

RELEASE DE RESULTADOS 4T25 E 2025

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**

26/02/2026 às 11:00h
(horário de Brasília):
**em português com tradução
simultânea para inglês**

[Clique aqui](#) para acessar a transmissão

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

IBOVESPA B3

ISEB3

IEE B3



Florianópolis (SC), 25 de fevereiro de 2026. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE", ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e período de 12 meses, encerrado em 31 de dezembro de 2025 (4T25/12M25). 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.



Asa Branca Transmissora de Energia

ENGIE Brasil Energia avança em 2025 com crescimento sustentável e expansão estratégica em renováveis e transmissão.

DESTAQUES



A receita operacional líquida da Companhia atingiu **R\$ 12.860 milhões** no ano de 2025, 14,6% (R\$ 1.641 milhões) acima do montante apurado no ano de 2024.



O Ebitda ajustado² no ano de 2025 alcançou **R\$ 7.640 milhões**, aumento de 3,7% (R\$ 273 milhões) em comparação com 2024.



O lucro líquido ajustado nos 12 meses de 2025 foi de **R\$ 2.845 milhões**, valor 15,6% (R\$ 527 milhões) abaixo do alcançado no ano de 2024.



O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de trading, foi de **R\$ 213,18/MWh** no ano de 2025, valor 3,4% inferior ao registrado em 2024.



A quantidade de energia vendida no ano de 2025, sem considerar as operações de trading, foi de **39.933 GWh (4.559 MW médios)**, volume 11,0% superior ao comercializado em 2024.



Conjunto Eólico Serra do Assuruá, na Bahia atingiu operação comercial de 100% dos seus **188 aerogeradores**, totalizando 846 MW de capacidade instalada.



O primeiro trecho do Sistema de Transmissão Asa Branca, com **334 quilômetros**, entrou em operação comercial em novembro de 2025, representando 33% da RAP total do projeto.



Instalado o Comitê Especial Independente de Transações com Partes Relacionadas, com o objetivo de assessorar nas análises relativas à potencial transferência da participação de 40% na Jirau Energia, detida hoje pela ENGIE Brasil Participações, para a ENGIE Brasil Energia.



Foi concretizado 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.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R\$ milhões)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.418	3.271	4,5%	12.860	11.219	14,6%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.479	1.685	-12,2%	6.268	7.682	-18,4%
Ebitda ¹	1.863	1.973	-5,6%	7.660	8.754	-12,5%
Ebitda ajustado ²	1.863	1.934	-3,7%	7.640	7.367	3,7%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	1.820	1.766	3,1%	7.105	6.907	2,9%
Ebitda / ROL - (%) ¹	54,5	60,3	-5,8 p.p.	59,6	78,0	-18,4 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	54,5	59,1	-4,6 p.p.	59,4	65,7	-6,3 p.p.
Lucro Líquido	727	1.090	-33,3%	2.858	4.303	-33,6%
Lucro Líquido ajustado	727	1.060	-31,4%	2.845	3.372	-15,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ajustado ⁴	20,4	27,4	-7,0 p.p.	20,4	27,4	-7,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ajustado ⁵	13,9	17,1	-3,3 p.p.	13,8	17,2	-3,4 p.p.
Dívida Líquida ⁶	25.514	20.126	26,8%	25.514	20.126	26,8%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	6.301	6.110	3,1%	5.491	6.173	-11,0%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.867	4.332	12,3%	4.559	4.106	11,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	210,66	224,93	-6,3%	213,18	220,79	-3,4%
Número de Empregados - Total	1.350	1.210	11,6%	1.350	1.210	11,6%
Empregados EBE	1.321	1.188	11,2%	1.321	1.188	11,2%
Empregados em Projetos em Construção	29	22	31,8%	29	22	31,8%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Eventos Subsequentes



A ENGIE Brasil Energia foi novamente incluída na **A-list do CDP (Carbon Disclosure Project)** em 2025, recebendo notas máximas em Clima e Água por suas estratégias e governança exemplares em sustentabilidade ambiental.



A Companhia segue integrando o **Sustainability Yearbook da S&P** figurando entre os 5% melhores do setor de *electric utilities* mundial.



O **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol** alcançou sua operação comercial plena em fevereiro de 2026, incorporando **753 MWac** de capacidade instalada ao portfólio da Companhia.



O Conselho de Administração aprovou a proposta de **distribuição de dividendos obrigatórios e complementares** no montante de **R\$ 557,8 milhões (R\$ 0,48828975686/ação)**, a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento.

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.

Assú Sol (RN)



Mensagem da Administração

Construídos ao longo de quase três décadas de atuação, atributos como **solidez, resiliência e adaptabilidade** foram fundamentais para que a ENGIE Brasil Energia seguisse, em 2025, **criando e compartilhando valor de forma sustentável**. Em um contexto marcado por tensões geopolíticas, desafios macroeconômicos e regulatórios, avançamos de forma consistente na execução de nossa estratégia, ao conciliar **crescimento, desempenho econômico-financeiro e integração dos temas ambientais, sociais e de governança** com nosso modelo de negócios.

Os resultados do ano refletem esses avanços, ancorados na excelência operacional e no desenvolvimento de soluções energéticas alinhadas às necessidades da sociedade e às oportunidades do mercado brasileiro. No acumulado do ano, a Companhia registrou **receita operacional líquida de R\$ 12,9 bilhões**, sustentada pela robustez de seu portfólio de geração e pela previsibilidade proporcionada pelos ativos de transmissão. **O Ebitda ajustado**, contando também com a contribuição da TAG, **ultrapassou R\$ 7,6 bilhões**, evidenciando a capacidade de geração de caixa mesmo em um ambiente setorial desafiador.

O **lucro líquido ajustado** manteve-se em patamar sólido, reforçando a capacidade de sustentar investimentos estratégicos: **R\$ 2,8 bilhões**, que apoiaram a expansão da capacidade instalada e o avanço de projetos de transmissão. A estrutura de capital segue equilibrada, com alavancagem compatível com a estratégia e com a preservação do grau de investimento.

Em âmbito operacional, 2025 foi marcado pelo sucesso de projetos estruturantes. **O Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, implantado no sudoeste da Bahia, **entrou em plena operação comercial, com 846 MW instalados**, e o **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, no Rio Grande do Norte, entregou novos 753 MWac ao mercado**. Tais marcos concluem um ciclo de investimento em renováveis de grande escala, que agregaram alta eficiência e baixo impacto ambiental, de modo a ampliar a oferta de energia renovável de forma competitiva e contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas.

Outro marco do ano foi a **aquisição de duas usinas hidrelétricas** já em operação nos estados do Amapá e Pará: **Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão**. Juntas, agregaram 612 MW de capacidade à Companhia, que agora conta com um portfólio de 12,4 GW de capacidade instalada operada.

Soma-se ao protagonismo como geradora de energia a **operação de 3,2 mil km de linhas de transmissão**, fundamentais para ampliar o acesso à energia renovável e a confiabilidade do sistema. Em 2025, demos continuidade à implantação de dois sistemas de transmissão de grande porte – **Asa Branca e Graúna** – que acrescentarão, juntos, 1,9 mil km de linhas ao país e trazem à Companhia a estabilidade e a previsibilidade de receitas inerentes a esse negócio.

Serra do Assuruá (BA)



Manteremos nosso trabalho de **preparar os negócios** para um cenário de **crescimento estrutural da demanda** por energia no país.

Na área comercial, registramos **crescimento de aproximadamente 24% na base de clientes e de 34% no total de unidades consumidoras** em relação ao ano anterior. Os resultados refletem a consistência da nossa estratégia comercial e a crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis e de longo prazo.

O desempenho anual também atesta a robustez dos mecanismos de gestão de riscos corporativos, os quais conferem a nossos processos decisórios uma análise criteriosa de fatores operacionais, comerciais, regulatórios, financeiros, socioambientais, climáticos e de governança. Dessa forma, temos reforçado a previsibilidade do negócio de forma abrangente, mitigando riscos em diferentes cenários e horizontes temporais e, assim, protegendo valor.

Nesse sentido, completamente integrada ao modelo de negócios, nossa **Jornada pelo Clima** reafirma o rigor da gestão ambiental da Companhia, focada na redução de impactos ao longo de todo o ciclo de vida de nossos ativos. O compromisso com **agendas de mitigação e adaptação às mudanças do clima** permaneceu no centro de nossa estratégia, orientando investimentos, inovação e a busca contínua por eficiência e resiliência.

No âmbito social, o **cuidado com as pessoas** — colaboradores, fornecedores e comunidades — seguiu como um elemento central da nossa cultura organizacional. Investimos em **segurança, diversidade, inclusão e desenvolvimento humano**, reconhecendo que resultados sustentáveis são construídos por pessoas engajadas e preparadas para os desafios do futuro. Aprofundamos nossa atuação nos territórios onde estamos inseridos, investindo R\$ 26 milhões em iniciativas de impacto social que geram valor compartilhado, fortalecem o desenvolvimento local e ampliam o diálogo com diferentes públicos.

A governança corporativa também foi um destaque do ano. A **reestruturação da Diretoria Executiva** ocorreu de forma planejada, alinhada ao aprimoramento e integração das linhas de negócio da Companhia e ao fortalecimento do papel executivo no Brasil, na estrutura de gestão do Grupo ENGIE – com continuidade estratégica e estabilidade institucional. Mantivemos, nesse processo, elevados padrões de ética, transparência e integridade, assegurando uma gestão responsável e atenta aos interesses dos acionistas e da sociedade.

