,1319**	**-49,7**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	6M25	6M24
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.832.875	3.572.950
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(365.811)	(313.963)
Depreciação e amortização	652.294	510.781
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	(30.957)
Juros e variação monetária	1.256.330	937.926
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	350.845	361.691
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.336.730)
Alienação de subsidiária	(9.569)	9.180
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	104.736	31.907
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(271.201)	(255.952)
Remuneração de ativo de contrato	(564.293)	(475.424)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	2.709	13.083
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(810.477)	(82.016)
Perdas por ineficiência na construção	44.554	2.030
Outros	18.087	9.139
Lucro Ajustado	**2.241.079**	**2.953.645**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	134.632	109.567
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(17.313)	(69.889)
Depósitos vinculados e judiciais	(15.663)	19.656
Ativo financeiro de concessão	186.636	180.514
Ativo de contrato	320.509	330.223
Outros ativos	92.503	(9.507)
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(94.654)	(57.285)
Obrigações fiscais e regulatórias	(38.352)	(27.591)
Obrigações trabalhistas	(27.571)	(18.823)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(23.403)	(22.333)
Outros passivos	888	13.932
Caixa Gerado pelas Operações	**2.759.291**	**3.402.109**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(705.462)	(498.244)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(423.641)	(723.777)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**1.630.188**	**2.180.088**
Atividades de Investimento	**(964.590)**	**(2.366.968)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	360.687	517.500
Aquisição de subsidiárias	16.320	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	-	271.494
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.167.741)	(3.096.437)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	2.780.265
Redução de capital em controladas	234.313	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(489)	(84.904)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	4.313	25.795
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	-	(19.873)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(416.848)	(399.518)
Outros	4.855	(244)
Atividades de Financiamento	**1.036.057**	**(857.745)**
Ingresso de instrumentos de dívida	2.765.119	253.652
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(468.489)	(1.081.700)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.203.092)	-
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(57.481)	(8.346)
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.701.655**	**(1.044.625)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.958.758	5.255.767
Saldo final	5.660.413	4.211.142
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**1.701.655**	**(1.044.625)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos adicionais	365.071	722.994
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	360.687	192.500
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	4.290	8.207
ICMS sobre venda de energia elétrica	2.319	9.632
Crédito de imposto de renda e contribuição social	12.577	(8.514)
Fornecedores de imobilizado e intangível	(260.771)	235.158
Provisão de custo de alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	13.200
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	(48.971)	-
Provisões para desmobilização	20.831	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	-	(59.672)
Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.430.335)
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	-	(34.975)
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	1.204.362
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	-	6.587

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T25

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 30.06.2025, seu valor de mercado era de R$ 37,1 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **9.992 MW**, composta por **129 usinas**, das quais 11 são hidrelétricas e 118 complementares: duas a biomassa, 85 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 29 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral.

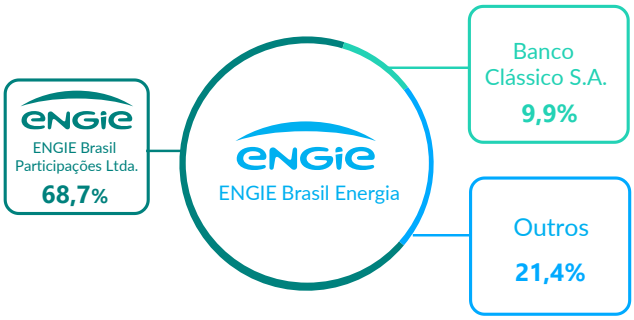
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.992 MW (4.833 MWm), 2.709 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

