EGIE
B3 LISTED NM

RELEASE DE RESULTADOS 3T25

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

06/11/2025 às 11:00h
(horário de Brasília):
em português com tradução simultânea para inglês

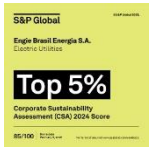
Clique aqui para acessar a transmissão

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

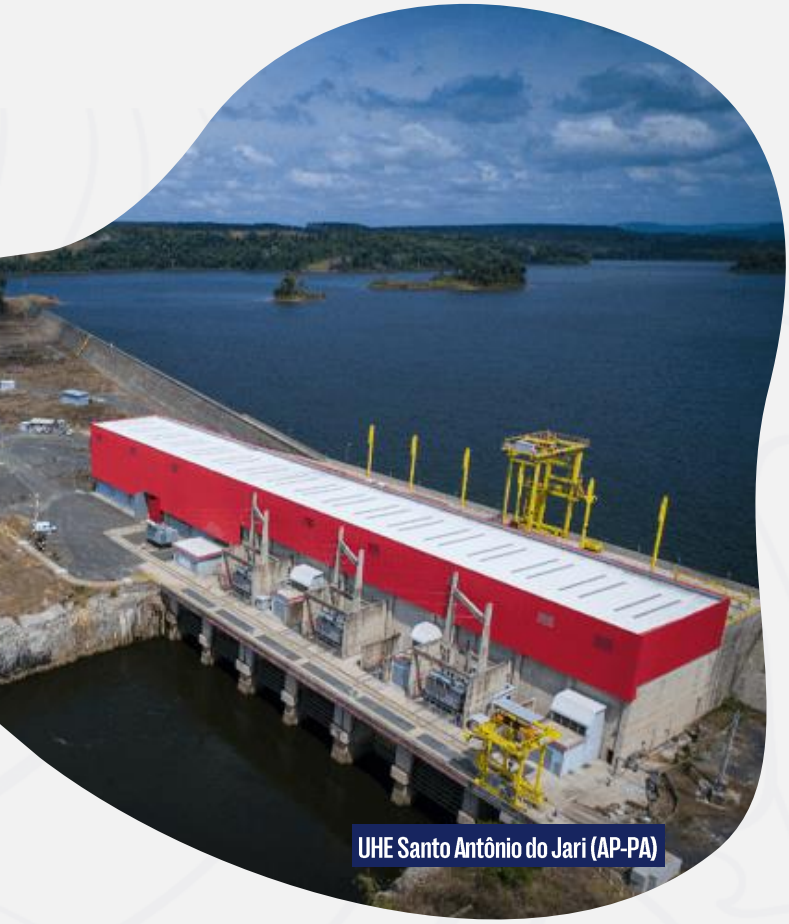
IBOVESPA B3

ISE B3

IEE B3



Florianópolis (SC), 05 de novembro de 2025. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Terceiro Trimestre e período de nove meses, encerrado em 30 de setembro de 2025 (3T25/9M25). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente. Efeitos de arredondamentos podem causar diferenças nas variações percentuais, quando comparados os comentários de Desempenho Econômico-Financeiro, apresentados em R$ milhões, com a Demonstração do Resultado (Anexo III), apresentada em R$ mil.


UHE Santo Antônio do Jari (AP-PA)

Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão passam a compor o portfólio de ativos da ENGIE Brasil Energia.

POR DENTRO DA EGIE3 – 20ª EDIÇÃO

28 de novembro

* A gravação do evento será disponibilizada na semana seguinte ao evento.

DESTAQUES

A **receita operacional líquida** da Companhia atingiu **R$ 3.343 milhões** no 3T25, 31,8% (R$ 806 milhões) acima do montante apurado no 3T24.

O **Ebitda ajustado**[2] no 3T25 alcançou **R$ 1.871 milhões**, aumento de 12,4% (R$ 206 milhões) em comparação com o 3T24.

O **lucro líquido ajustado** do 3T25 foi de **R$ 731 milhões**, valor 9,8% (R$ 65 milhões) acima do alcançado no 3T24.

O **preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de **R$ 211,6/MWh** no 3T25, valor 2,0% inferior ao registrado no 3T24.

A quantidade de **energia vendida** no 3T25, sem considerar as operações de *trading*, foi de **10.308 GWh (4.668 MW médios),** volume 15,3% superior ao comercializado no 3T24.

No fim do 3T25, **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 12 em fase de teste**, ao fim do 3T25, totalizando 752 MWac em operação.

Pela 15ª vez, a Companhia foi reconhecida com o **Troféu Transparência**, concedido pela Anefac, que reconhece as empresas com as melhores práticas de governança e transparência nas demonstrações financeiras publicadas ao mercado.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R$ milhões)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.343	2.537	31,8%	9.442	7.948	18,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.527	1.382	10,5%	4.790	5.997	-20,1%
Ebitda [1]	1.882	1.654	13,8%	5.797	6.780	-14,5%
Ebitda ajustado [2]	1.871	1.665	12,4%	5.778	5.432	6,4%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [3]	1.763	1.596	10,5%	5.284	5.141	2,8%
Ebitda / ROL - (%) [1]	56,3	65,2	-8,9 p.p.	61,4	85,3	-23,9 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada [2]	56,0	65,6	-9,6 p.p.	61,2	68,3	-7,1 p.p.
Lucro Líquido	738	658	12,2%	2.132	3.213	-33,6%
Lucro Líquido ajustado	731	666	9,8%	2.119	2.314	-8,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado [4]	23,6	26,5	-2,9 p.p.	23,6	26,5	-2,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado [5]	14,9	16,7	-1,9 p.p.	14,9	16,7	-1,9 p.p.
Dívida Líquida [6]	24.534	19.095	28,5%	24.534	19.095	28,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [7]	6.167	6.338	-2,7%	5.218	6.194	-15,8%
Energia Vendida (MW médios) [8]	4.668	4.050	15,3%	4.455	3.990	11,7%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [9]	211,61	215,96	-2,0%	213,98	221,44	-3,4%
Número de Empregados - Total	1.340	1.234	8,6%	1.340	1.234	8,6%
Empregados EBE	1.311	1.211	8,3%	1.311	1.211	8,3%
Empregados em Projetos em Construção	29	23	26,1%	29	23	26,1%

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

A Companhia foi novamente certificada como um dos melhores lugares para trabalhar segundo o *ranking* **GPTW - *Great Place to Work* Brasil**. O reconhecimento reforça o propósito da ENGIE de construir um ambiente cada vez mais saudável, inclusivo e engajador.

O Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social com **emissão de novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos acionistas da Companhia, a título de bonificação**, na proporção de 1 ação para cada 2,5 de sua titularidade.

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 Sol (RN)

Mensagem da Administração

O terceiro trimestre de 2025 foi marcado pela solidez operacional e pelo reconhecimento de mercado, reforçando a posição da ENGIE Brasil Energia como uma das principais companhias do setor elétrico nacional e referência em sustentabilidade.

Do ponto de vista financeiro, apresentamos resultados consistentes, sustentados pela execução disciplinada da estratégia e pela maturação de ativos recentemente incorporados ao portfólio. A **receita operacional líquida** totalizou R$ 3,3 bilhões, crescimento de 31,8% em relação ao mesmo período de 2024. O **Ebitda ajustado** alcançou R$ 1,9 bilhão, um aumento de 12,4%, enquanto o **lucro líquido ajustado** somou R$ 731 milhões, uma evolução de 9,8% em comparação ao terceiro trimestre do ano passado. Esses resultados refletem a eficiência na gestão operacional, o aumento do volume de energia vendida e o desempenho dos empreendimentos em geração e em transmissão.

No mercado livre de energia, registramos expansão de 17,6% na base de clientes em relação ao mesmo período do ano anterior, evidenciando a competitividade das soluções de longo prazo e o crescente interesse por fontes renováveis e sustentáveis.

Entre os projetos em andamento, destacam-se os avanços do **Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, o maior parque eólico da ENGIE no mundo, localizado em Gentio do Ouro (BA). Estão concluídos a montagem e o comissionamento de todos os 188 aerogeradores, totalizando 846 MW de capacidade instalada, com energia integralmente destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol**, em Assú (RN), alcançou 99,5% de avanço físico ao final de setembro, com quatro das 16 usinas em operação comercial e as outras 12 em testes, totalizando 752 MWac em operação. A entrada em operação comercial integral está prevista para o primeiro trimestre de 2026, consolidando-se como um dos maiores empreendimentos solares do país.

Já o projeto **Asa Branca Transmissora de Energia** (BA, MG e ES) avançou com a obtenção da Licença Prévia e o protocolo do pedido de Licença de Instalação junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) para um dos trechos e respectivas subestações, além de apresentar progresso das obras civis e da montagem de estruturas e cabos. O empreendimento, com aproximadamente 1.000 quilômetros de extensão, reforçará a infraestrutura de escoamento da energia renovável gerada no Nordeste, contribuindo para a segurança e a integração do sistema elétrico brasileiro.


UHE Salto Santiago (PR)

Obtivemos a recertificação nas normas ISO 9001, 14001 e 45001, que atestam a maturidade dos nossos sistemas de gestão da qualidade, meio ambiente e segurança ocupacional.

Reforçando nosso compromisso com a agenda ESG e com a geração de valor responsável, a ENGIE Brasil Energia recebeu importantes reconhecimentos. Fomos novamente certificados como um dos melhores lugares para trabalhar no Brasil, segundo o **Great Place to Work**, e figuramos entre os Melhores Empregadores do Brasil, de acordo com a revista TIME em parceria com a Statista - reconhecimentos que refletem nosso ambiente inclusivo, seguro e engajador.

Pelo 15º ano consecutivo, conquistamos o **Troféu Transparência** e, em 2025, o **Prêmio de Boas Práticas ESG**, ambos concedidos pela ANEFAC, reafirmando nossa credibilidade e transparência junto ao mercado. Também alcançamos o segundo lugar no setor de Energia no **Prêmio Valor 1000**, consolidando nossa posição de liderança e a confiança do mercado na atuação responsável da Companhia.

Esses reconhecimentos refletem uma gestão sólida e integrada, apoiada em processos eficientes e em padrões elevados de qualidade e governança. Nesse contexto, obtivemos a recertificação nas normas **ISO 9001, 14001 e 45001**, que atestam a maturidade dos nossos sistemas de gestão da qualidade, meio ambiente e segurança ocupacional - pilares essenciais para garantir a excelência operacional e a sustentabilidade de longo prazo.

Reforçando essa trajetória de aprimoramento contínuo, em outubro, foi criada a **Diretoria de Sustentabilidade, liderada por Thais Soares**. A nova estrutura fortalece a integração dos pilares ambiental, social e de governança em todas as dimensões do negócio e alinha a Companhia ao modelo global da ENGIE, cada vez mais orientado à transição energética.

Encerramos o trimestre com confiança no futuro e a convicção de que seguimos no caminho certo para liderar a transição energética brasileira, aliando desempenho econômico, inovação e responsabilidade socioambiental. Agradecemos a todos os colaboradores, clientes, investidores e parceiros que contribuem para a construção dessa trajetória.

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 3T25, a ENGIE Brasil Energia contava com **10.581,3 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.281,0 MW, composto de 130 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 117 de fontes renováveis complementares — central a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 127 pertencem integralmente à Companhia e três (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Em 1º de outubro de 2025, foi encerrada a operação de transferência de 95% das ações da usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética, para a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A., não fazendo mais parte do portfólio da Companhia a partir desta data.

| Parque Gerador em 30 de setembro de 2025

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçú (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	out/45	211,3
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	jun/40	140,8
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguari (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	mar/37	127,6
Total - Hidrelétricas			**8.739,9**	**7.040,2**		**3.576,6**

Usina	Tipo	Centrais geradoras[1]	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Garantia física (MWm) Participação da Companhia
				Total	Participação da Companhia		
Conjunto Serra do Assuruá[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
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				**3.541,1**	**3.541,1**		**1.579,4**
Total				**12.281,0**	**10.581,3**		**5.156,0**

1 Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.
2 Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 21 em operação comercial integral em 30/09/2025.
3 Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 30/09/2025.
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 setembro 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
Graúna - trecho *brownfield*	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,0	2 subestações existentes	100%	dez/54
Total		**2.871,0**	**825,9**			