A experiência de nosso controlador, aliada à relevância estratégica atribuída pelo Grupo ENGIE às operações brasileiras, reforça a perspectiva positiva da Companhia para os próximos anos. Os debates da COP30 (30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima), realizada no Brasil em 2025, demonstram que nosso país figura entre os protagonistas da transição energética, ao aliar uma matriz já majoritariamente renovável à capacidade de expandir a oferta de energia de forma segura e sustentável. Esse potencial se torna ainda mais relevante diante do crescimento estrutural do consumo de eletricidade associado à digitalização de processos produtivos – e, em especial, ao avanço da inteligência artificial. Não há dúvida de que a captura das oportunidades geradas por esse novo ciclo de desenvolvimento exigirá mais resiliência do setor elétrico, com **equilíbrio regulatório, racionalidade econômica e diálogo constante entre setor privado, poder público e sociedade**.

A ENGIE Brasil Energia seguirá dedicada a colaborar com a construção de um ambiente de negócios que favoreça investimentos, inovação e competitividade, que faça frente ao incremento da demanda por energia no país.

Agradecemos a todas as pessoas e instituições que compartilham de nosso propósito e, ao longo de 2025, agiram para acelerar a transição à economia de baixo carbono. Juntos, tornaremos a energia renovável cada vez mais acessível, de forma confiável e justa.

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 4T25, a ENGIE Brasil Energia contava com **10.684,8 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.384,5 MW, composto de 133 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 120 de fontes renováveis complementares — central a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 130 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 31 de dezembro de 2025

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Concessão	Garantia física (MWm) Participação	
			Total	Participação da Companhia		da Companhia	
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	dez/32	528,7	
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	nov/30	702,2	
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	414,8	out/35	143,7	
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.103,7	1.103,7	abr/31	487,3	
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	fev/47	244,1	
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	dez/35	247,8	
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	jun/48	324,0	
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguaí (MG)	408,0	408,0	jun/48	188,3	
Santo Antônio do Jari	Hidrelétrica	Rio Jari (AP e PA)	393,0	393,0	out/45	211,3	
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	mai/42	140,8	
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	abr/31	107,5	
Cachoeira Caldeirão	Hidrelétrica	Rio Araguaí (AP)	219,0	219,0	ago/48	123,3	
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	ago/37	127,6	
Total - Hidrelétricas			8.739,9	7.040,2		3.576,6	

Usina	Tipo	Centrais geradoras ¹	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Vencimento da Autorização	Garantia física (MWm) Participação	
				Total	Participação da Companhia		da Companhia	
Conjunto Serra do Assuruá ²	Eólica	24	Gentio do Ouro (BA)	846,0	846,0	nov/56	410,2	
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				3.644,6	3.644,6		1.623,2	

Total	12.384,5	10.684,8	5.199,8
-------	----------	----------	---------

¹ Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

² Conjunto composto por 24 centrais eólicas, em operação comercial integral desde 12/12/2025.

³ Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 31/12/2025.

⁴ A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.

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



Ativos de Transmissão de Energia

| Ativos de Transmissão em Operação em 31 de dezembro 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 <i>brownfield</i>	Minas Gerais e Espírito Santo	162,0	14,0	2 subestações existentes	100%	dez/54
Asa Branca - trecho Morro do Chapéu II - Poções III	Bahia	334,0	93,3	Ampliação de 2 associadas	100%	set/53
Total		3.205,0	919,2			

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

Ativos de Transporte de Gás



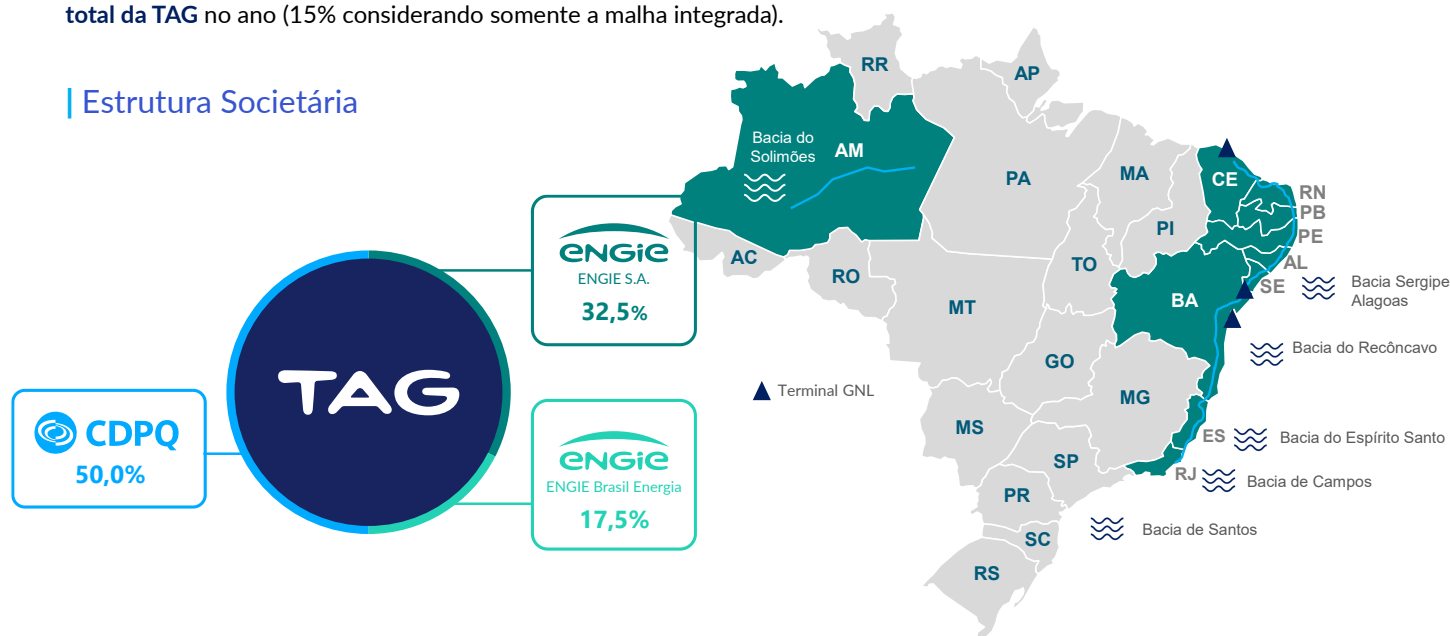
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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

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

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 **717 contratos firmes em 2025 (106 ativos)**, que totalizaram um volume de 11 milhões de m³ de volume de transporte contratado, em contratos de entrada e saída, representando cerca de **10% da receita total da TAG** no ano (15% considerando somente a malha integrada).

| Estrutura Societária



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

| 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 m³/dia. O projeto está listado no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Gasoduto dos Goytacazes (GASOG), conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 10 milhões de m³/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.
- **Estocagem**: a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total estimado para o projeto será de aproximadamente US\$ 100 milhões (após atualização das premissas houve redução no montante estimado). A capacidade de armazenamento estimada para a fase inicial é de 51 milhões de m³ e poderá chegar a 84 milhões de m³ após a fase de expansão.

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
Malha Nordeste	2.100	Petrobras	dez/25	21,6	23,3%	IGP-M
Lagoa Parda-Vitória ⁴	100	Diversos	dez/25	0,3	0,2%	55% IGP-M; 45% IPCA
Urucu-Coari-Manaus	800	Petrobras	nov/30	6,7	29,6%	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Petrobras	nov/31	15,0	6,3%	IGP-M
Gasene	1.400	Petrobras	nov/33	30,3	40,1%	46% Cesta IGP ³ ; 54% US PPI
Conexão GNL Sergipe	25	Eneva	out/54	14,0	0,5%	20% IGP-M; 80% 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 (RMP).

² Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

³ 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

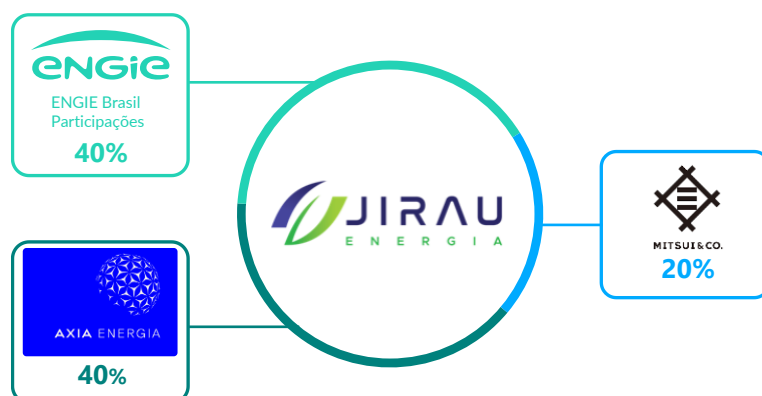
⁴ Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.

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.