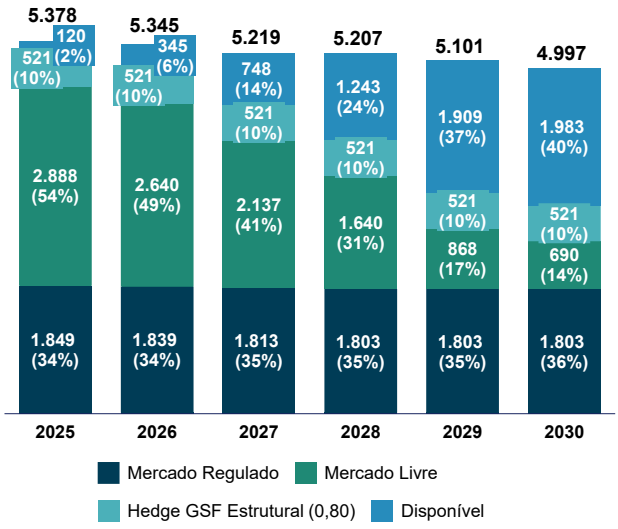
Composição Acionária

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 30/06/2025*



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

ANEXO 5

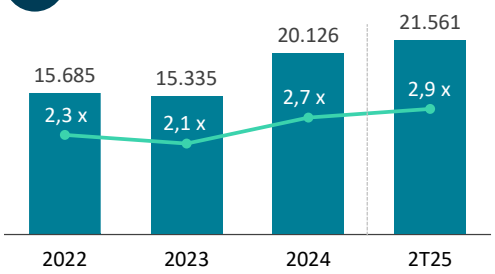
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 2T25

Consolidado (em R$ milhões)	2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.086	2.802	**10,1%**	6.100	5.412	**12,7%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.541	1.695	**-9,1%**	3.262	4.615	**-29,3%**
Ebitda ajustado [1]	1.866	1.952	**-4,4%**	3.906	3.767	**3,7%**
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.715	1.864	**-8,0%**	3.523	3.544	**-0,6%**
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	60,5	69,7	**-9,2 p.p.**	64,0	69,6	**-5,6 p.p.**
Lucro Líquido ajustado	564	855	**-34,0%**	1.387	1.648	**-15,8%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	23,1	28,1	**-5,0 p.p.**	23,1	28,1	**-5,0 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	15,4	18,3	**-3,0 p.p.**	15,4	18,3	**-3,0 p.p.**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	4.088	5.852	**-30,1%**	4.736	6.121	**-22,6%**
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.254	4.058	**4,8%**	4.346	3.960	**9,7%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	217,01	220,57	**-1,6%**	215,50	224,27	**-3,9%**
Número de Empregados - Total	1.265	1.207	**4,8%**	1.265	1.207	**4,8%**

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

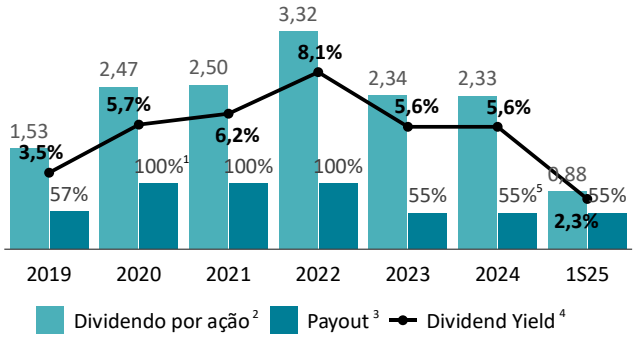
Endividamento (R$ milhões)



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

Política de Dividendos

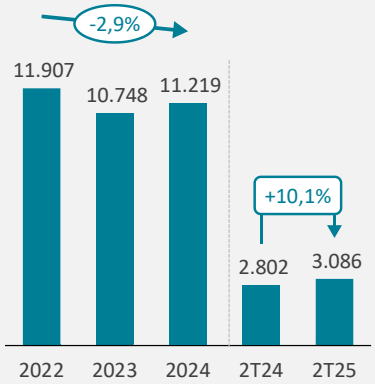
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



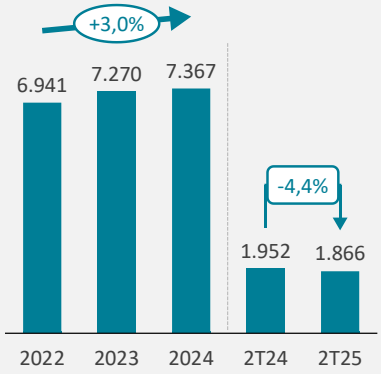
Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do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

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

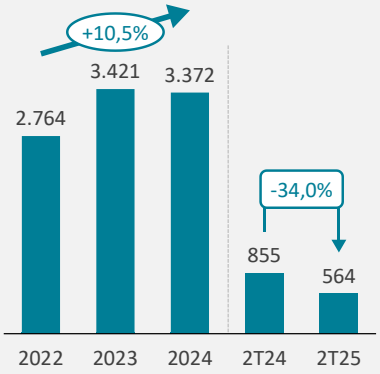
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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