** 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

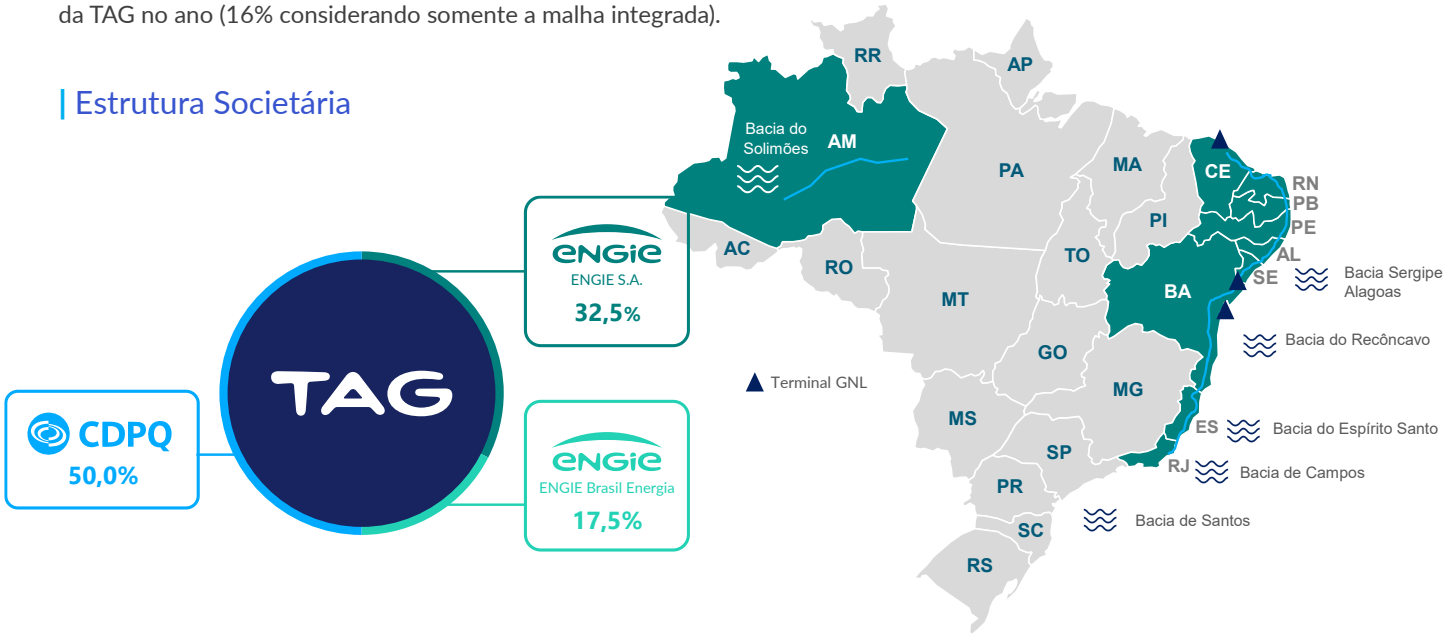
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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 **534 contratos firmes em 2025 (55 ativos),** que totalizaram um volume de 12,6 milhões de m³ de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, representando cerca de 14% da receita total da TAG no ano (16% 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.

| Projeto Concluído:

- **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$ 19,6 milhões. **A obra foi finalizada em agosto de 2023 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 teve sua Autorização de Construção emitida em julho de 2025.** A previsão para conclusão é o segundo trimestre de 2026.

| Principais Projetos em Desenvolvimento:

- **Ponto de entrada Suape**, novo ponto de entrada, que permitirá a injeção de gás originário do Terminal de Regaseificação GNL no Porto de Suape, localizado em Ipojuca (PE).
- **Ponto de entrada Miranga**, novo ponto de entrada para conexão da nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Miranga, da Petroreconcavo, à rede da TAG, na Estação de Distribuição de Gás (EDG) Catu, em Pojuca (BA).
- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m^3/dia. O projeto está listado no 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 m^3/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 m^3/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m^3/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 m^3/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-Coari-Manaus	800	Petrobras	nov/30	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Conexão GNL 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.**

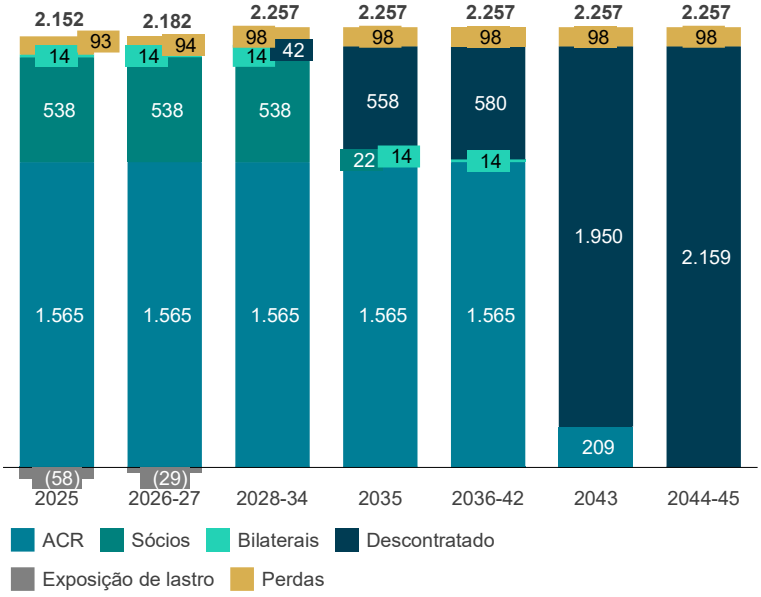


Em 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação 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 3T25, a Jirau Energia gerou 826 MW médios, 113,2% acima dos 387 MW médios gerados no 3T24, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). Do total gerado **no 3T25, 811 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

Projetos em Implantação

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

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

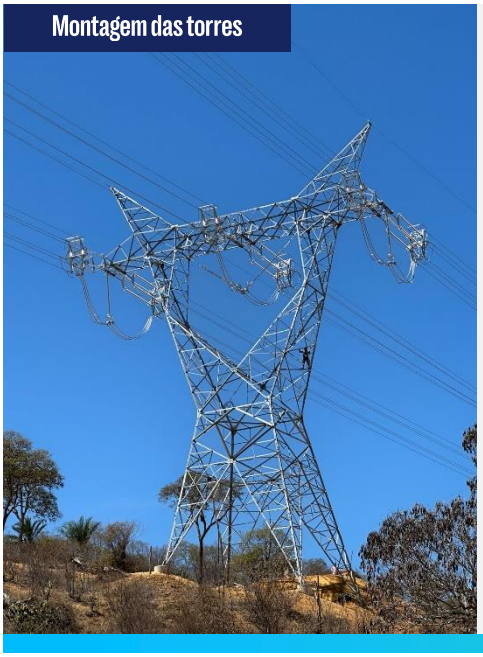
Em 24 de junho de 2025, foi **emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) a Licença Prévia** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas. No 3T25 foi protocolado o **pedido de Licença de Instalação** neste mesmo órgão.

Ainda no 3T25, as obras do trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III seguiram em andamento, com **atividades montagem de equipamentos e comissionamento** nas subestações, bem como as **atividades de montagem de estruturas metálicas, lançamento de cabos e comissionamento** na linha de transmissão. Este trecho tem previsão de entrada em operação no 4T25.

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

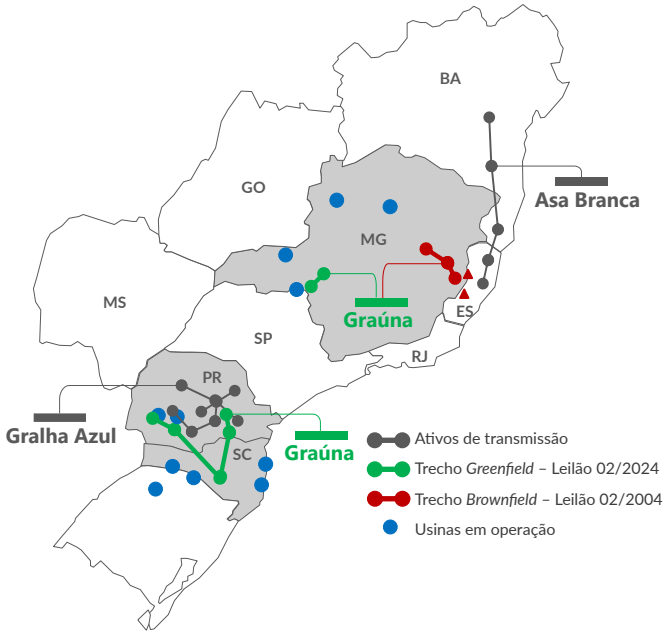
Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)[1]	Capex estimado Aneel (R$ milhões)
5	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	282,7	2.667,0
Total		**282,7**	**2.667,0**

1 Valor na data-base de junho de 2025.





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



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

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 3T25, o projeto avançou com a **negociação de Contratos Principais de Fornecimento** e a **conclusão do requerimento de todas as Licenças Prévias aos respectivos órgãos ambientais**. Ainda, destacam-se as atividades de liberação fundiária, com início das negociações e liberações para construção, o avanço nas atividades de topografia e sondagem, além do avanço no desenvolvimento de projetos executivos.

Em 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 (RS 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.

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).

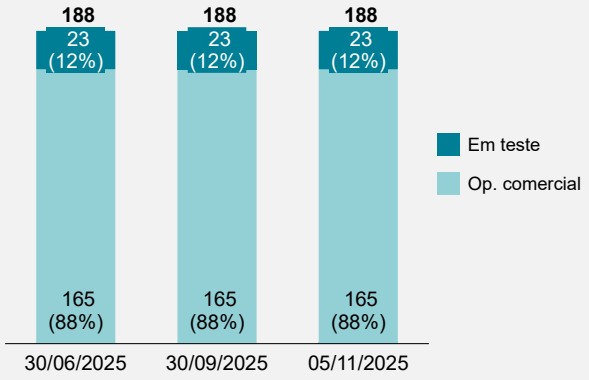
As obras do conjunto eólico estão concluídas, incluindo a montagem e o comissionamento de todos os aerogeradores, que estão plenamente operacionais e aguardam a obtenção do despacho da Aneel para operação comercial.

Em 30 de setembro de 2025, **165 aerogeradores estavam operando comercialmente,** enquanto outros **23 estavam em fase de testes,** totalizando 846 MW instalados e comissionados.



Operação dos aerogeradores

| Comissionamento



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 99,5% de avanço até o final do 3T25. Todo o fornecimento de componentes, atividades de terraplenagem, fundações e montagem dos *trackers*, instalação dos painéis solares, inversores e subestações de média tensão, interconexões em baixa e média tensões, bem como o comissionamento, foram concluídos no último trimestre, culminando com a energização de todo o conjunto fotovoltaico. Estão em execução algumas atividades de drenagem remanescentes, além dos testes de confiabilidade e performance de algumas unidades fotovoltaicas.

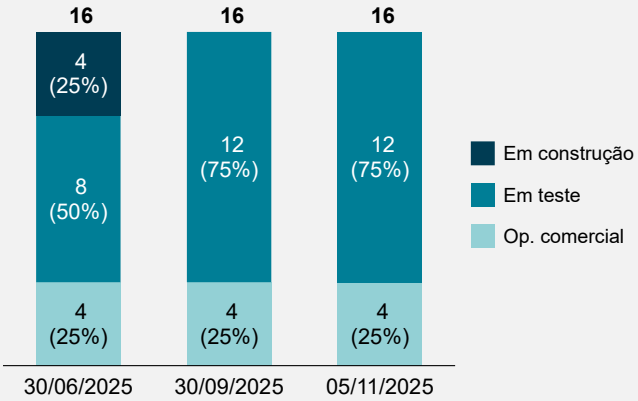
A entrada em operação em testes das primeiras unidades fotovoltaicas ocorreu em outubro de 2024. **Até o fim do 3T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e os demais 12 encontravam-se na fase de testes, totalizando 752 MWac em operação.**

A operação comercial integral é esperada para o primeiro trimestre de 2026.



Conclusão da montagem dos módulos

| Comissionamento



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**

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 3T25, as usinas hidrelétricas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram **índice de disponibilidade de 96,6%, (considerando-se as paradas programadas e forçadas)**, um aumento de 8,5 p.p. na comparação com o mesmo trimestre de 2024, quando atingiram 88,1%. Essa variação deve-se, principalmente, às modernizações realizadas nas Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório, no 3T24.

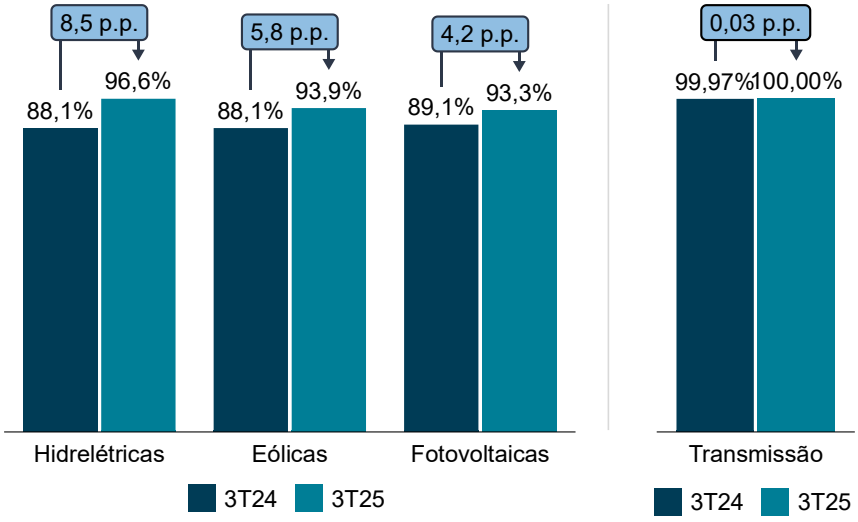
Já em relação às **usinas complementares**, desde o 1T25 a Companhia divulga a **disponibilidade energética** dos seus conjuntos eólicos e fotovoltaicos, **metodologia que reflete um melhor ponto de vista técnico do negócio**, uma vez que essas fontes se apresentam de forma cada vez mais expressiva no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

No que se refere às **usinas eólicas, o índice de disponibilidade energética do 3T25 foi de 93,9%**, 5,8 p.p. acima do observado no 3T24, quando chegou a 88,1%. A melhora no desempenho está relacionada à estabilização operacional do Conjunto Eólico Santo Agostinho, cuja entrada em operação ocorreu no 3T24 e apresentou performance abaixo da atual nos primeiros meses de operação.