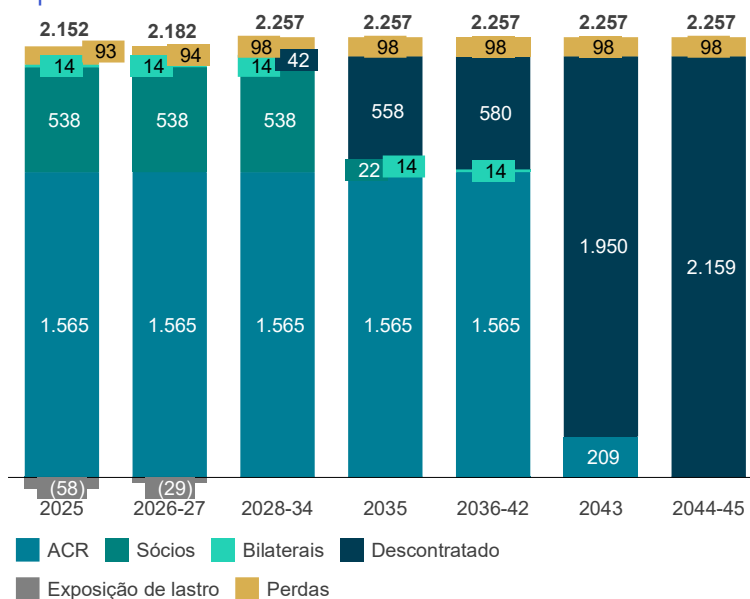
Do total do incremento de garantia física, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a **2.182,2 MW médios na cota 90 metros ampliada e 2.257,2 MW médios na cota 90 metros constante**.

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

No 4T25, a Jirau Energia gerou **1.154 MW médios**, 46,5% acima dos 788 MW médios gerados no 4T24, **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 4T25, **1.133 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

No acumulado do ano, a **geração total registrada foi de 1.814 MW médios**, um crescimento de 29,3% comparado aos 1.403 MW médios de 2024, com FID de 100%. Do total gerado no ano de 2025, **1.800 MW médios correspondem à parcela atribuída ao Brasil**.

Portfólio de Contratos da Jirau Energia | MW médios



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, que segue em trâmite.

No 4T25, as obras do trecho LT 500kV Morro do Chapéu II - Poções III, de 334 quilômetros de extensão, foram concluídas e as instalações foram **energizadas com sucesso em 26 de novembro de 2025**.

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.

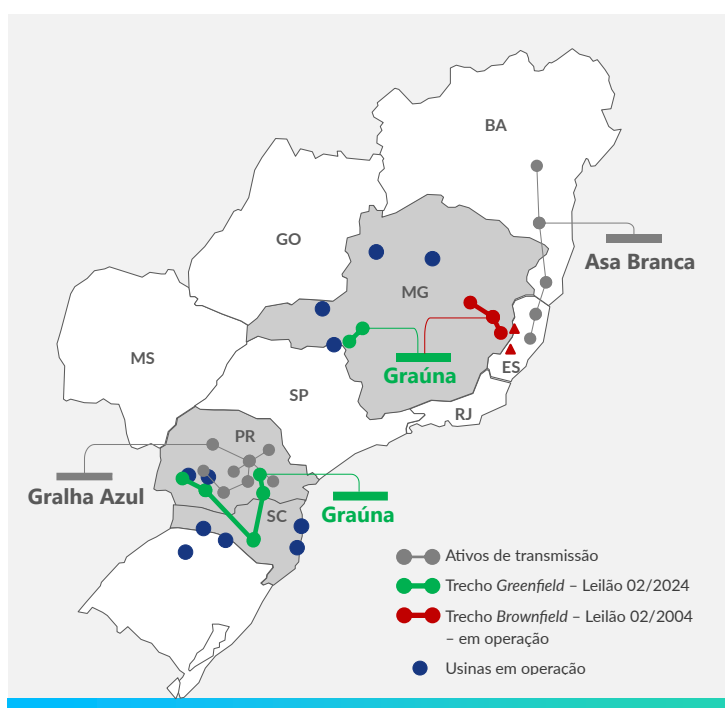


Graúna Transmissora de Energia – Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

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.

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.



No 4T25, **foram concluídas as negociações de contratos principais de fornecimento**. No âmbito de licenciamento ambiental, foram realizadas as vistorias em campo no trecho delegado ao Órgão Ambiental do Estado do Paraná, assim como as audiências públicas relacionadas a esse processo de Licença Prévia. Também, no trecho delegado ao Órgão Ambiental do Estado de Minas Gerais, foram realizadas vistorias em campo. Ainda, destacam-se as atividades de liberação fundiária, com avanço das negociações e liberações para construção, com as atividades de topografia e sondagem em fase final, além do avanço no desenvolvimento de projetos executivos.

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

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

¹ Valor na data-base de junho de 2025.

Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

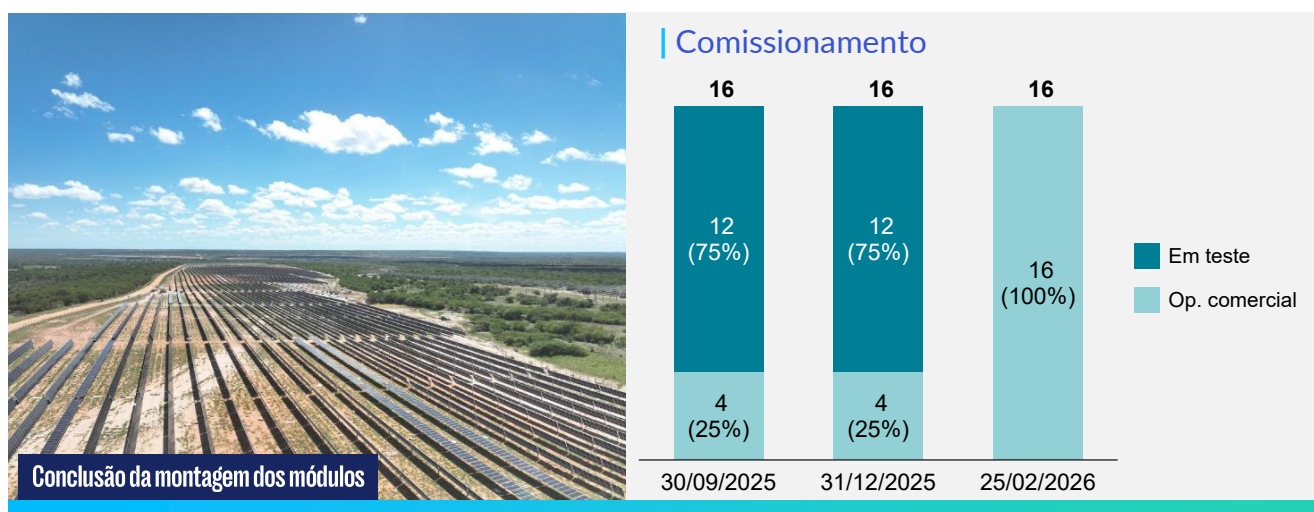
O projeto está localizado no município de Assú, no Rio Grande do Norte e terá **capacidade instalada de aproximadamente 753 MWac (895 MWp)** e capacidade comercial estimada de **229,6 MW médios**. Com investimento previsto da ordem de **R\$ 3,3 bilhões** (base jan/23), a energia está sendo totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre.

As atividades de implantação foram concluídas no final do 4T25. Estão em execução exclusivamente algumas atividades de correções em drenagens já implantadas, 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 4T25, quatro dos 16 parques estavam em operação comercial e os demais 12 encontravam-se na fase de testes, totalizando 753 MWac em operação.**

Como evento subsequente, em fevereiro de 2026, **entraram em operação comercial os demais 12 parques que se encontravam em teste no final do 4T25, totalizando 100% do projeto.**

11



Projetos em Desenvolvimento

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

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

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

Desempenho Operacional

Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

No 4T25, as **usinas hidrelétricas** operadas pela ENGIE Brasil Energia, incluindo as Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari, adquiridas em agosto de 2025, atingiram **índice de disponibilidade interna de 98,0%**, (considerando-se as **paradas programadas e forçadas**). O índice apresentou aumento de 5,4 p.p. no 4T25 em relação ao mesmo período do ano anterior (92,6%), reflexo principalmente das indisponibilidades resultantes das modernizações realizadas em Unidades Geradoras das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório ao longo do 4T24.

No que se refere às **usinas eólicas**, o índice de disponibilidade energética interna do 4T25 foi de 91,3%, ligeiramente acima do observado no 4T24, quando atingiu 90,4%. O Conjunto Eólico Serra do Assuruá passou a operar integralmente e apresentou resultados positivos, contribuindo positivamente para os indicadores de disponibilidade.

Nas **usinas fotovoltaicas**, o índice de disponibilidade energética atingiu 92,7%, no 4T25, representando um crescimento de 0,5 p.p. em comparação com os 92,2% do 4T24. Esse avanço resulta das ações de manutenção realizadas pela Companhia, com melhorias nos sistemas de inversores, *strings* e redes de média tensão.

No **acumulado dos 12 meses de 2025**, considerando-se todas as **paradas programadas e forçadas**, as **usinas hidrelétricas** operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 96,2%. Observa-se um aumento de 4,3 p.p. no índice de disponibilidade em relação ao ano de 2024, resultante, principalmente, da intervenção de longo prazo realizada na Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, no segundo semestre de 2024.

As **usinas eólicas** registraram disponibilidade de 92,8% no acumulado dos 12 meses de 2025, aumento de 1,8 p.p. em relação aos 91,0% observados em 2024. Esse resultado evidencia a maturidade operacional e a consolidação das práticas de gestão aplicadas pela Companhia a essa fonte de energia ao longo do tempo.

Nas **usinas solares**, o índice de disponibilidade em 2025 foi de 90,9%, resultado 6,5 p.p. superior ao registrado em 2024. Esse avanço decorre predominantemente do retorno à operação da Usina Fotovoltaica Paracatu 4, que havia sido impactada por um evento climático em 2023.

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna e Asa Branca, a ENGIE Brasil Energia manteve elevado desempenho operacional, registrando **índice de disponibilidade total de 99,92% no 4T25 e 99,97% no acumulado de 2025**. Esses resultados ficaram levemente abaixo dos 99,99% observados no 4T24 e acumulado de 2024, devido principalmente a eventos climáticos extremos ocorridos no estado do Paraná no 4T25. Desde o início de sua operação comercial, os ativos de transmissão têm apresentado performance operacional de excelência.

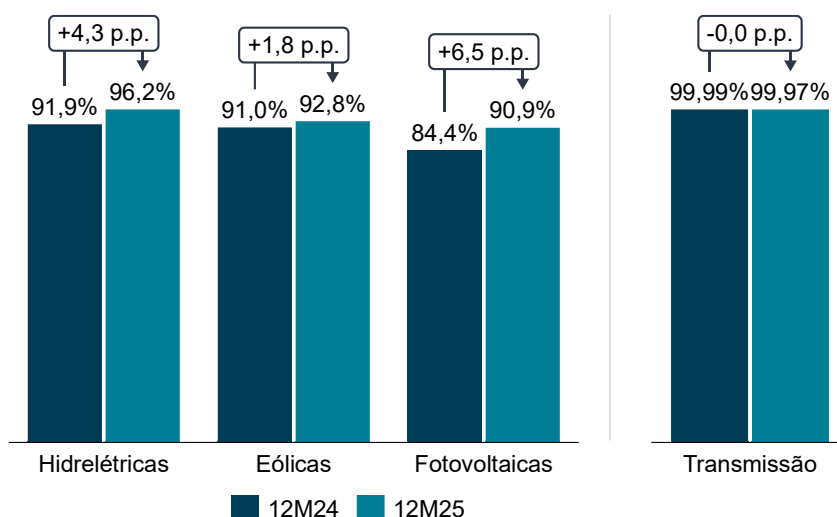
Geração de Energia

A geração de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, **no 4T25, foi de 13.912 GWh** (6.301 MW médios), resultado 3,1% superior à produção do 4T24.

Do total gerado, as **usinas hidrelétricas** foram responsáveis por 10.890 GWh (4.932 MW médios) e as **complementares**, por 3.022 GWh (1.369 MW médios). Esses resultados representam elevação de 0,6% e 13,4% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 4T24.

O leve aumento na geração total das **usinas hidrelétricas** no 4T25, em comparação ao mesmo período de 2024, reflete o comportamento hidrológico do período úmido, que se mostrou similar em ambos os anos. Embora as Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari tenham sido incorporadas ao portfólio, ambas estavam em período seco, o que limitou sua capacidade de geração e, consequentemente, sua contribuição para o resultado do trimestre.

| Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



O aumento na geração das **usinas complementares** decorre, principalmente, do crescimento de 2,3% na geração eólica e de 84,6% na geração fotovoltaica, impulsionado pela entrada em operação de novos parques do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Esse ativo gerou 405 GWh (183 MW médios) no 4T25, correspondendo a 53,4% do total da geração solar do período.

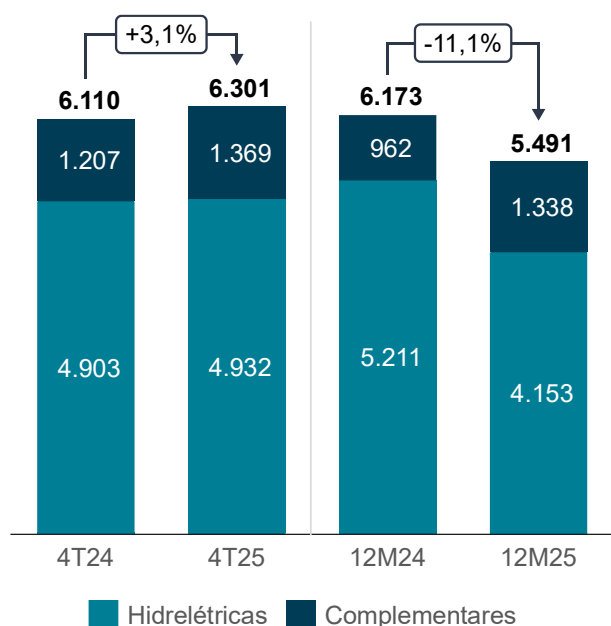
No acumulado dos 12 meses de 2025, a geração global das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia totalizou 48.098 GWh (5.491 MW médios), representando uma redução de 11,3% em relação a 2024, quando haviam sido gerados 54.223 GWh (6.173 MW médios).

Nas **usinas hidrelétricas**, a geração em 2025 atingiu 36.379 GWh (4.153 MW médios), resultado 20,5% inferior ao observado no ano anterior. Como as condições hidrológicas foram semelhantes entre 2024 e 2025, essa variação decorre, principalmente, da política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), que define a alocação de geração visando a otimização dos recursos hídricos disponíveis e a priorização do despacho de fontes complementares.

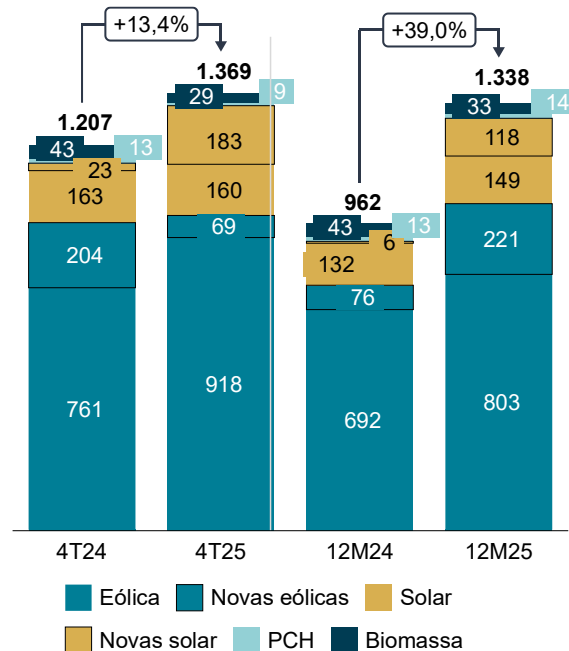
Já nas **usinas complementares**, a geração de energia em 2025 foi de 11.719 GWh (1.338 MW médios), 38,6% superior ao ano de 2024. Esse crescimento é explicado, principalmente, pela entrada em operação plena do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

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

Geração | MW médios

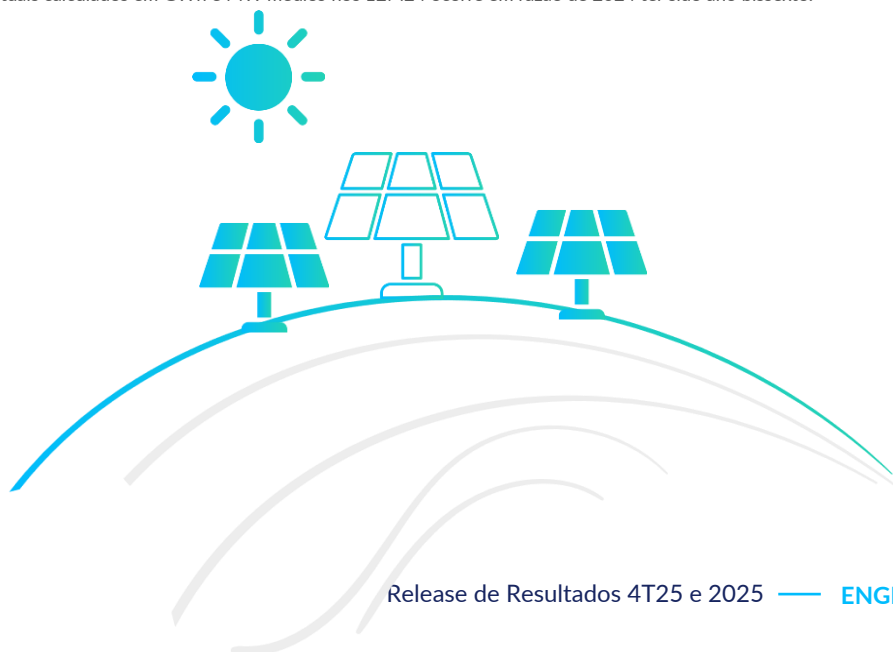


Geração por Fonte Complementar | MW médios



Nota:

A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios nos 12M24 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). A Lei 15.269, sancionada em novembro de 2025, estabelece compensação dos cortes de geração por Confiabilidade Elétrica e por Indisponibilidade Externa, desde setembro de 2023 e até novembro de 2025, de acordo com a regulamentação da Lei.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **4T25, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram frustração de geração de 22%**, frente a uma indisponibilidade total de 24% para o conjunto de usinas que integram o Sistema Integrado Nacional (SIN). As usinas eólicas da Companhia apresentaram redução de geração de 21%, inferior aos 23% verificados no SIN, enquanto as usinas solares registraram frustração de 24%, também abaixo dos 26% apurados para o SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

| Curtailment por fonte

	4T25			12M25	4T24			12M24
	Eólico	Solar	Total	Total	Eólico	Solar	Total	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	21%	24%	22%	21%	6%	22%	11%	11%
Curtailment SIN	23%	26%	24%	19%	8%	17%	10%	9%

| Curtailment por ativo

Ativos eólicos	Capacidade comercial (MWm)	4T25 (%)	4T24 (%)
Trairi (CE)	97,2	31%	12%
Santo Agostinho (RN)	224,2	36%	13%
Campo Largo I e II (BA)	359,0	17%	4%
Serra do Assuruá (BA)	846,0	14%	1%
Umburanas (BA)	213,3	18%	5%

Ativos solares ²	Capacidade comercial (MWm)	4T25 (%)	4T24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16,2	19%	11%
Floresta (RN)	25,1	29%	19%
Assú V (RN)	9,2	26%	14%
Assú Sol (RN)	171,6 ¹	16%	-
Juazeiro (BA)	34,8	28%	25%
Sertão Solar (BA)	26,1	35%	23%
São Pedro (BA)	16,0	53%	41%
Lar do Sol (MG)	53,0	27%	19%
Paracatu (MG)	34,0	22%	24%

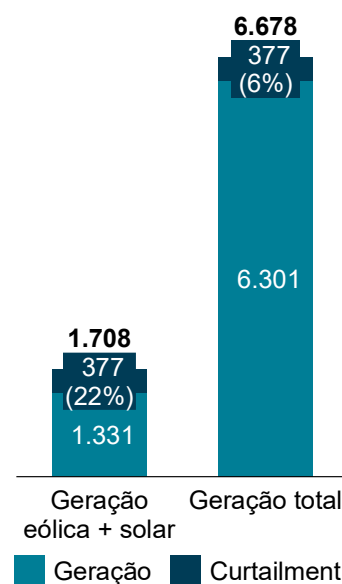
Nota:

¹ Capacidade comercial operacional em 31/12/2025.