Quanto às **usinas fotovoltaicas**, observa-se um **índice de disponibilidade energética de 93,3%, no 3T25,** um crescimento de 4,2 p.p. em comparação com os 89,1% do 3T24. Tal incremento está associado à implementação dos procedimentos de manutenção da Companhia nas usinas fotovoltaicas adquiridas em 2024. As ações envolveram melhorias nos sistemas de inversores, *trackers*, redes de média tensão e otimização da limpeza dos módulos.

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Graúna, a ENGIE Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional, **com um índice de disponibilidade total de 100% no 3T25 e 99,98% 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 e Forçadas



Geração de Energia

No **terceiro trimestre de 2025**, as usinas operadas pela **ENGIE Brasil Energia** produziram **13.617 GWh** (6.167 MW médios), uma **redução de 2,7%** em comparação ao 3T24.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** contribuíram com **10.071 GWh** (4.561 MW médios), enquanto as **usinas complementares** geraram **3.547 GWh** (1.606 MW médios). Esses números representam uma queda de 11,1% na geração das hidrelétricas e um aumento de 33,1% nas complementares, em relação ao 3T24.

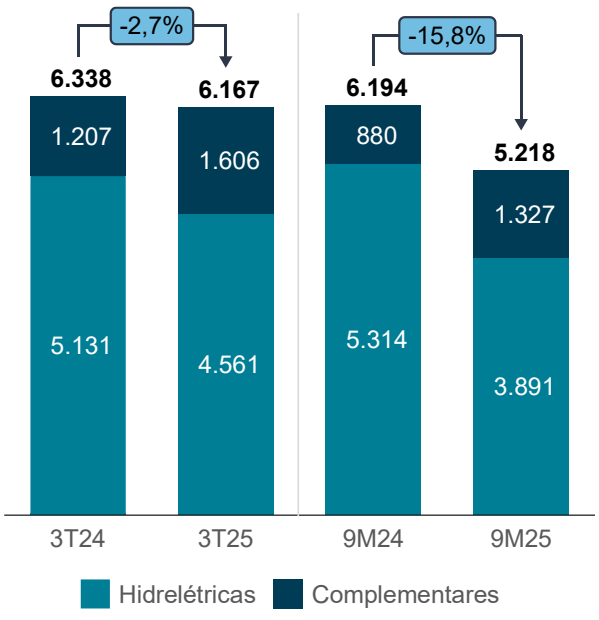
A redução na geração das **usinas hidrelétricas** no 3T25, em relação ao mesmo período de 2024, está associada principalmente à condição sistêmica de sobreoferta de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa situação tem levado à redução, à limitação ou até ao corte da geração, tanto em usinas eólicas e solares quanto nas hidrelétricas, para manter o equilíbrio entre carga e geração e garantir a segurança operativa do sistema. Quanto às condições hidrometeorológicas, o terceiro trimestre de 2025 apresentou cenário mais favorável que o de 2024, não havendo, portanto, justificativa hidrológica para a redução da geração.

O aumento na geração das **usinas complementares,** no 3T25, foi impulsionado tanto pelas usinas eólicas, que produziram 2.853 GWh (1.292 MW médios), quanto pelas solares, que geraram 559 GWh (253 MW médios), aumentos de 30,7% e 67,2%, respectivamente, em relação ao terceiro trimestre de 2024.

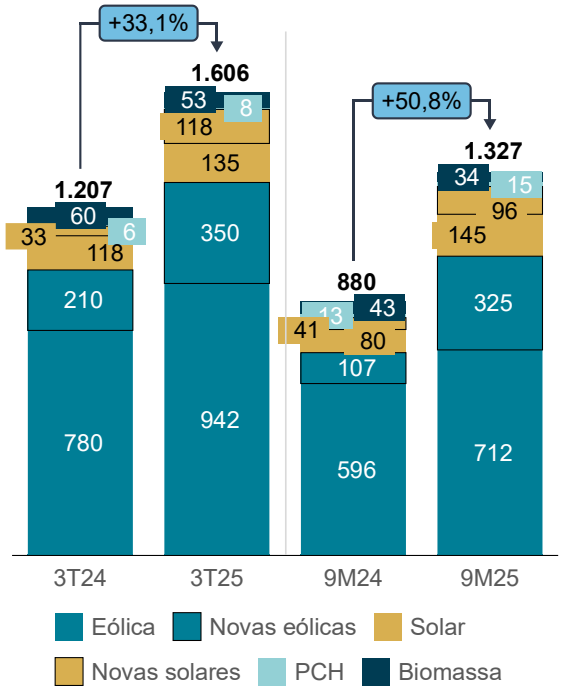
Esse desempenho foi favorecido pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, pela reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4 e pelo início da operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Juntos esses ativos foram responsáveis por 1.266 GWh (573 MW médios), um acréscimo de 1.045 GWh (473 MW médios) em comparação com o 3T24.

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 9M24 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 **3T25**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram **24% de frustração de geração**. As demais integrantes do Sistema Integrado Nacional (SIN) registraram indisponibilidade total de 22%. As usinas eólicas da Companhia atingiram 19% de redução total, mesmo percentual do SIN e as solares 36%, percentual igual do SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| *Curtailment* por fonte

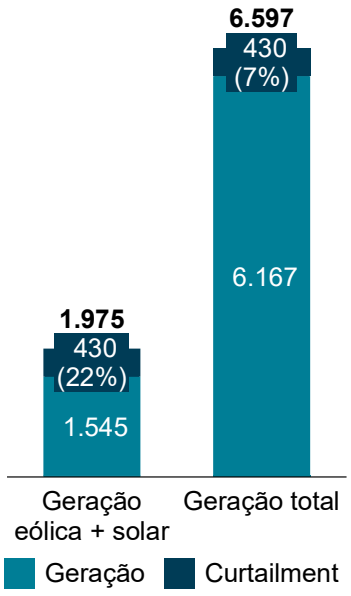
	3T25			3T24		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	19%	36%	24%	13%	20%	15%
Curtailment SIN	19%	36%	22%	11%	25%	13%

| *Curtailment* por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	3T25 (%)	3T24 (%)
Trairi (CE)	97,2	33%	17%
Santo Agostinho (RN)	224,2	34%	31%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	15%	9%
Serra do Assuruá (BA)	742,5[1]	12%	1%
Umburanas (BA)	213,3	19%	7%

Ativos solares [2]	Capacidade comercial (MWm)	3T25 (%)	3T24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	24%	19%
Floresta (RN)	25,1	39%	55%
Assú V (RN)	9,2	41%	30%
Assú Sol (RN)	171,6[1]	31%	-
Juazeiro (BA)	34,8	44%	33%
Sertão Solar (BA)	26,1	44%	25%
São Pedro (BA)	16,0	48%	31%
Lar do Sol (MG)	53,0	36%	10%
Paracatu (MG)	34,0	35%	9%

| % *Curtailment* sobre Geração 3T25 | MW médios



Nota:
[1] Capacidade comercial operacional em 30/09/2025.
[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.

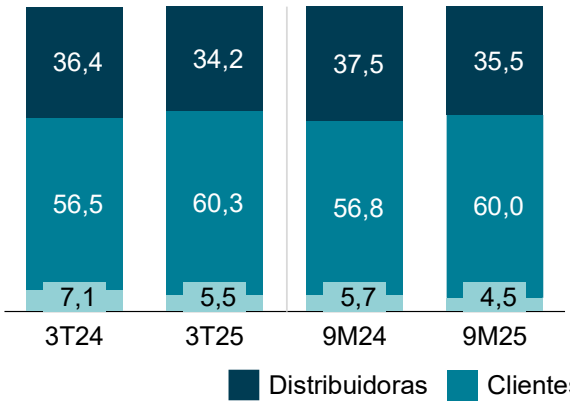
Transporte de Gás

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 3T25, foram assinados 534 contratos firmes (55 ativos) com 24 carregadores, **totalizando um volume de 12,6 milhões de m³/dia de capacidade de transporte**. Esse volume representa aproximadamente 14% do volume total contratado pela TAG, e 16% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador).

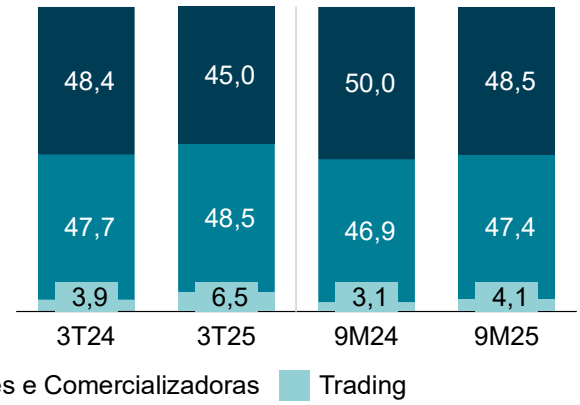
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

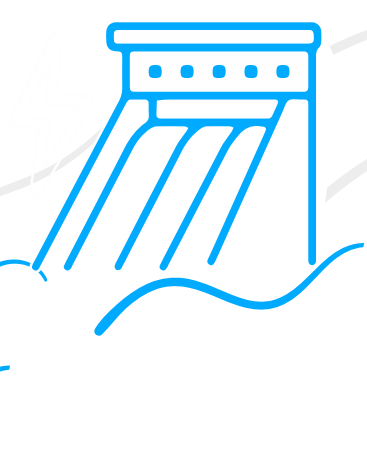
Apresentamos abaixo a participação dos clientes da Companhia (com exceção de CCEE e outras receitas) no total das vendas físicas e no total da Receita Operacional Líquida (ROL) do segmento de geração.

| Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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





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 setembro 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	4.794	5.193	5.207	5.206	5.207	5.166	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+	Compras para Revenda	780	500	376	353	226	204				
=	**Recursos Totais (A)**	**5.574**	**5.693**	**5.583**	**5.559**	**5.433**	**5.370**				
	Vendas Leilões do Governo[1]	1.992	2.180	2.154	2.144	2.144	2.144				
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	329,3	295,9
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	361,7	324,9
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	377,3	339,0
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	339,0	304,6
	Proinfa	19	19	10	-	-	-	147,8	jun-04	472,0	454,8
	1º Leilão de Reserva	2	-	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
	Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	8	-	-	-	-	-	-	-	398,3	383,8
	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	515,3	467,7
	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
	2012-EN-2017-30	63	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	184,2	167,2
	2010-EN-2015-30	80	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	231,5	210,1
	Vendas Reguladas - Cotas										
	2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
	2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+	Vendas Bilaterais	2.958	2.766	2.272	1.767	930	748				
=	**Vendas Totais (B)**	**4.950**	**4.946**	**4.426**	**3.911**	**3.074**	**2.892**				
-	**Hedge GSF Estrutural (0,80)**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**	**572**				
	Saldo (A - B)	**52**	**175**	**585**	**1.076**	**1.787**	**1.906**				
	Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2, 3]:	222,2	221,9	226,4							
	Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[4]:	178,8	159,3	165,9							

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

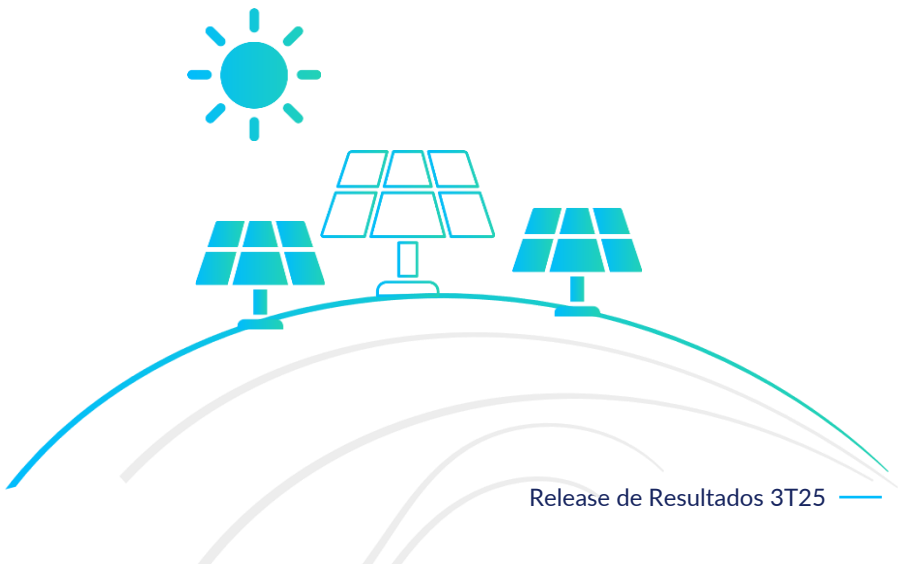
2 Preço de venda, incluindo operações de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

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

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

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.



Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento – 3T25 X 3T24 | R$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração[1]	Transmissão	*Trading*	Transporte de Gás	Consolidado
3T25					
Receita operacional líquida	2.549	643	151	-	3.343
Custos operacionais	(1.319)	(378)	(149)	-	(1.846)
Lucro bruto	**1.230**	**265**	**2**	**-**	**1.497**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(133)	(5)	(3)	-	(141)
Outras receitas operacionais, líquidas	(6)	-	-	-	(6)
Alienação de subsidiária	11	-	-	-	11
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	166	166
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**1.102**	**260**	**(1)**	**166**	**1.527**
3T24					
Receita operacional líquida	2.168	291	78	-	2.537
Custos operacionais	(1.063)	(92)	(79)	-	(1.234)
Lucro (prejuízo) bruto	**1.105**	**199**	**(1)**	**-**	**1.303**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(122)	(7)	(1)	-	(130)
Outras receitas operacionais, líquidas	3	25	-	-	28
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1)	(1)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	182	182
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**986**	**217**	**(2)**	**181**	**1.382**
Variação					
Receita operacional líquida	381	352	73	-	806
Custos operacionais	(256)	(286)	(70)	-	(612)
Lucro bruto	**125**	**66**	**3**	**-**	**194**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(11)	2	(2)	-	(11)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(9)	(25)	-	-	(34)
Alienação de subsidiária	11	-	-	-	11
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(16)	(16)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**116**	**43**	**1**	**(15)**	**145**

[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 – 3T25 X 3T24 | R$ milhões

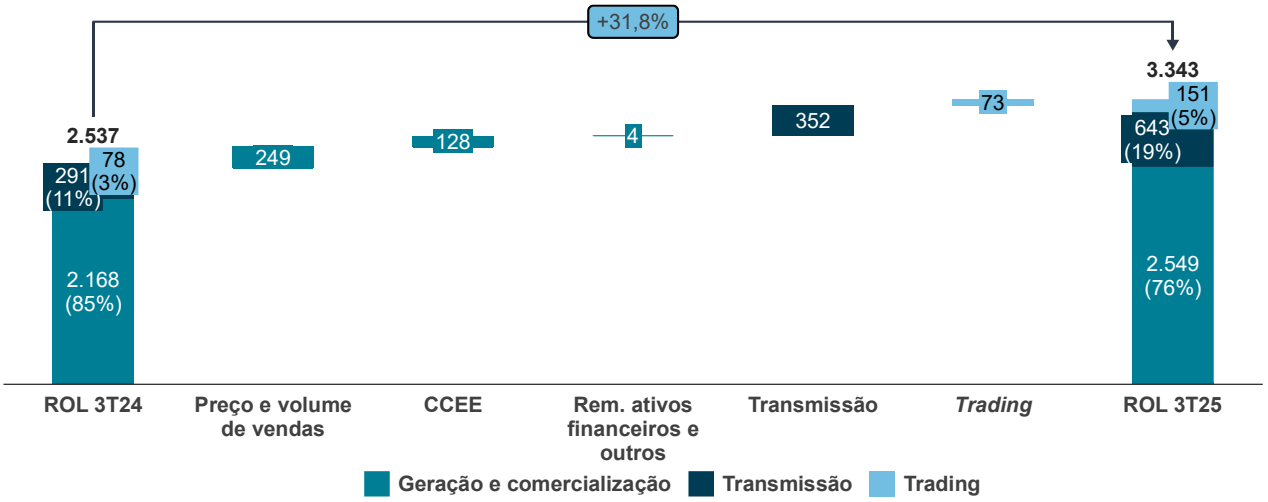
	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T25				
Ambiente de contratação livre[1]	1.132	-	-	1.132
Ambiente de contratação regulado[2]	1.049	-	-	1.049
Receita de construção	-	386	-	386
Remuneração dos ativos de concessão	114	235	-	349
Transações de energia no mercado de curto prazo	203	-	-	203
Operações de *trading* de energia	-	-	151	151
Receita de serviços prestados	42	22	-	64
Indenizações	3	-	-	3
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	**2.549**	**643**	**151**	**3.343**
3T24				
Ambiente de Contratação Livre	958	-	-	958
Ambiente de Contratação Regulado	974	-	-	974
Receita de construção	-	66	-	66
Remuneração dos ativos de concessão	109	204	-	313
Transações de energia no mercado de curto prazo	75	-	1	76
Operações de *trading* de energia	-	-	77	77
Receita de serviços prestados	39	21	-	60
Outras receitas	13	-	-	13
Receita operacional líquida	**2.168**	**291**	**78**	**2.537**
Variação				
Ambiente de Contratação Livre	174	-	-	174
Ambiente de Contratação Regulado	75	-	-	75
Receita de construção	-	320	-	320
Remuneração dos ativos de concessão	5	31	-	36
Transações de energia no mercado de curto prazo	128	-	(1)	127
Operações de *trading* de energia	-	-	74	74
Receita de serviços prestados	3	1	-	4
Indenizações	3	-	-	3
Outras receitas	(7)	-	-	(7)
Receita operacional líquida	**381**	**352**	**73**	**806**

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

No 3T25, a receita operacional líquida aumentou 31,8% (R$ 806 milhões) quando comparada ao 3T24, passando de R$ 2.537 milhões para **R$ 3.343 milhões**.

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R$ 381 milhões (17,6%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R$ 352 milhões (121,0%), 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; e (iii) elevação de R$ 73 milhões (93,6%) 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$ 211,61/MWh no 3T25. Esse valor foi 2,0% inferior** ao do 3T24, que foi de R$ 215,96/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$ 226,92/MWh no 3T24, para **R$ 219,73/MWh no 3T25, redução de 3,2%.**

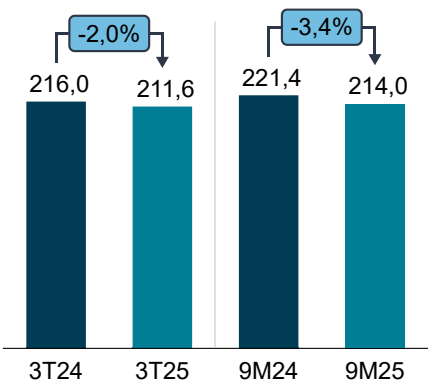
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL); (ii) em decorrência do ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e parcialmente atenuada pela (iii) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes. Adicionalmente, o agravamento do cenário hidrológico em 2024, que impulsionou uma elevação nos preços de energia no mercado, não gerou impactos relevantes no 3T25, devido ao baixo nível de descontratação do nosso portfólio.

A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 8.942 GWh (4.050 MW médios) no 3T24, para **10.308 GWh (4.668 MW médios) no 3T25**, um acréscimo de 1.366 GWh (618 MW médios), ou 15,3%, entre os períodos comparados.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo adicional do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pelo aumento de venda no ambiente de contratação 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 2025.

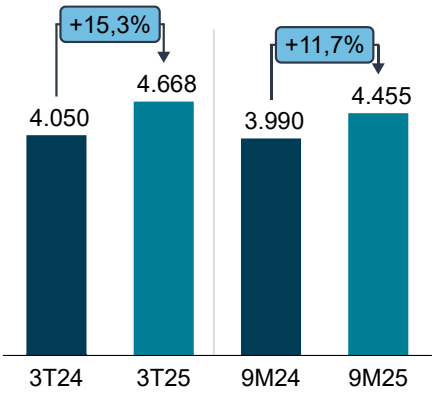
As **variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R$ 249 milhões** no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

| 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 Livre:

A receita de venda a consumidores livres e comercializadoras aumentou R$ 174 milhões (18,2%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 958 milhões no 3T24 para **R$ 1.132 milhões no 3T25**. A variação resulta do aumento de 1.145 GWh (518 MW médios) no volume de energia vendida (R$ 197 milhões), atenuada pelo decréscimo de 2,4% no preço médio líquido de vendas (R$ 23 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida, deve-se, principalmente, pelas entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocasionando maior quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia. Já a redução no preço médio líquido de vendas, foi motivada principalmente, 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.

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 1.049 milhões no 3T25, R$ 75 milhões (7,7%) superior aos R$ 974 milhões auferidos no 3T24. A variação positiva foi ocasionada pelos seguintes efeitos somados: (i) R$ 62 milhões em função do acréscimo de 221 GWh (100 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 13 milhões com o acréscimo de 1,4% no preço médio líquido de vendas.

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

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras aumentou 2,0% entre os trimestres.

| Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 3T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de **R$ 203 milhões**, enquanto no 3T24 foi de R$ 75 milhões, o que representa um **acréscimo de R$ 128 milhões (170,7%)** entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

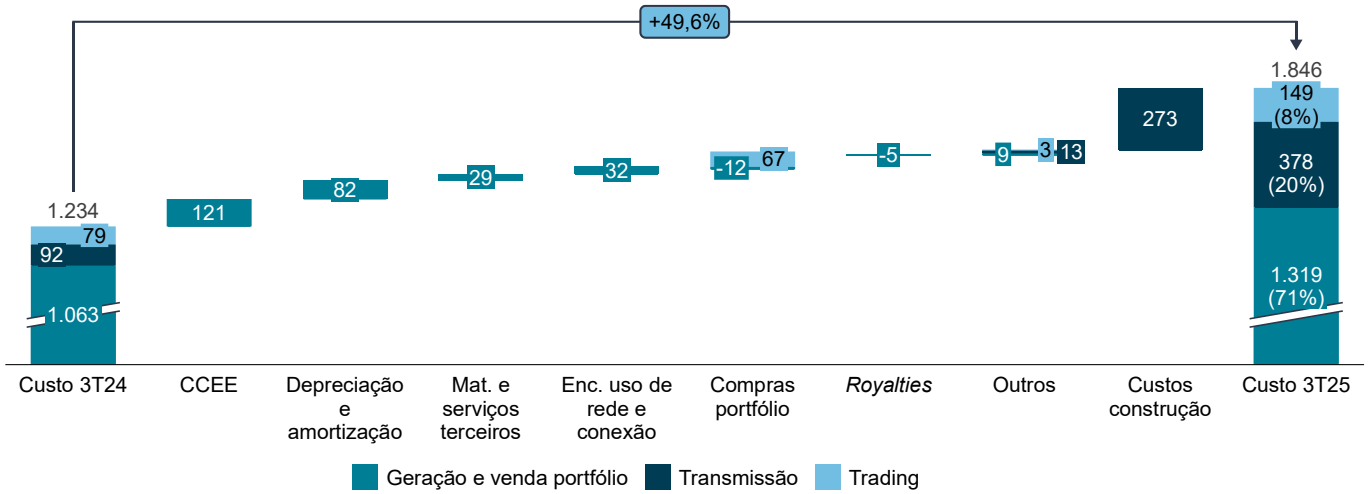
Custos Operacionais

| Custos por segmento – 3T25 x 3T24 | R$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	*Trading*	Consolidado
3T25				
Compras de energia	303	-	150	453
Depreciação e amortização	342	3	-	345
Custos de construção	-	344	-	344
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	208	-	-	208
Materiais e serviços de terceiros	138	12	-	150
Transações de energia no mercado de curto prazo	137	-	-	137
Pessoal	70	4	-	74
Royalties	53	-	-	53
Seguros	43	1	-	44
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(1)	(1)
Repactuação do risco hidrológico	(9)	-	-	(9)
Outros custos operacionais, líquidos	34	14	-	48
Custos operacionais	**1.319**	**378**	**149**	**1.846**
3T24				
Compras de energia	315	-	83	398
Depreciação e amortização	260	3	-	263
Custos de construção	-	71	-	71
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	176	-	-	176
Materiais e serviços de terceiros	109	12	-	121
Transações no mercado de curto prazo	16	-	-	16
Pessoal	62	3	-	65
Royalties	58	-	-	58
Seguros	30	1	-	31
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	(4)	(4)
Outros custos operacionais, líquidos	37	2	-	39
Custos operacionais	**1.063**	**92**	**79**	**1.234**
Variação				
Compras de energia	(12)	-	67	55
Depreciação e amortização	82	-	-	82
Custos de construção	-	273	-	273
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	32	-	-	32
Materiais e serviços de terceiros	29	-	-	29
Transações no mercado de curto prazo	121	-	-	121
Pessoal	8	1	-	9
Royalties	(5)	-	-	(5)
Seguros	13	-	-	13
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	3	3
Repactuação do risco hidrológico	(9)	-	-	(9)
Outros custos operacionais, líquidos	(3)	12	-	9
Custos operacionais	**256**	**286**	**70**	**612**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 612 milhões (49,6%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.234 milhões no 3T24 para **R$ 1.846 milhões no 3T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R$ 286 milhões (310,9%) nos custos do segmento de transmissão, principalmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) elevação de R$ 256 milhões (24,1%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iii) aumento de R$ 70 milhões (88,6%) 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

- **Compras de energia:** entre o 3T24 e o 3T25 houve redução de R$ 12 milhões (3,8%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da diminuição de 7,3% no preço médio líquido de compras de energia (R$ 23 milhões) e do acréscimo de 76 GWh (35 MW médios) na quantidade de energia comprada (R$ 11 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia. Já a variação do preço médio de compras reflete a 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.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 82 milhões (31,5%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, 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; (iii) do início da amortização do direito de uso dos ativos – intangíveis oriundo da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos"); e (iv) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.

- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R$ 32 milhões (18,2%) 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; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

- **Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R$ 29 milhões (26,6%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho 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$ 121 milhões (756,3%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

- **Repactuação do risco hidrológico:** em setembro de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Homologatória nº 2.932/2021, que homologou os prazos de extensão de outorga para usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como forma de compensação pelos prejuízos acumulados até 31 de dezembro de 2020. Essa medida decorre do novo tratamento aplicado ao período anterior à vigência da repactuação do risco hidrológico, conforme previsto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, em complemento à Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Em 1º de abril de 2025, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 3.439/2025, a qual, ampliou o período de cobertura dos impactos no MRE até 30 de junho de 2023, reconhecendo que os prejuízos das usinas hidrelétricas continuaram se acumulando mesmo após 2020. Diante disto, a Companhia obteve a extensão do prazo de concessão de suas usinas de 1 a 3 dias, e o efeito no resultado foi um ganho de R$ 9 milhões em 2025.

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. 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. Adicionalmente, em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R$ 265 milhões positivos no 3T25, aumento de R$ 66 milhões (33,2%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R$ 199 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito positivo de R$ 47 milhões (940,0%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (aumentos de R$ 320 milhões e R$ 273 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do avanço das obras do Sistema de Transmissão Asa Branca; e (ii) do acréscimo R$ 31 milhões (15,2%) 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 entre os trimestres comparados.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 3T25 foi de R$ 203 milhões, (R$ 189 milhões no 3T24), sendo R$ 181 milhões (R$ 168 milhões no 3T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R$ 22 milhões (R$ 21 milhões no 3T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R$ milhões)	3T25	3T24	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	203	189	14
Custos operacionais	(31)	(18)	(13)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(5)	(7)	2
Ebitda regulatório de transmissão	**167**	**164**	**3**

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$ 3 milhões, motivado pelo impacto positivo de R$ 7 milhões nas transações de curto prazo, atenuado pela queda de R$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

	Geração	*Trading*	Consolidado
3T25			
Receita operacional líquida	203	-	203
Custos operacionais	(137)	-	(137)
Resultado líquido	**66**	**-**	**66**
3T24			
Receita operacional líquida	75	1	76
Custos operacionais	(16)	-	(16)
Resultado líquido	**59**	**1**	**60**
Variação			
Receita operacional líquida	128	(1)	127
Custos operacionais	(121)	-	(121)
Resultado líquido	**7**	**(1)**	**6**

No 3T25 e no 3T24, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 66 milhões** e positivos R$ 60 milhões, respectivamente. O montante representa **aumento de R$ 6 milhões entre os períodos comparados**, sendo proveniente do resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) pelo aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinado com o aumento do PLD; atenuado (ii) pelo impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 79,2% no 3T24 para 64,9% no 3T25); e (iii) pelo efeito negativo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica inferior ao registrado no ano anterior e a consequente redução do valor a ser reembolsado pelos demais agentes do MRE. Em conjunto, houve a contribuição da 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	3T25	3T24	Var. (%)
Sul	253,06	171,21	47,8%
Sudeste/Centro-Oeste	252,51	171,15	47,5%
Nordeste	240,03	143,80	66,9%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

A Companhia apresentou acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R$ 11 milhões (8,5%) entre o 3T25 e o 3T24. As variações entre os trimestres analisados decorrem, principalmente, do acréscimo no segmento de geração, no mesmo montante, o qual foi impactado, substancialmente, pelo aumento nas despesas com serviços de TI e digitalização.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

A Companhia reconheceu no 3T25, no segmento de geração, o montante de R$ 6 milhões, referente a baixa de ativos no Conjunto Fotovoltaico Paracatu devido a atualização de tecnologia dos seguidores solares. No segmento de transmissão, no 3T24 houve o reconhecimento do montante de R$ 25 milhões com efeito positivo no resultado, tendo como base, principalmente, a expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras.

Alienação de Subsidiária

A Companhia registrou no 3T25, R$ 11 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul, concluído em 2023.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

	3T25		3T24	
Demonstração dos resultados (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia[1]	100%	Participação da Companhia[1]
Receita operacional líquida	2.305	403	2.209	387
Custos dos serviços prestados	(590)	(103)	(425)	(74)
Lucro bruto	**1.715**	**300**	**1.784**	**313**
Despesas gerais e administrativas	(41)	(7)	(46)	(8)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.674**	**293**	**1.738**	**305**
Resultado financeiro	(532)	(93)	(475)	(83)
Lucro antes dos impostos	**1.142**	**200**	**1.263**	**222**
Imposto de renda e contribuição social	(194)	(34)	(225)	(40)
Lucro líquido da TAG	**948**	**166**	**1.038**	**182**

[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:

	3T25		3T24	
Ebitda (em R$ milhões)	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**1.674**	**293**	**1.738**	**305**
Depreciação e amortização	180	32	167	29
Amortização da mais valia	150	26	(10)	(2)
Ebitda[1]	**2.004**	**351**	**1.895**	**332**
Margem Ebitda	**86,9%**		**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 3T24 e o 3T25, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R$ 16 milhões (8,8%), passando de R$ 182 milhões para R$ 166 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do decréscimo do lucro líquido da TAG.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente, (i) da revisão da vida útil da mais valia realizada em 2024 - considerando que inicialmente era limitada ao prazo de concessão dos contratos legados e, após a Nova lei do Gás, foi revisada para o mesmo tempo de vida útil de seus ativos; (ii) do aumento da despesa financeira líquida, (ii.i) devido a variação cambial e atualização monetária sobre a dívida e (ii.ii) pela redução dos juros de aplicações financeiras e derivativos; atenuado (iii) pela atualização, em 2024, dos contratos vinculados ao IGPM; (iv) pela redução da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema GASENE; e (v) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados.

| Balanço Patrimonial

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

Balanço Patrimonial	30/09/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	**3.774**	**4.443**
Caixa e equivalentes de caixa	1.852	2.325
Contas a receber de clientes	1.701	1.830
Outros ativos circulantes	221	288
Ativo não circulante	**29.123**	**28.955**
Depósitos vinculados	1.058	326
Outros ativos não circulantes	164	155
Imobilizado	25.147	25.727
Intangível	2.754	2.747
Total	**32.897**	**33.398**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	**3.564**	**4.377**
Instrumentos de dívida	2.602	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	26	7
Outros passivos circulantes	936	938
Passivo não circulante	**22.004**	**22.409**
Instrumentos de dívida	15.063	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	262	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.010	5.204
Outros passivos não circulantes	669	709
Patrimônio líquido	**7.329**	**6.612**
Total	**32.897**	**33.398**



Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 3T25 x 3T24 | R$ milhões

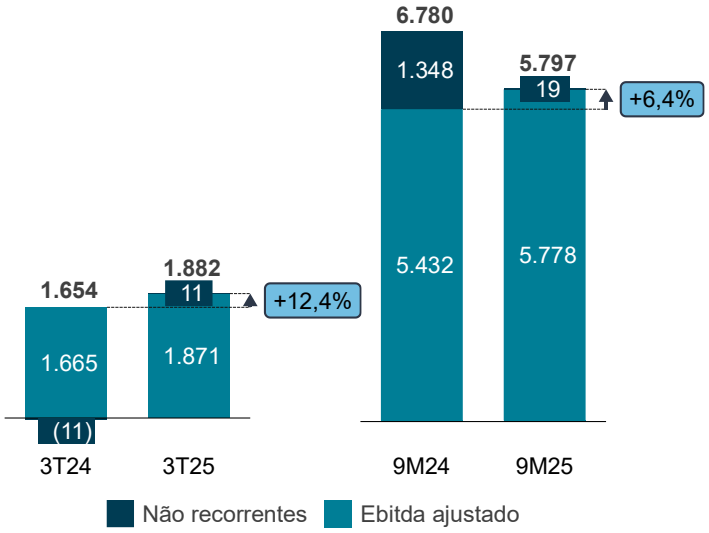
	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	*Trading*	Transporte de gás	Consolidado
3T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.102	260	(1)	166	1.527
Depreciação e amortização	352	3	-	-	355
Ebitda[1]	**1.454**	**263**	**(1)**	**166**	**1.882**
Alienação de subsidiária	(11)	-	-	-	(11)
Ebitda ajustado	**1.443**	**263**	**(1)**	**166**	**1.871**
Margem Ebitda ajustada	**56,6%**	**40,9%**	**(0,7%)**	**-**	**56,0%**
3T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	986	217	(2)	181	1.382
Depreciação e amortização	269	3	-	-	272
Ebitda	**1.255**	**220**	**(2)**	**181**	**1.654**
Custos de aquisição de subsidiária	10	-	-	-	10
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1	1
Ebitda ajustado	**1.265**	**220**	**(2)**	**182**	**1.665**
Margem Ebitda ajustada	**58,3%**	**75,6%**	**(2,6%)**	**-**	**65,6%**
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	116	43	1	(15)	145
Depreciação e amortização	83	-	-	-	83
Ebitda	**199**	**43**	**1**	**(15)**	**228**
Alienação de subsidiária	(11)	-	-	-	(11)
Custos de aquisição de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1)	(1)
Ebitda ajustado	**178**	**43**	**1**	**(16)**	**206**
Margem Ebitda ajustada	**(1,7 p.p.)**	**(34,7 p.p.)**	**1,9 p.p.**	**-**	**(9,6 p.p.)**

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

Entre o 3T25 e o 3T24, o **Ebitda ajustado** aumentou R$ 206 milhões (12,4%), passando de R$ 1.665 milhões no 3T24 para **R$ 1.871 milhões no 3T25**. A variação foi consequência dos **efeitos positivos** de (i) R$ 178 milhões (14,1%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; (ii) R$ 43 milhões (19,5%) oriundos do segmento de transmissão de energia; e (iii) R$ 1 milhão (50,0%) oriundo do segmento de *trading* de energia. Esses efeitos foram atenuados pelo **efeito negativo** de R$ 16 milhões (8,8%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

As principais variações no Ebitda ajustado estão no segmento de geração e venda de energia elétrica, indicada no item (i) acima, cujos **efeitos positivos**, foram: (i) R$ 249 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e preço médio líquido de venda; (ii) redução de R$ 12 milhões nas compras de energia; (iii) R$ 9 milhões do reconhecimento adicional da repactuação do risco hidrológico; e (iv) R$ 7 milhões de impacto positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com **efeitos negativos**: (i) aumento de R$ 32 milhões com encargos de uso da rede elétrica e conexão; (ii) aumento de R$ 29 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; e (iii) R$ 38 milhões relativos aos demais custos operacionais e despesas administrativas.

| Ebitda Ajustado[1] | R$ milhões



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

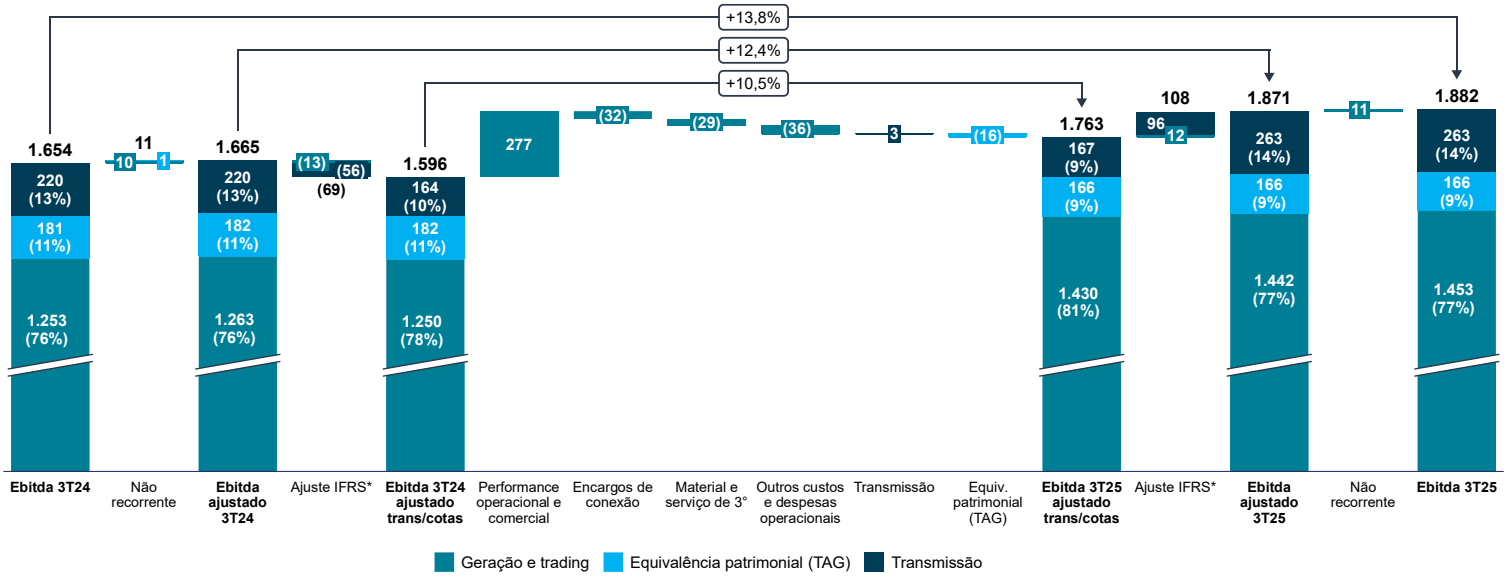
Adicionalmente, no 3T25, o Ebitda ajustado foi impactado positivamente pelo segmento de transmissão, cujos efeitos foram, substancialmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) R$ 47 milhões de acréscimo na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção; (ii) R$ 31 milhões de aumento na remuneração dos ativos de concessão; (iii) efeito negativo de R$ 25 milhões, no comparativo entre os trimestres, decorrente do

reconhecimento da revisão do ativo de contrato no 3T24; (iv) queda de R$ 12 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (v) redução de R$ 2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