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.

| % Curtailment sobre Geração 4T25 | MW médios



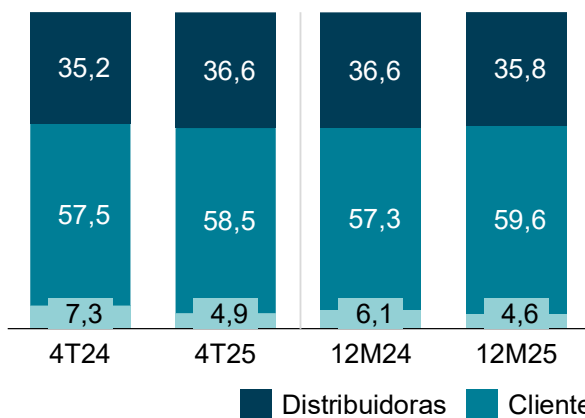
Transporte de Gás

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 4T25, foram assinados 717 contratos firmes (106 ativos) com 27 carregadores, **totalizando um volume de 11 milhões de m³/dia de volume de transporte contratado**. Esse volume representa aproximadamente **15% do volume total contratado de transporte pela TAG**, e 17% considerando somente a malha integrada (excluindo Gasoduto de Transporte de Gás (GTA) Urucu-Manaus, onde a Petrobras se mantém como único carregador).

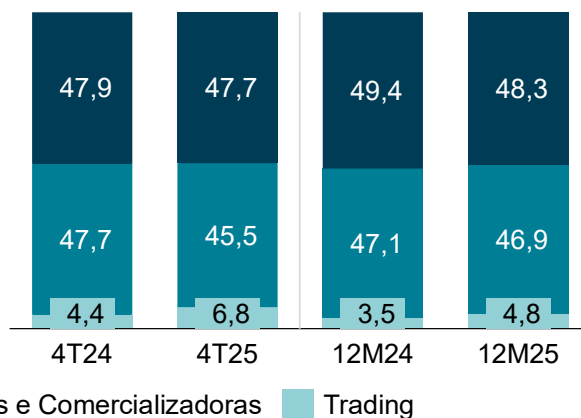
Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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

Balanço de Energia

(em MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Em R\$/MWh			
Recursos Próprios	5.139	5.207	5.206	5.207	5.166	4.278	Preço Bruto no Leilão	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido	Líquido de PIS/ Cofins/P&D
+ Compras para Revenda	639	401	361	226	204	156				
= Recursos Totais (A)	5.778	5.608	5.567	5.433	5.370	4.434				
Vendas Leilões do Governo ¹	2.180	2.338	2.414	2.230	2.144	2.144				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	331,3	297,6
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	363,9	326,9
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	379,4	340,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	342,0	307,3
Proinfa	19	10	-	-	-	-	147,8	jun-04	472,0	454,8
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	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	493,5	447,9
7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	515,3	467,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	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	-	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	184,2	167,2
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	231,5	210,1
2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+ Vendas Bilaterais	2.864	2.375	1.880	1.101	919	647				
= Vendas Totais (B)	5.044	4.713	4.294	3.331	3.063	2.791				
- Hedge comercial	572	572	572	572	572	572				
Saldo (A - B)	162	323	701	1.530	1.735	1.071				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2, 3} :	222,4	225,2	231,6							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	180,1	169,0	163,0							

1 XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW → ano de início de fornecimento

ZZ → duração do fornecimento (em anos)

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

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

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

Notas:

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

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

Desempenho Econômico-Financeiro

| Resultado por segmento – 4T25 X 4T24 | R\$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração¹	Transmissão	Trading	Transporte de Gás	Consolidado
4T25					
Receita operacional líquida	2.674	578	166	-	3.418
Custos operacionais	(1.421)	(390)	(166)	-	(1.977)
Lucro bruto	1.253	188	-	-	1.441
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(131)	(8)	(1)	-	(140)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(26)	48	-	-	22
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	156	156
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.096	228	(1)	156	1.479
4T24					
Receita operacional líquida	2.537	634	100	-	3.271
Custos operacionais	(1.229)	(347)	(100)	-	(1.676)
Lucro (prejuízo) bruto	1.308	287	-	-	1.595
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(134)	(12)	(1)	-	(147)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(22)	1	-	-	(21)
Reversão de impairment	14	-	-	-	14
Alienação de subsidiária	25	-	-	-	25
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	219	219
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.191	276	(1)	219	1.685
Variação					
Receita operacional líquida	137	(56)	66	-	147
Custos operacionais	(192)	(43)	(66)	-	(301)
Lucro bruto	(55)	(99)	-	-	(154)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	3	4	-	-	7
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(4)	47	-	-	43
Reversão de impairment	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de subsidiária	(25)	-	-	-	(25)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(63)	(63)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(95)	(48)	-	(63)	(206)

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.

Resultado por segmento – 12M25 X 12M24 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Transporte de Gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading		
12M25					
Receita operacional líquida	9.779	2.651	430	-	12.860
Custos operacionais	(4.834)	(1.592)	(428)	-	(6.854)
Lucro bruto	4.945	1.059	2	-	6.006
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(490)	(22)	(7)	-	(519)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(15)	89	-	-	74
Alienação de subsidiária	20	-	-	-	20
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	687	687
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.460	1.126	(5)	687	6.268
12M24					
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	-	11.219
Custos operacionais	(4.271)	(546)	(295)	-	(5.112)
Lucro (prejuízo) bruto	5.139	975	(7)	-	6.107
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(55)	27	-	-	(28)
Reversão de <i>impairment</i> , líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	16	-	-	-	16
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	714	714
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Variação					
Receita operacional líquida	369	1.130	142	-	1.641
Custos operacionais	(563)	(1.046)	(133)	-	(1.742)
Lucro (prejuízo) bruto	(194)	84	9	-	(101)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(24)	15	(2)	-	(11)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	40	62	-	-	102
Reversão de <i>impairment</i> , líquido	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	4	-	-	-	4
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(27)	(27)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(219)	161	7	(1.363)	(1.414)

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 – 4T25 X 4T24 | R\$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	Consolidado
4T25				
Ambiente de contratação regulado ¹	1.158	-	-	1.158
Ambiente de contratação livre ²	1.106	-	-	1.106
Remuneração dos ativos de concessão	108	235	-	343
Receita de construção	-	314	-	314
Transações no mercado de curto prazo	203	-	-	203
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	166	166
Receita de serviços prestados	42	21	-	63
Indenizações	29	-	-	29
Outras receitas	28	8	-	36
Receita operacional líquida	2.674	578	166	3.418
4T24				
Ambiente de contratação regulado	1.079	-	-	1.079
Ambiente de contratação livre	1.073	-	-	1.073
Remuneração dos ativos de concessão	134	255	-	389
Receita de construção	-	352	-	352
Transações no mercado de curto prazo	188	-	-	188
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	100	100
Receita de serviços prestados	39	27	-	66
Indenizações	18	-	-	18
Outras receitas	6	-	-	6
Receita operacional líquida	2.537	634	100	3.271
Variação				
Ambiente de contratação regulado	79	-	-	79
Ambiente de contratação livre	33	-	-	33
Remuneração dos ativos de concessão	(26)	(20)	-	(46)
Receita de construção	-	(38)	-	(38)
Transações no mercado de curto prazo	15	-	-	15
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	66	66
Receita de serviços prestados	3	(6)	-	(3)
Indenizações	11	-	-	11
Outras receitas	22	8	-	30
Receita operacional líquida	137	(56)	66	147

¹ Distribuidoras de energia elétrica.

² Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

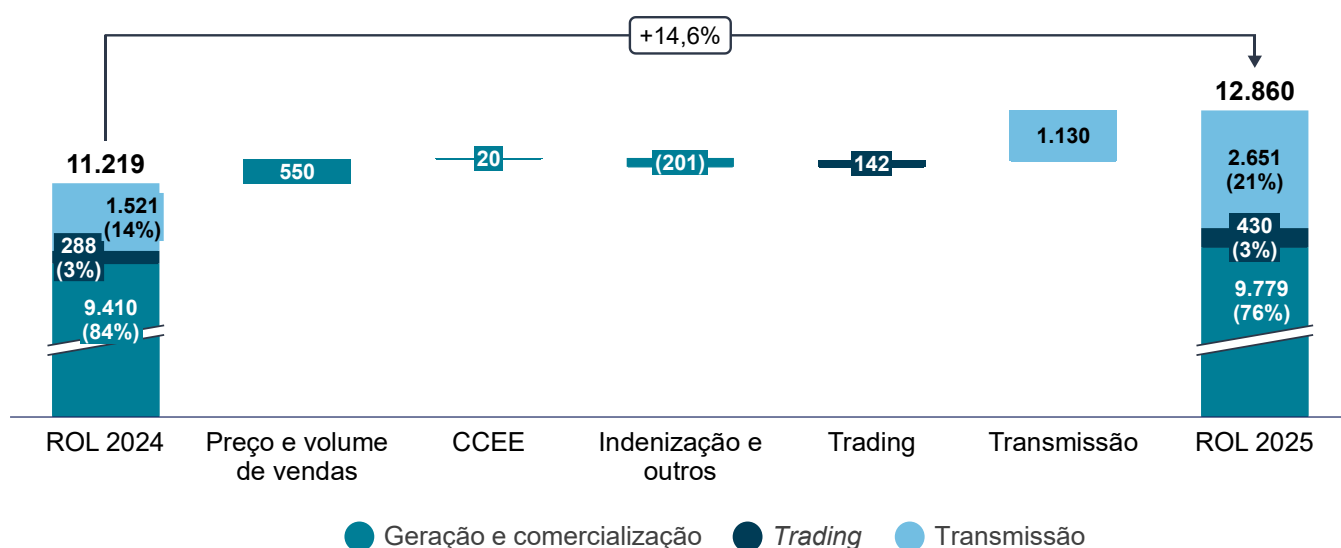
No 4T25, a receita operacional líquida aumentou 4,5% (R\$ 147 milhões) quando comparada ao 4T24, passando de R\$ 3.271 milhões para R\$ 3.418 milhões.

| Receita por segmento – 12M25 X 12M24 | R\$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	
12M25				
Ambiente de contratação regulado	4.321	-	-	4.321
Ambiente de contratação livre	4.192	-	-	4.192
Remuneração dos ativos de concessão	491	1.034	-	1.525
Receita de construção	-	1.510	-	1.510
Transações no mercado de curto prazo	504	-	-	504
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	430	430
Receita de serviços prestados	161	99	-	260
Indenizações	32	-	-	32
Outras receitas	78	8	-	86
Receita operacional líquida	9.779	2.651	430	12.860
12M24				
Ambiente de contratação regulado	4.077	-	-	4.077
Ambiente de contratação livre	3.886	-	-	3.886
Remuneração dos ativos de concessão	499	935	-	1.434
Receita de construção	-	500	-	500
Transações no mercado de curto prazo	484	-	2	486
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	286	286
Receita de serviços prestados	152	86	-	238
Indenizações	287	-	-	287
Outras receitas	25	-	-	25
Receita operacional líquida	9.410	1.521	288	11.219
Variação				
Ambiente de contratação regulado	244	-	-	244
Ambiente de contratação livre	306	-	-	306
Remuneração dos ativos de concessão	(8)	99	-	91
Receita de construção	-	1.010	-	1.010
Transações no mercado de curto prazo	20	-	(2)	18
Operações de <i>trading</i> de energia	-	-	144	144
Receita de serviços prestados	9	13	-	22
Indenizações	(255)	-	-	(255)
Outras receitas	53	8	-	61
Receita operacional líquida	369	1.130	142	1.641

A receita operacional líquida passou de R\$ 11.219 milhões em 2024 para **R\$ 12.860 milhões em 2025**, ou seja, aumento de R\$ 1.641 milhões (14,6%).

Receita Operacional Líquida por Segmento | R\$ milhões



21

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\$ 210,66/MWh no 4T25**. Esse valor foi **6,3% inferior** ao do 4T24, que foi de R\$ 224,93/MWh. **Nos 12 meses de 2025**, esse preço médio foi de **R\$ 213,18/MWh**, 3,4% inferior ao praticado em 2024, que foi de R\$ 220,79/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\$ 228,68/MWh no 4T24, para **R\$ 214,99/MWh no 4T25, redução de 6,0%**. Já no período de 12 meses, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 226,26 em 2024 para **R\$ 219,40 em 2025, redução de 3,0%**.

A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pelos menores preços de mercado históricos ao longo de 2023 e 2024, os quais impactaram negativamente as condições do mercado livre para 2025, composto por Consumidores Livres e Comercializadoras; (ii) pela manutenção dos ressarcimentos decorrentes da entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às contratadas no ambiente regulado, com reflexos diretos sobre o preço líquido reportado nos trimestres; (iii) em decorrência do ingresso dos contratos vinculados à aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e parcialmente atenuada (iv) pela maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, ativos com energia contratada a preços superiores à média do portfólio, que passaram a contribuir para o ciclo completo em 2025 (versus 9 meses em 2024), e continuaram contribuindo positivamente para o mix de preços; e pela (vi) atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes, que atuou no sentido de sustentar parcialmente os preços médios.

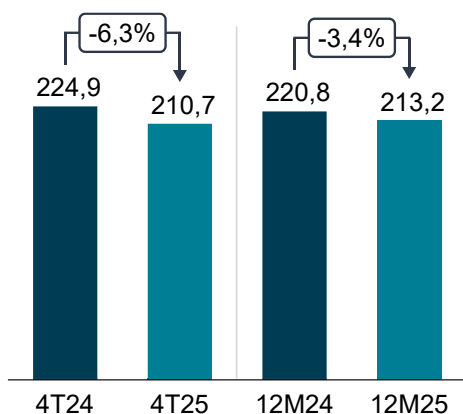
A quantidade de energia vendida em contratos, líquida de operações de *trading*, passou de 9.566 GWh (4.332 MW médios) no 4T24, para **10.747 GWh (4.867 MW médios) no 4T25**, um acréscimo de 1.181 GWh (535 MW médios), ou 12,3%, entre os períodos comparados. Em 2025, o volume de venda de energia foi de **39.933 GWh (4.559 MW médios)**, contra 36.064 GWh (4.106 MW médios) registrados em 2024, incremento de 3.869 GWh (453 MW médios) ou 11,0%.

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre foi motivado, substancialmente, pelo acréscimo da oferta própria disponível, em decorrência da evolução da operação comercial dos empreendimentos renováveis adicionados ao portfólio, com destaque para o Conjunto Eólico Serra do Assuruá e para o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que ampliaram o volume de energia alocado principalmente ao Ambiente de Contratação Livre; e, adicionalmente, pelo ingresso dos contratos vinculados às Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, que contribuíram para o conjunto das vendas reguladas.

Já a variação anual foi motivada, substancialmente, pelo aumento das vendas no mercado livre, decorrente do acréscimo da capacidade instalada própria ao longo do ano e da maior participação dos Conjuntos Fotovoltaicos adquiridos em 2024, com operação integral em 2025, sendo essa evolução parcialmente compensada pela estabilidade do volume vendido às distribuidoras, quando comparado ao ano anterior, considerando a recomposição gradual do portfólio regulado da Companhia.

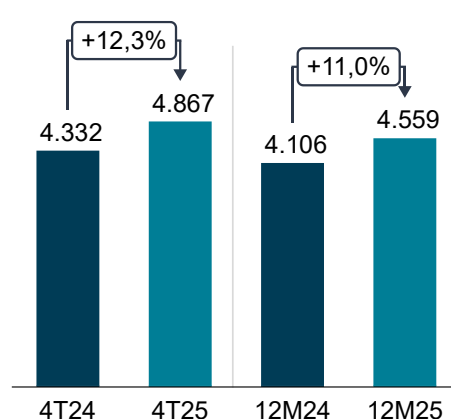
As variações nos volumes e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, um aumento de R\$ 112 milhões e de R\$ 550 milhões, na receita operacional líquida da Companhia no 4T25 e no acumulado do ano, respectivamente.

| Preço Médio Líquido de Vendas¹ | R\$/MWh



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

| Volume de Vendas² | MW médios



² Líquido de operações de trading.

22

| Receita de Venda de Energia Elétrica

Ambiente de Contratação Regulado:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 1.158 milhões no 4T25, R\$ 79 milhões (7,3%) superior aos R\$ 1.079 milhões auferidos no 4T24. A variação foi ocasionada pela elevação de R\$ 138 milhões em razão do acréscimo de 492 GWh (223 MW médios) na quantidade vendida e parcialmente atenuada pela redução de R\$ 59 milhões com o decréscimo de 5,5% no preço médio líquido de vendas.

Em 2025, a receita atingiu R\$ 4.321 milhões, aumento de R\$ 244 milhões (6,0%) em relação ao ano de 2024, quando foi de R\$ 4.077 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) aumento de R\$ 268 milhões dado o aumento de 926 GWh (110 MW médios) na quantidade vendida; atenuado pela (ii) redução de R\$ 24 milhões pelo decréscimo de 0,6% no preço médio líquido de vendas.

O aumento no volume de vendas entre os trimestres comparados decorre, principalmente, pelo ingresso da energia proveniente das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão, adquiridas em 13 de agosto de 2025 e integralmente contratadas no ACR, movimento parcialmente atenuado pelo encerramento de contratos no ambiente regulado. Já o aumento no volume vendido entre os anos comparados é consequência, substancialmente, da contribuição anualizada da energia contratada no ACR associada às hidrelétricas adquiridas, que reforçou o portfólio regulado da Companhia.

A redução do preço médio líquido de vendas, entre os trimestres e anos em análise, foi motivado, principalmente (i) pelo ingresso dos contratos vinculados à aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; (ii) atenuado pela atualização monetária dos contratos de longo prazo vigentes.

Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos anteriormente citados, o preço médio líquido de vendas das distribuidoras reduziu 4,8% e aumentou 0,3%, respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

Ambiente de Contratação Livre:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R\$ 33 milhões (3,1%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 1.073 milhões no 4T24 para R\$ 1.106 milhões no 4T25. A variação resulta do aumento de 689 GWh (312 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 115 milhões), atenuado pelo decréscimo de 7,6% no preço médio líquido de vendas (R\$ 82 milhões).

Em 2025, a receita alcançou R\$ 4.192 milhões, montante R\$ 306 milhões (7,9%) superior aos R\$ 3.886 milhões verificados em 2024. Esse acréscimo decorre do aumento de 2.943 GWh (343 MW médios) no volume de energia vendida (R\$ 520 milhões), atenuada pela redução de 5,5% no preço médio líquido de vendas (R\$ 214 milhões).

A variação na quantidade de energia vendida entre os trimestres e anos analisados, deve-se, principalmente, às entradas em operação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que ampliaram a quantidade de energia disponível no portfólio da Companhia destinada ao Ambiente de Contratação Livre. Já a redução no preço médio líquido de vendas foi motivada, principalmente, pela melhora histórica no cenário hidrológico, conforme explicado anteriormente, fatores parcialmente atenuados pela atualização monetária dos contratos vigentes.

| Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T25, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 203 milhões, enquanto no 4T24 foi de R\$ 188 milhões, o que representa um acréscimo de R\$ 15 milhões (8,0%) entre os trimestres comparados. Nos 12 meses de 2025, em relação ao ano anterior, houve acréscimo de R\$ 20 milhões (4,1%) na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 484 milhões em 2024 para R\$ 504 milhões em 2025. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".

| Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 134 milhões, no 4T24, para **R\$ 108 milhões no 4T25**, decréscimo de R\$ 26 milhões (19,4%). Na comparação anual, a redução foi de R\$ 8 milhões (1,6%), passando de R\$ 499 milhões em 2024 para **R\$ 491 milhões em 2025**. A variação foi motivada, substancialmente, pela redução do IPCA entre os períodos em comparação.

| Indenizações

A variação observada entre os períodos em comparação, deve-se, principalmente, ao registro no ano de 2024 do montante de R\$ 262 milhões, oriundo de indenizações por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, principalmente relacionadas ao atraso na conclusão da obra. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pela receita não auferida em consequência do adiamento do cronograma da entrada em operação.

23



Custos Operacionais

| Custos por segmento – 4T25 x 4T24 | R\$ milhões

	Energia elétrica			Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading	
4T25				
Compras de energia	318	-	164	482
Depreciação e amortização	371	4	-	375
Custos de construção	-	369	-	369
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	213	-	-	213
Materiais e serviços de terceiros	158	13	-	171
Transações no mercado de curto prazo	136	-	-	136
Pessoal	79	7	-	86
Seguros	65	-	-	65
Royalties	63	-	-	63
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	2	2
Repactuação do risco hidrológico	(1)	-	-	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	19	(3)	-	16
Custos operacionais	1.421	390	166	1.977
4T24				
Compras de energia	350	-	93	443
Depreciação e amortização	275	3	-	278
Custos de construção	-	317	-	317
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	181	-	-	181
Materiais e serviços de terceiros	176	19	-	195
Transações no mercado de curto prazo	77	-	3	80
Pessoal	63	2	-	65
Seguros	36	-	-	36
Royalties	54	-	-	54
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	4	4
Outros custos operacionais, líquidos	17	6	-	23
Custos operacionais	1.229	347	100	1.676
Variação				
Compras de energia	(32)	-	71	39
Depreciação e amortização	96	1	-	97
Custos de construção	-	52	-	52
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	32	-	-	32
Materiais e serviços de terceiros	(18)	(6)	-	(24)
Transações no mercado de curto prazo	59	-	(3)	56
Pessoal	16	5	-	21
Seguros	29	-	-	29
Royalties	9	-	-	9
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(2)	(2)
Repactuação do risco hidrológico	(1)	-	-	(1)
Outros custos operacionais, líquidos	2	(9)	-	(7)
Custos operacionais	192	43	66	301

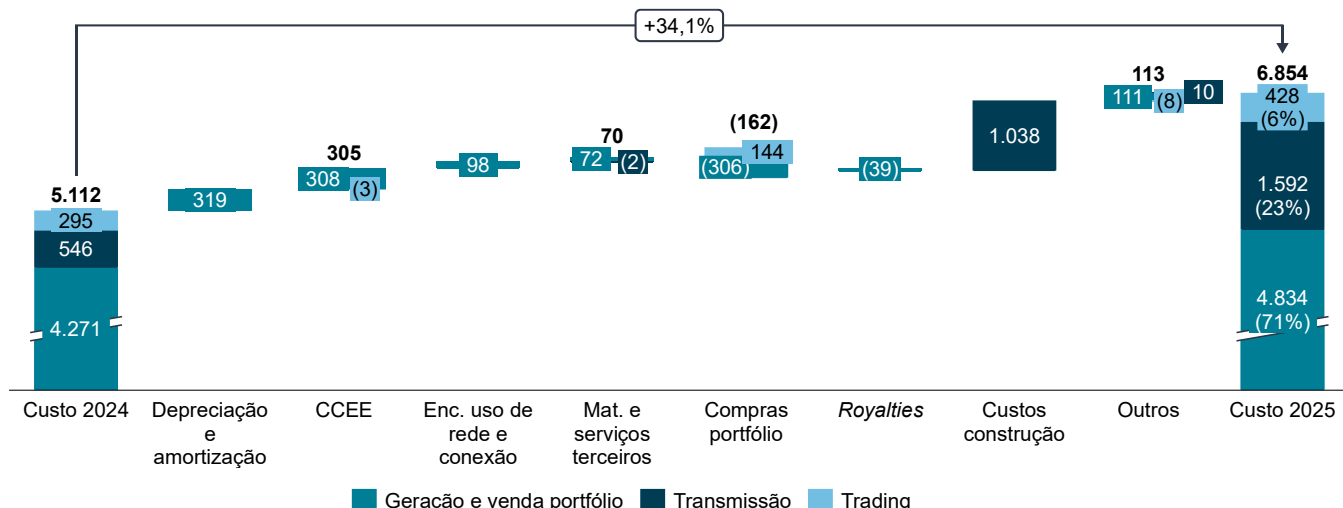
Os custos operacionais aumentaram em R\$ 301 milhões (18,0%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.676 milhões no 4T24 para **R\$ 1.977 milhões no 4T25**. Esta variação foi reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R\$ 192 milhões (15,6%) nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R\$ 66 milhões (66,0%) nos custos de operações de trading de energia; e (iii) acréscimo de R\$ 43 milhões (12,4%) nos custos do segmento de transmissão.

Custos por segmento – 12M25 x 12M24 | R\$ milhões

	Energia elétrica			
	Geração	Transmissão	Trading	
12M25				
Custos de construção	-	1.501	-	1.501
Compras de energia	965	-	424	1.389
Depreciação e amortização	1.337	13	-	1.350
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	804	-	-	804
Materiais e serviços de terceiros	539	45	-	584
Transações no mercado de curto prazo	439	-	-	439
Pessoal	277	17	-	294
Royalties	186	-	-	186
Seguros	179	2	-	181
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	4	4
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	118	14	-	132
Custos operacionais	4.834	1.592	428	6.854
12M24				
Custos de construção	-	463	-	463
Compras de energia	1.271	-	280	1.551
Depreciação e amortização	1.018	13	-	1.031
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	706	-	-	706
Materiais e serviços de terceiros	467	47	-	514
Transações no mercado de curto prazo	131	-	3	134
Pessoal	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Seguros	120	2	-	122
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	12	12
Outros custos operacionais, líquidos	88	11	-	99
Custos operacionais	4.271	546	295	5.112
Variação				
Custos de construção	-	1.038	-	1.038
Compras de energia	(306)	-	144	(162)
Depreciação e amortização	319	-	-	319
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	98	-	-	98
Materiais e serviços de terceiros	72	(2)	-	70
Transações no mercado de curto prazo	308	-	(3)	305
Pessoal	32	7	-	39
Royalties	(39)	-	-	(39)
Seguros	59	-	-	59
Perdas não realizadas em operações de trading	-	-	(8)	(8)
Repactuação do risco hidrológico	(10)	-	-	(10)
Outros custos operacionais, líquidos	30	3	-	33
Custos operacionais	563	1.046	133	1.742

Em 2025, os custos operacionais atingiram R\$ 6.854 milhões, superiores em R\$ 1.742 milhões (34,1%) aos custos de 2024, de R\$ 5.112 milhões. Esta variação foi reflexo da combinação dos seguintes fatores: (i) acréscimo de R\$ 1.046 milhões (191,6%) nos custos do segmento de transmissão, substancialmente pelo aumento dos custos de construção do Sistema de Transmissão Asa Branca; (ii) acréscimo de R\$ 563 milhões (13,2%) no segmento de geração e venda de energia do portfólio; e (iii) aumento de R\$ 133 milhões (45,1%) nos custos de operações de trading de energia.