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)	3T25	3T24	Var. (%)	9M25	9M24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	738	658	12,2	2.132	3.213	(33,6)
(+) Imposto de renda e contribuição social	223	237	(5,9)	662	1.255	(47,3)
(+) Resultado financeiro	566	487	16,2	1.995	1.529	30,5
(+) Depreciação e amortização	355	272	30,5	1.008	783	28,7
Ebitda	**1.882**	**1.654**	**13,8**	**5.797**	**6.780**	**(14,5)**
Efeitos não recorrentes						
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	-	10	(100,0)	-	10	(100,0)
(+) (Reversão) de *Impairment*	-	-	-	-	(31)	(100,0)
(+) Alienação de subsidiária	(11)	-	(100,0)	(19)	9	(311,1)
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	1	100,0	-	(1.336)	(100,0)
Ebitda ajustado	**1.871**	**1.665**	**12,4**	**5.778**	**5.432**	**6,4**
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(263)	(220)	19,5	(907)	(699)	29,8
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	167	164	1,8	506	491	3,1
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(192)	(182)	5,5	(613)	(577)	6,2
Ebitda regulatório cotistas	180	169	6,5	520	494	5,3
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	**1.763**	**1.596**	**10,5**	**5.284**	**5.141**	**2,8**

| Evolução do Ebitda | R$ milhões



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

Resultado Financeiro

(em R$ milhões)	3T25	3T24	Var. (R$)	9M25	9M24	Var. (R$)
Renda de aplicações financeiras	196	117	79	493	427	66
Outras receitas financeiras	25	16	9	83	62	21
Total receitas financeiras	**221**	**133**	**88**	**576**	**489**	**87**
Dívida:						
Juros	(500)	(260)	(240)	(1.171)	(1.276)	105
Atualização monetária	(119)	(137)	18	(694)	(562)	(132)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(38)	(48)	10	(226)	356	(582)
Total despesas financeiras	**(657)**	**(445)**	**(212)**	**(2.091)**	**(1.482)**	**(609)**
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(8)	(51)	43	(115)	(166)	51
Atualização a valor presente	(122)	(124)	2	(365)	(370)	5
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	**(130)**	**(175)**	**45**	**(480)**	**(536)**	**56**
Resultado financeiro	**(566)**	**(487)**	**(79)**	**(1.995)**	**(1.529)**	**(466)**

Receitas financeiras: no 3T25, as receitas financeiras atingiram R$ 221 milhões, R$ 88 milhões ou 66,2% acima dos R$ 133 milhões auferidos no 3T24, substancialmente, pelo aumento de R$ 79 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 3T25 foram de R$ 657 milhões, isto é, R$ 212 milhões ou 47,6% acima das registradas no 3T24, que foram de R$ 445 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R$ 222 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R$ 240 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões das 12ª, 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2024, outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; atenuado pela (ii) redução de R$ 18 milhões relativos à atualização monetária pela redução do IPCA entre os períodos.

Ressalta-se que, além do aumento de juros de dívida registrados no resultado, houve uma redução de R$ 16 milhões (67,1%) na capitalização no ativo imobilizado, decorrente da entrada em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e o avanço das obras do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R$ 45 milhões (25,7%), atingindo R$ 130 milhões no 3T25 em contrapartida aos R$ 175 milhões no 3T24, em virtude, principalmente, do decréscimo de R$ 43 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 3T25 foi R$ 223 milhões**, variação de R$ 14 milhões (5,9%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R$ 237 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela apuração de prejuízo fiscal em determinadas empresas consolidadas. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes da alienação e aquisição de subsidiária, as despesas com IR e CSLL, reduziram R$ 21 milhões (8,8%), entre os trimestres analisados.

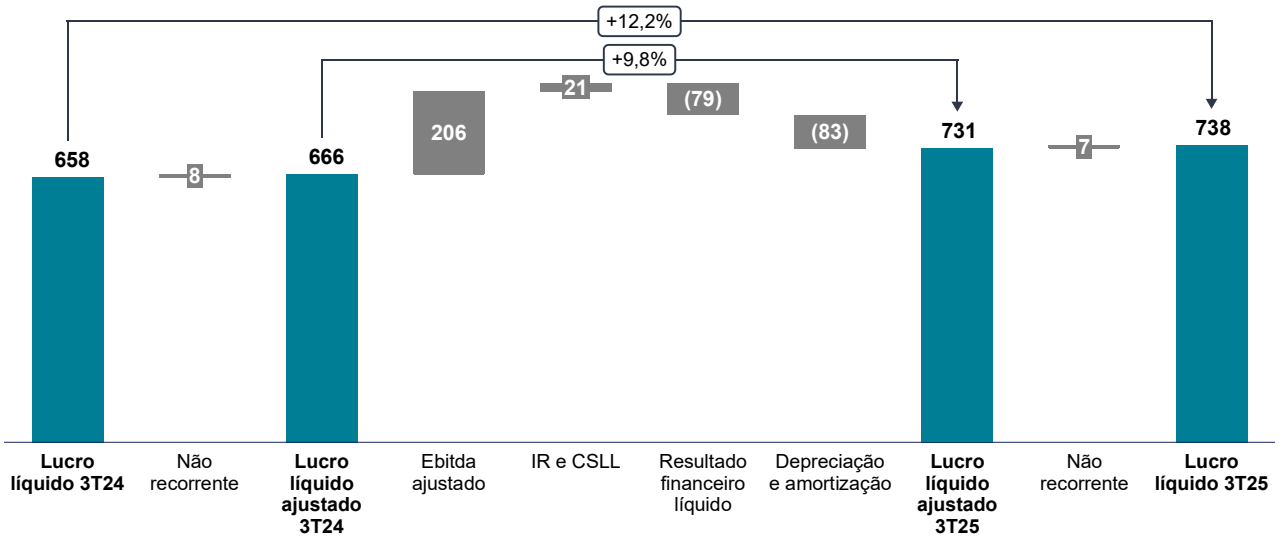

UHE Jaguara (MG)

Lucro Líquido Ajustado

O lucro líquido ajustado do 3T25 foi de R$ 731 milhões, R$ 65 milhões ou 9,8% maior do que os R$ 666 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é consequência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 206 milhões no Ebitda ajustado; (ii) redução de R$ 21 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes; parcialmente atenuado pelo (iii) aumento de R$ 83 milhões da depreciação e amortização; e (iv) efeito negativo de R$ 79 milhões do resultado financeiro líquido.

Considerando os efeitos não recorrentes da alienação de subsidiária, o lucro líquido do 3T25 foi de R$ 738 milhões, R$ 80 milhões ou 12,2% maior do que os R$ 658 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior (considerando os efeitos não recorrentes de custos de aquisição de subsidiárias e alienação de participação societária em controlada em conjunto).

| Evolução do Lucro Líquido | R$ milhões

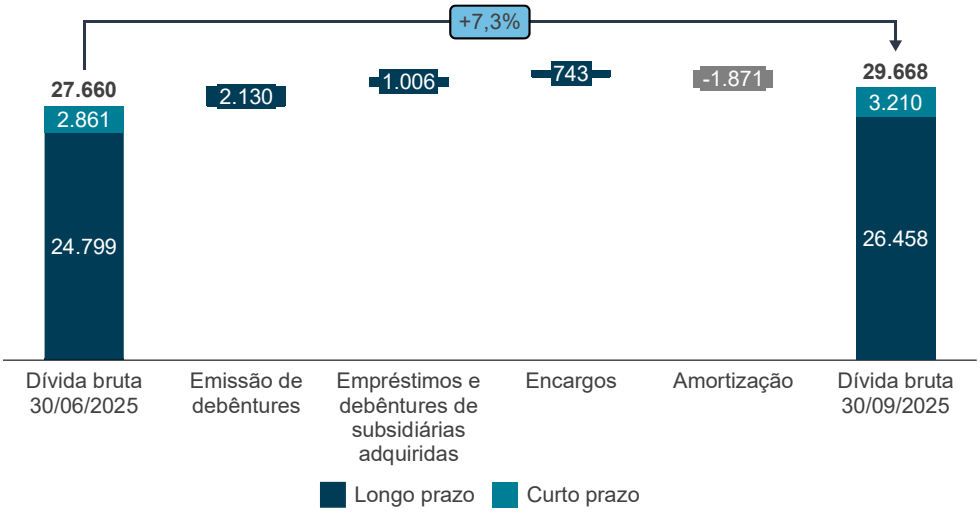


Endividamento

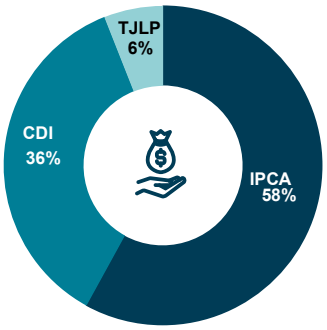
Em 30 de setembro de 2025, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 29.668 milhões — aumento de 7,3%** (R$ 2.008 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2025. O **prazo médio de vencimento da dívida** no fim do 3T25 era de **7,2 anos.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no 3T25: (i) R$ 2.130 milhões da 15ª emissão de debêntures; (ii) R$ 1.006 milhões de ingresso de empréstimos e debêntures de subsidiárias adquiridas; (iii) geração de R$ 743 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (vi) R$ 1.871 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

| Evolução da Dívida Bruta | R$ milhões



| Composição da Dívida



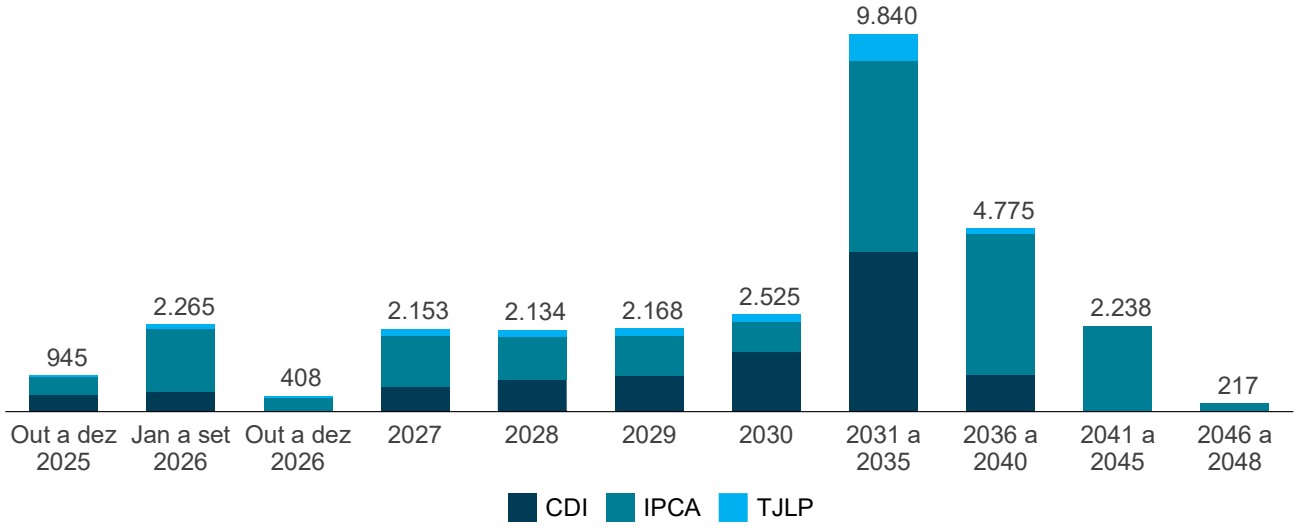
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T25 foi 12,0% — equivalente a IPCA + 6,4% — 0,2 p.p. acima do registrado no fim do 2T25 (11,8% — equivalente a IPCA + 6,1%).

Em 30 de setembro 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$ 24.534 milhões, aumento de 13,8%** em relação ao registrado no 2T25.

| Dívida Líquida

(em R$ milhões)	30/09/2025	30/06/2025	Var. %
Dívida bruta	29.472	27.584	6,8
Resultado de operações de *hedge*	196	76	158,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(508)	(438)	15,9
Caixa e equivalentes de caixa	(4.626)	(5.660)	(18,3)
Dívida líquida total	**24.534**	**21.561**	**13,8**
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	**3,2X**	**2,9X**	

| Cronograma de Vencimento da Dívida | R$ milhões



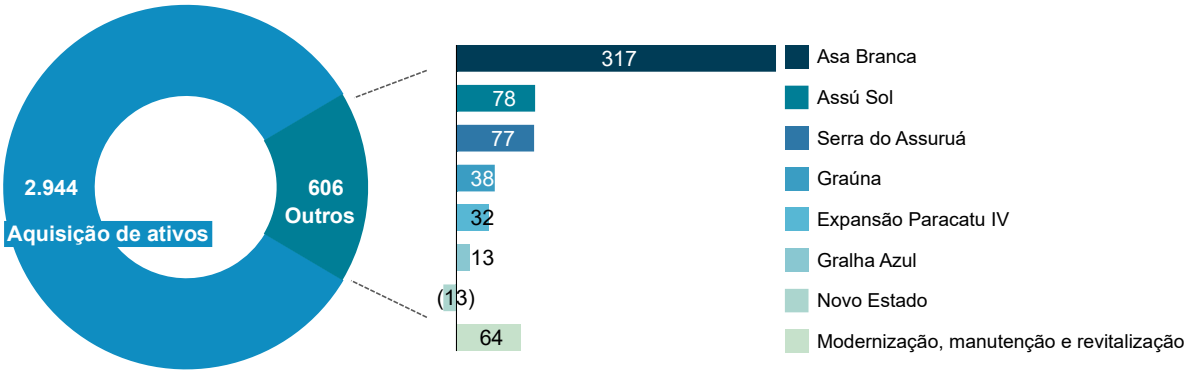
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T25 foram de R$ 3.550 milhões, dos quais: (i) R$ 2.944 milhões aplicados na aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, sendo R$ 2.286 milhões pagos ao vendedor no fechamento da operação como preço de compra ajustado e assunção de R$ 658 milhões de dívida líquida (dívida total descontado caixa e depósitos vinculados); (ii) R$ 542 milhões destinados à construção dos novos projetos, sendo: (ii.i) R$ 317 milhões concentrados na Asa Branca Transmissora de Energia; (ii.ii) R$ 78 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii.iii) R$ 77 milhões no Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii.iv) R$ 38 milhões na Graúna Transmissora de Energia; (ii.v) R$ 32 milhões na recuperação e expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (ii.vi) R$ 13 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia; e (ii.vii) -R$ 13 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia, resultado de êxito em ação tributária, ocasionando redução do capex total do projeto; (iii) R$ 70 milhões designados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 12 milhões para modernização das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Ponte de Pedra; e (v) -R$ 18 milhões de ajustes de adiantamentos e provisões incorridas durante a execução das melhorias na Usina Hidrelétrica Salto Osório.



Modernização da UHE Jaguara

| Investimentos | R$ milhões



Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

Gestão Sustentável

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

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política 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 setembro de 2025, das 130 usinas instaladas em 13 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 67,9% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

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

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

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

Destaques do Trimestre

- A ENGIE Brasil Energia, mais uma vez, é certificada como **um dos melhores lugares para trabalhar segundo o *ranking* GPTW Brasil (*Great Place To Work*)** – categoria de 1.000 a 9.999 colaboradores. Além de garantir a certificação, o diagnóstico oferecido pela GPTW possibilita identificar pontos fortes e eventuais melhorias em nosso clima organizacional. O reconhecimento reforça o propósito da ENGIE de construir um ambiente cada vez mais saudável, inclusivo e engajador.
- A Companhia conquistou dois importantes reconhecimentos no trimestre: o **Prêmio Aneel de Inovação 2025**, eleita como a organização mais inovadora do ano, na categoria Geração – Empresas de grande porte; e o **Prêmio ANEFAC de Boas Práticas ESG 2025**, conquistando o título de Destaque do Ano na categoria estágio Gerencial.

- Foi inaugurado o **Centro de Cultura de Saudade do Iguaçu, no Paraná**, o sétimo apoiado pela Companhia. O espaço recebeu investimento de mais de R$ 7 milhões via Lei de Incentivo à Cultura. Os Centros contribuem com a preservação da cultura local e valorização da história e dos costumes desses territórios, além de funcionarem como contraturno escolar, promovendo inclusão social e digital. Atualmente, mais de 1.100 crianças e adultos frequentam as oficinas oferecidas pelos espaços em operação.
- Foi lançada a quinta edição do **Edital de Educação**, o maior desde o lançamento do programa. Neste ano, foram contempladas 43 iniciativas de escolas localizadas nos munícipios onde a ENGIE ou empresas parceiras atuam. Cada uma delas recebe R$ 10 mil, totalizando R$ 430 mil em investimentos que incentivem e financiem iniciativas em prol de crianças e adolescentes do Ensino Médio, Fundamental I e II das redes pública e privada de educação.
- A Companhia realiza anualmente, em agosto, a **Jornada Agosto Lilás**, para promoção da conscientização e do combate à violência doméstica contra a mulher. A jornada conta com o apoio do Instituto Maria da Penha e de 26 empresas que integram o movimento Parcerias do Bem, criado para reunir diferentes setores em torno de iniciativas de responsabilidade social. Além de palestras e conscientização para público interno e parceiros, este ano a campanha foi marcada pela inauguração da Casa de Acolhimento da Estação Feminina, em Castro (PR), um espaço dedicado à proteção e ao apoio de meninas de 12 a 17 anos, vítimas de violência, oferecendo acolhimento, informação e oportunidades de desenvolvimento.



Evento de inauguração do Centro de Cultura de Saudade do Iguaçu - PR



- No trimestre, a ENGIE Brasil Energia, em parceria com a Vestas, celebrou a conclusão da turma em **formação técnica em eletrotécnica, em Umburanas (BA)**, com foco na inclusão de gênero e no desenvolvimento regional. O curso, ministrado pelo SENAI-BA ao longo de dois anos, formou 19 alunos, sendo a maioria mulheres — um avanço significativo em um setor historicamente masculino. A ação reforça o compromisso das empresas com a transição energética justa e diversa, qualificando mão de obra local e inspirando comunidades.

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 3T25 e 3T24.

| Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 3T25	Desempenho 3T24	Variação	Desempenho 9M25	Desempenho 9M24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	$tonCO_2e/MWh$	0,0018	0,0016	14,0%	0,0022	0,0018	20,0%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO2e/milhões R$	7,4	8,8	-15,9%	7,9	9,4	-16,0%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	24.863,1	22.419,1	10,9%	74.788,8	74.372,4	0,6%
	Intensidade de consumo de água	m^3/MWh	0,024	0,048	-51,2%	0,028	0,028	-0,8%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" [1]	Pessoas	31.141	41.452	-24,9%	63.828	95.771	-33,4%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,460	0,210	0,25 p.p.	0,520	0,217	0,30 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,950	0,000	0,95 p.p.	0,000	0,00	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,060	0,238	0,82 p.p.	0,600	0,25	0,35 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	16,4%	15,2%	1,3 p.p.	98,6%	85,7%	12,9 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	1,4%	2,0%	-0,6 p.p.	4,6%	5,4%	-0,8 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	1,4%	-0,5 p.p.	2,6%	2,7%	-0,1 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R$	3.910.849	11.476.423	-65,9%	8.911.600	17.573.131	-49,3%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R$	1.625.402	1.444.772	12,5%	4.312.722	4.581.531	-5,9%
G	Investimento em Inovação	R$	12.513.848	11.739.632	6,6%	39.712.895	33.498.962	18,5%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.288	1.199	7,4%	1.288	1.199	7,4%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	81,5%	84,5%	-3,0 p.p.	81,5%	84,5%	-3,0 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,5%	31,4%	0,1 p.p.	31,5%	31,4%	0,1 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	30,9%	30,5%	0,4 p.p.	30,9%	30,5%	0,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,9%	5,0%	-0,1 p.p.	4,9%	5,0%	-0,1 p.p.

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

Mercado de Capitais

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

Desempenho das Ações – EGIE3

O Ibovespa encerrou o terceiro trimestre de 2025 com valorização de 5,3%, refletindo um período de recuperação após a volatilidade do início do trimestre. Em julho, o índice recuou 4,2%, influenciado por revisões nas expectativas de juros e incertezas no cenário externo. Nos meses seguintes houve recuperação: agosto e setembro registraram ganhos, impulsionados pelo ingresso de capital estrangeiro e dados positivos do mercado de trabalho, embora ainda com cautela diante da instabilidade nos preços do petróleo e preocupações fiscais globais. O trimestre foi marcado por expectativas de cortes de juros no Brasil e nos Estados Unidos, além de um ambiente doméstico mais favorável, fatores que sustentaram o otimismo dos investidores. No acumulado do ano até setembro, o Ibovespa apresentou alta de 21,6%, superando os 146 mil pontos e renovando máximas históricas intradiárias.

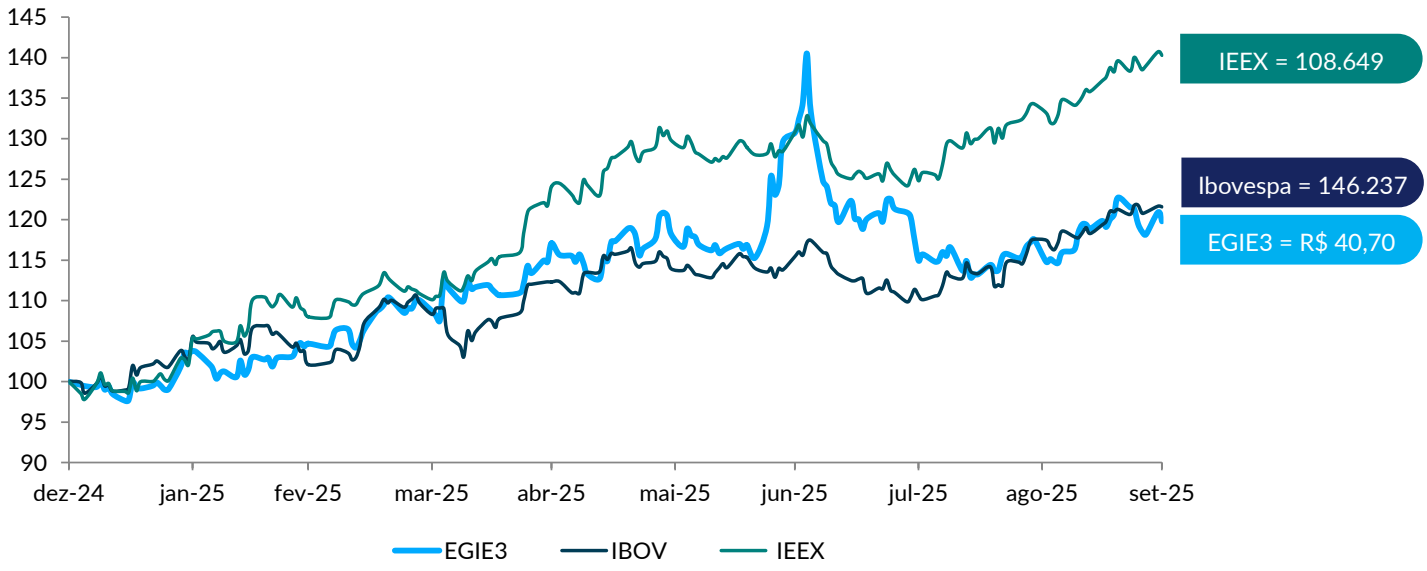
As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 8,4% no 3T25. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 7,3% e 5,3%, respectivamente.

Já no acumulado do ano, as ações da Companhia desempenharam positivamente em 19,8%, frente a valorização de 40,3% do IEEX e 21,6% do Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 45,0 milhões no 3T25, 1,2% acima do registrado no 3T24, quando atingiu R$ 44,5 milhões.

No último pregão de setembro de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R$ 40,70/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 33,2 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)	30/09/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	**8.217.512**	**7.198.390**
Caixa e equivalentes de caixa	4.625.662	3.958.758
Contas a receber de clientes	1.338.373	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	467.307	490.704
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	67	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	82.711	34.844
Depósitos vinculados	49.448	37.274
Ativo financeiro de concessão	412.567	395.040
Ativo de contrato	767.066	646.028
Outros ativos circulantes	469.734	402.090
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	**48.326.600**	**42.913.911**
Realizável a Longo Prazo	**13.029.551**	**11.387.786**
Instrumentos financeiros derivativos - *hedge*	48.011	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	22.858	7.289
Depósitos vinculados	510.697	360.682
Depósitos judiciais	94.818	72.591
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	39.582	43.234
Ativo financeiro de concessão	3.152.464	3.070.039
Ativo de contrato	8.404.043	7.028.394
Outros ativos não circulantes	757.078	750.252
Investimentos	**1.376.040**	**1.250.625**
Imobilizado	**28.038.285**	**24.857.228**
Intangível	**5.527.517**	**5.088.963**
Direito de uso de arrendamentos	**355.207**	**329.309**
Total	**56.544.112**	**50.112.301**

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R$ mil)	30/09/2025	31/12/2024
Passivo Circulante	**7.600.856**	**7.273.026**
Fornecedores	881.046	1.061.422
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.464.432	1.595.587
Empréstimos e financiamentos	1.577.551	911.871
Debêntures	1.544.998	1.698.919
Ações preferênciais resgatáveis	32.959	10.142
Arrendamentos a pagar	43.543	38.459
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	836.217	796.725
Imposto de renda e contribuição social a pagar	222.563	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	136.582	142.120
Obrigações trabalhistas	133.072	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	80.370	29.139
Provisões	5.835	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	37.113	32.284
Outros passivos circulantes	604.575	496.338
Passivo Não Circulante	**35.480.385**	**30.558.877**
Empréstimos e financiamentos	13.878.776	12.931.409
Debêntures	11.959.521	8.105.450
Ações preferênciais resgatáveis	478.449	477.145
Arrendamentos a pagar	354.995	315.538
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.437.823	4.572.379
Instrumentos financeiros derivativos - *trading*	21.637	6.986
Provisões	665.628	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	212.458	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.831.001	2.519.353
Outros passivos não circulantes	640.097	800.211
Patrimônio Líquido	**13.462.871**	**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	(88.941)	(193.510)
Lucros acumulados	1.280.929	-
Participação de acionista não controlador	1.158.705	1.013.697
Total	**56.544.112**	**50.112.301**

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	3T25	3T24	Var. %	9M25	9M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	**3.343.256**	**2.536.849**	**31,8**	**9.442.446**	**7.947.729**	**18,8**
Custos Operacionais	**(1.846.243)**	**(1.233.285)**	**49,7**	**(4.876.510)**	**(3.437.101)**	**41,9**
Compras de energia	(452.344)	(393.916)	14,8	(909.414)	(1.117.158)	-18,6
Transações no mercado de energia de curto prazo	(137.119)	(16.096)	751,9	(303.080)	(53.808)	463,3
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(207.791)	(175.811)	18,2	(591.554)	(524.575)	12,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(53.133)	(57.916)	-8,3	(123.046)	(171.256)	-28,2
Pessoal	(74.014)	(64.712)	14,4	(208.089)	(189.912)	9,6
Materiais e serviços de terceiros	(149.637)	(121.129)	23,5	(412.398)	(319.074)	29,2
Depreciação e amortização	(345.124)	(262.700)	31,4	(975.794)	(752.552)	29,7
Seguros	(44.374)	(30.737)	44,4	(115.708)	(85.813)	34,8
Constituição de provisões operacionais, líquida	(22.799)	(16.641)	37,0	(22.057)	4.817	-557,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(343.975)	(71.480)	381,2	(1.131.334)	(145.906)	675,4
Outros	(15.933)	(22.147)	-28,1	(84.036)	(81.864)	2,7
Lucro Bruto	**1.497.013**	**1.303.564**	**14,8**	**4.565.936**	**4.510.628**	**1,2**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(135.714)**	**(103.023)**	**31,7**	**(307.703)**	**990.570**	**-131,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(140.374)	(130.363)	7,7	(379.584)	(360.740)	5,2
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	-	0,0	-	30.957	-100,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	10.740	(597)	-1.899,0	20.309	1.326.953	-98,5
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(6.080)	27.937	-121,8	51.572	(6.600)	-881,4
Resultado de Participações Societárias	**166.073**	**181.620**	**-8,6**	**531.884**	**495.583**	**7,3**
Equivalência patrimonial	166.073	181.620	-8,6	531.884	495.583	7,3
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.527.372**	**1.382.161**	**10,5**	**4.790.117**	**5.996.781**	**-20,1**
Resultado Financeiro	**(566.490)**	**(487.207)**	**16,3**	**(1.996.360)**	**(1.528.877)**	**30,6**
Receitas financeiras	220.350	132.605	66,2	576.337	488.797	17,9
Despesas financeiras	(657.672)	(445.236)	47,7	(2.092.684)	(1.481.407)	41,3
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(129.168)	(174.576)	-26,0	(480.013)	(536.267)	-10,5
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**960.882**	**894.954**	**7,4**	**2.793.757**	**4.467.904**	**-37,5**
Imposto de renda	(157.369)	(167.896)	-6,3	(468.879)	(900.584)	-47,9
Contribuição social	(65.408)	(69.260)	-5,6	(192.968)	(354.223)	-45,5
Lucro Líquido do Exercício	**738.105**	**657.798**	**12,2**	**2.131.910**	**3.213.097**	**-33,6**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	680.406	655.047	3,9	1.965.390	3.210.436	-38,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	57.699	2.751	1.997,4	166.520	2.661	6.157,8
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,8339**	**0,8028**	**3,9**	**2,4088**	**3,9347**	**-38,8**

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	9M25	9M24
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.793.757	4.467.904
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(531.884)	(495.583)
Depreciação e amortização	1.008.331	783.324
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	(30.957)
Juros e variação monetária	1.866.949	1.330.952
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	480.013	536.267
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.336.133)
Alienação de subsidiária	(20.309)	9.180
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	105.168	43.465
Repactuação do risco hidrológico	(9.288)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(383.276)	(364.952)
Remuneração de ativo de contrato	(799.418)	(679.251)
Perdas não realizadas em operações de *trading*, líquidos	2.445	9.243
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(1.196.147)	(147.962)
Perdas por ineficiência na construção	35.899	9.159
Outros	42.073	3.275
Lucro Ajustado	**3.394.313**	**4.137.931**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(112.203)	21.194
Crédito de imposto de renda e contribuição social	1.810	(69.642)
Depósitos vinculados e judiciais	(18.251)	18.667
Ativo financeiro de concessão	283.324	273.186
Ativo de contrato	501.835	497.886
Outros ativos	(22.610)	21.648
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	(28.560)	(21.788)
Obrigações fiscais e regulatórias	14.648	(45.737)
Obrigações trabalhistas	2.083	1.837
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(37.060)	(33.696)
Outros passivos	22.541	368.519
Caixa Gerado pelas Operações	**4.001.870**	**5.170.005**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(1.172.140)	(969.297)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(529.587)	(906.721)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	**2.300.143**	**3.293.987**
Atividades de Investimento	**(3.451.066)**	**(4.084.700)**
Dividendos recebidos de controladas em conjunto	360.687	815.000
Aquisição de subsidiárias	(2.286.053)	(2.361.046)
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida	242.397	271.494
Aplicação no imobilizado e no intangível	(1.411.372)	(4.899.075)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	2.766.468
Redução de capital em controladas	234.313	-
Ajuste de preço (pagamento) na aquisição de subsidiárias	16.320	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(1.003)	(84.904)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	20.309	27.584
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	-	(19.873)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(625.723)	(599.634)
Outros	(941)	(714)
Atividades de Financiamento	**1.817.827**	**(415.883)**
Ingresso de instrumentos de dívida	4.895.264	2.503.760
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(1.872.732)	(1.788.706)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.204.842)	(1.134.002)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	137	3.065
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**666.904**	**(1.206.596)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.958.758	5.255.767
Saldo final	4.625.662	4.049.171
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	**666.904**	**(1.206.596)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos adicionais e intercalares	1.085.394	1.333
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	360.687	490.000
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	7.701	12.013
ICMS sobre venda de energia elétrica	(114.065)	10.858
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(23.524)	13.667
Fornecedores de imobilizado e intangível	(278.208)	344.078
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	(48.971)	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangíve	-	(83.135)
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	1.406.837	1.204.362
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	30.086	6.587

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3T25

Visão Geral

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

Em 30.09.2025, seu valor de mercado era de R$ 33,2 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **10.581 MW**, composta por **130 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 117 complementares: uma 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 e Graúna em operação parcial.

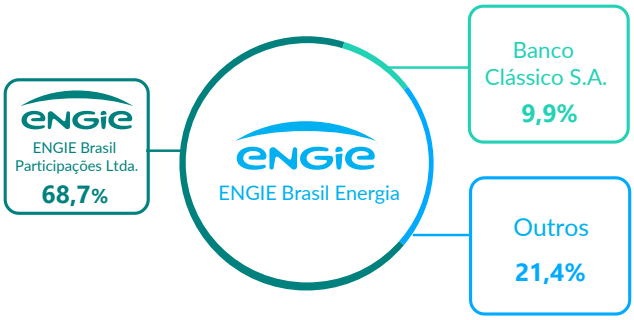
Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



Capacidade instalada própria de geração de energia de **10.581 MW (5.156 MWm), 2.871 Km** de linhas de transmissão em operação e participação de **17,5% na TAG.**

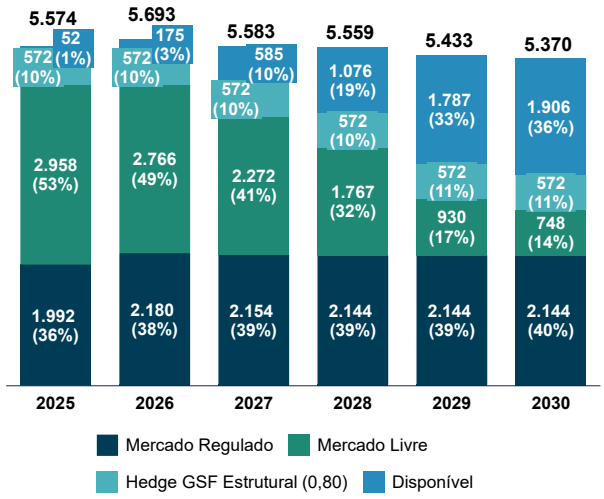
Composição Acionária

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 30/09/2025*



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

ANEXO 5

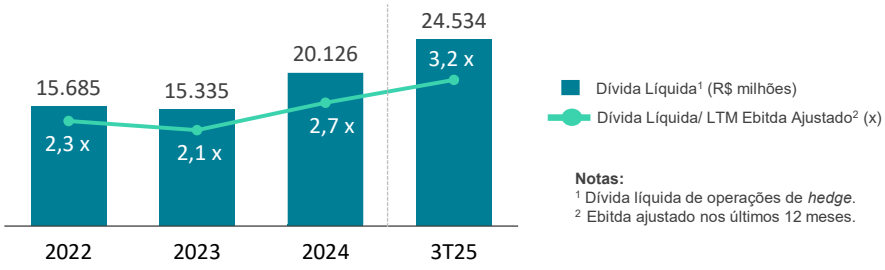
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 3T25

Consolidado (em R$ milhões)	3T25	3T24	Var.	9M25	9M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.343	2.537	31,8%	9.442	7.948	18,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.527	1.382	10,5%	4.790	5.997	-20,1%
Ebitda ajustado [1]	1.871	1.665	12,4%	5.778	5.432	6,4%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas [2]	1.763	1.596	10,5%	5.284	5.141	2,8%
Ebitda / ROL - (%) ajustada [1]	56,0	65,6	-9,6 p.p.	61,2	68,3	-7,1 p.p.
Lucro Líquido ajustado	731	666	9,8%	2.119	2.314	-8,4%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado [3]	23,6	26,5	-2,9 p.p.	23,6	26,5	-2,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado [4]	14,9	16,7	-1,9 p.p.	14,9	16,7	-1,9 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	6.167	6.338	-2,7%	5.218	6.194	-15,8%
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.668	4.050	15,3%	4.455	3.990	11,7%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	211,61	215,96	-2,0%	213,98	221,44	-3,4%
Número de Empregados - Total	1.340	1.234	8,6%	1.340	1.234	8,6%

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

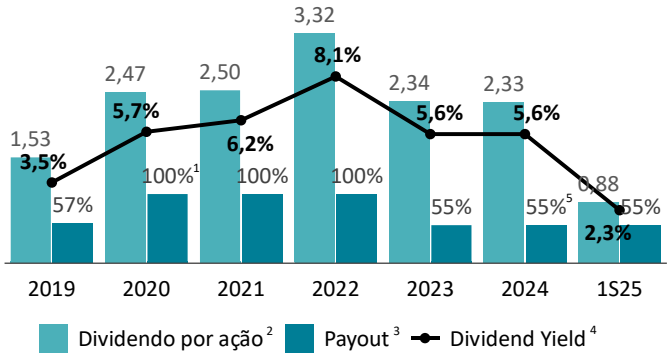
Endividamento (R$ milhões)



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

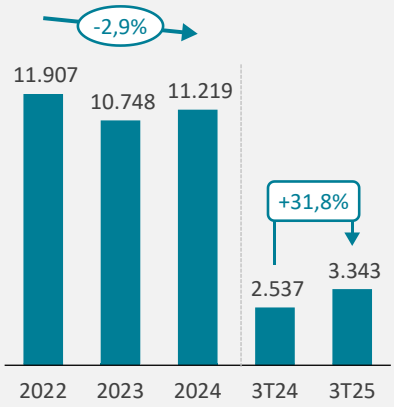
Política de Dividendos

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

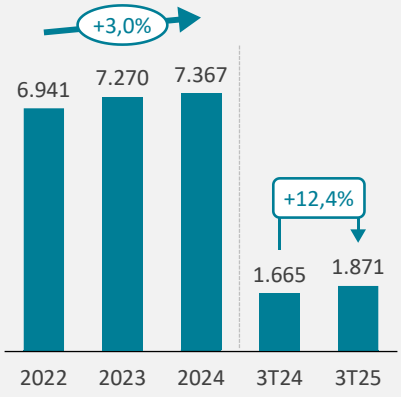


Notas:
1 Considerando *payout* equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
2 Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018.
3 Considera o lucro líquido distribuível do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

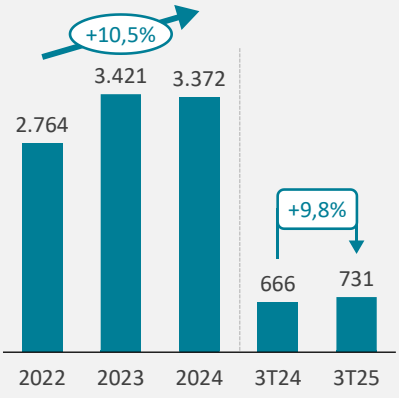
Receita líquida (R$ milhões)



Ebitda ajustado (R$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R$ milhões)



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

ISEB3 ICO2 B3 IDIVERSA B3