Evolução dos Custos Operacionais | R\$ milhões



26

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

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

Segmento de Geração e Venda de Energia do Portfólio

- Compras de energia:** entre o 4T24 e o 4T25 houve redução de R\$ 32 milhões (9,1%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da redução de 188 GWh (85 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 33 milhões) e acréscimo de 0,2% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 1 milhão). Na comparação anual, houve decréscimo de R\$ 306 milhões (24,1%) nessas operações, substancialmente motivado pela combinação dos seguintes eventos: (i) R\$ 169 milhões — redução de 1.048 GWh (120 MW médios) na quantidade de energia comprada; e (ii) R\$ 137 milhões — redução de 12,5% no preço médio líquido de compras de energia. As variações dos volumes decorrem da gestão de portfólio da Companhia, que contou com aumento da capacidade instalada própria nos últimos anos, e por sua vez, reduziu a necessidade de compras de energia de terceiros entre os períodos analisados. Já a variação dos preços médios de compras no ano foi impactada pelo término de contratos de longo prazo com preços superiores aos praticados em 2025.
- Depreciação e amortização:** aumentos de R\$ 96 milhões (34,9%) e de R\$ 319 milhões (31,3%), respectivamente, entre os trimestres e exercícios 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 oriundos da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol ("Conjuntos Fotovoltaicos") e das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iv) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas em 2025.
- Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimos de R\$ 32 milhões (17,7%) e de R\$ 98 milhões (13,9%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial total do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e parcial do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol em 2025; (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:** redução de R\$ 18 milhões (10,2%) e aumento de R\$ 72 milhões (15,4%) entre os trimestres e anos analisados. Os principais motivadores da variação anual 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. O decréscimo trimestral é explicado pela redução na prestação de serviços de assessoria, parcialmente suavizada pelos itens (i) e (ii) supramencionados.
- Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R\$ 59 milhões (76,6%) entre os trimestres em análise e superiores em R\$ 308 milhões (235,1%) no comparativo anual. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo".
- Seguros:** aumentos de R\$ 29 milhões (80,6%) e de R\$ 59 milhões (49,2%) entre os trimestres e anos analisados, respectivamente, resultante, substancialmente (i) das 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 do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos em 2024 e das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão em 2025; e (iv) do reajuste anual das apólices.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** elevação de R\$ 9 milhões (16,7%) em decorrência, basicamente, da maior geração das usinas hidrelétricas durante o 4T25, quando comparado com o 4T24, acrescido do reajuste anual. Já entre os anos analisados, houve diminuição de R\$ 39 milhões (17,3%), em virtude do decréscimo da geração das usinas hidrelétricas, suavizado pelo reajuste anual.
- **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\$ 10 milhões em 2025.

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

27

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. Em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto. Adicionalmente, em 26 de novembro de 2025, a Companhia obteve autorização do ONS para início da operação comercial do trecho Morro do Chapéu II – Poções III, do Sistema de Transmissão Asa Branca, representando 33% da RAP do projeto.

O resultado bruto do segmento de transmissão de energia atingiu R\$ 188 milhões positivos no 4T25, redução de R\$ 99 milhões (34,5%), em relação ao mesmo trimestre de 2024, cujo valor foi de R\$ 287 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do efeito negativo de R\$ 90

milhões (257,1%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (redução de R\$ 38 milhões e aumento de R\$ 52 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente, do reconhecimento de perda no Sistema de Transmissão Asa Branca de R\$ 70 milhões, decorrente da revisão do CAPEX estimado para implantação do projeto; e (ii) do decréscimo R\$ 20 milhões (7,8%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela redução dos índices inflacionários. Adicionalmente, os efeitos negativos foram atenuados pelo avanço das obras dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida no 4T25 foi de R\$ 209 milhões, (R\$ 185 milhões no 4T24), sendo R\$ 188 milhões (R\$ 158 milhões no 4T24) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 21 milhões (R\$ 27 milhões no 4T24) relativos à receita de serviços prestados de O&M. A variação da RAP entre os trimestres decorre, principalmente, do início da operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna em julho de 2025 e da entrada em operação comercial parcial do Sistema de Transmissão Asa Branca em dezembro de 2025.

No ano de 2025, o resultado bruto foi de R\$ 1.059 milhões, R\$ 84 milhões (8,6%) superior ao resultado de 2024 de R\$ 975 milhões. As variações decorrem, substancialmente, (i) do acréscimo R\$ 99 milhões (10,6%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pela evolução das obras nos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna; e atenuado, pelo (ii) efeito negativo de R\$ 28 milhões (75,7%) na variação do resultado líquido das receitas e custos de construção (acréscimos de R\$ 1.010 milhões e R\$ 1.038 milhões, respectivamente), oriundo, principalmente do reconhecimento de perda no Sistema de Transmissão Asa Branca decorrente da revisão do CAPEX estimado para implantação projeto; e atenuado pelo avanço das obras dos Sistemas de Transmissão Asa Branca e Graúna.

Adicionalmente, no 4T25 e no acumulado de 12 meses foram reconhecidos R\$ 45 milhões e R\$ 84 milhões (R\$ 25 milhões em 2024), respectivamente, com efeito positivo no resultado, em contrapartida ao ativo de contrato. Este resultado decorre, principalmente, da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e da taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras. Em função dessa revisão, o saldo do ativo contratual foi ajustado para considerar o novo fluxo financeiro.

O valor de RAP, líquida de PIS e Cofins, recebida em 2025 foi de R\$ 789 milhões (R\$ 742 milhões em 2024), sendo R\$ 690 milhões (R\$ 656 milhões em 2024) correspondentes à amortização do ativo de contrato, registrada em contrapartida do ativo de contrato, e R\$ 99 milhões (R\$ 86 milhões em 2024) relativos à receita de serviços prestados de O&M. A variação da RAP entre os períodos decorre, principalmente, do início da operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna em julho de 2025 e da entrada em operação comercial parcial do Sistema de Transmissão Asa Branca em dezembro de 2025.

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

(em R\$ milhões)	4T25	4T24	Variação	2025	2024	Variação
RAP, líquida de PIS e Cofins	209	185	24	789	742	47
Custos operacionais	(17)	(27)	10	(78)	(70)	(8)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(8)	(12)	4	(22)	(37)	15
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	11	1	10	13	2	11
Ebitda regulatório de transmissão	195	147	48	702	637	65

28

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 em 2025 foi de R\$ 2 milhões positivos, apresentando acréscimo de R\$ 9 milhões, quando comparado ao montante negativo de R\$ 7 milhões de 2024, decorrente, substancialmente, do efeito positivo da marcação a mercado de R\$ 8 milhões, e do impacto positivo de R\$ 1 milhão das transações de compra e venda de energia realizadas.

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
4T25			
Receita operacional líquida	203	-	203
Custos operacionais	(136)	-	(136)
Resultado líquido	67	-	67
4T24			
Receita operacional líquida	188	-	188
Custos operacionais	(77)	(3)	(80)
Resultado líquido	111	(3)	108
Variação			
Receita operacional líquida	15	-	15
Custos operacionais	(59)	3	(56)
Resultado líquido	(44)	3	(41)

No 4T25 e no 4T24, 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\$ 67 milhões e R\$ 108 milhões, respectivamente. O montante representa redução de R\$ 41 milhões entre os períodos comparados, sendo o decréscimo de R\$ 44 milhões proveniente no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e o aumento de R\$ 3 milhões do segmento de trading de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação do efeito negativo da redução da energia livre decorrente à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD, que ampliou a exposição líquida no trimestre. Esses efeitos foram reforçados pelo (i) impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 79,9% no 4T24 para 67,4% no 4T25); e (ii) efeito negativo nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

	Geração	Trading	Consolidado
12M25			
Receita operacional líquida	504	-	504
Custos operacionais	(439)	-	(439)
Resultado líquido	65	-	65
12M24			
Receita operacional líquida	484	2	486
Custos operacionais	(131)	(3)	(134)
Resultado líquido	353	(1)	352
Variação			
Receita operacional líquida	20	(2)	18
Custos operacionais	(308)	3	(305)
Resultado líquido	(288)	1	(287)

No acumulado de 2025, o resultado líquido, decorrente de transações de curto prazo, foi positivo em R\$ 65 milhões, o que representou um decréscimo de R\$ 287 milhões em relação ao resultado positivo de R\$ 352 milhões do ano de 2024, sendo redução de R\$ 288 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e aumento de R\$ 1 milhão no resultado do segmento de trading de energia.

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinada com a variação positiva do PLD; (ii) impacto negativo em virtude da redução de 87,1% em 2024 para 82,6% em 2025 do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes; (iii) efeito negativo no MRE, em virtude da redução da geração hidrelétrica das usinas e pelo menor volume de energia produzido pelas usinas participantes do mecanismo; e (iv) efeito negativo nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os anos 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	4T25	4T24	Var. 4T (%)	12M25	12M24	Var. 12M (%)
Sul	264,70	216,36	22,3%	225,95	127,89	76,7%
Sudeste/Centro-Oeste	264,75	216,36	22,4%	223,46	127,88	74,7%
Nordeste	253,09	205,59	23,1%	176,61	118,34	49,2%

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

A Companhia apresentou aumento nas despesas com vendas, gerais e administrativas, no montante de R\$ 11 milhões entre 2025 e 2024. As principais variações entre os anos analisados, decorrem do aumento de R\$ 24 milhões no segmento de geração, e uma redução de R\$ 15 milhões no segmento de transmissão. No segmento de geração, a variação deve-se, substancialmente, aos seguintes eventos: (i) aumento nas despesas com pessoal, em decorrência do reajuste anual da remuneração e benefícios dos colaboradores e das contratações entre os períodos comparativos; (ii) aumento nas despesas com serviços de TI e digitalização; e (iii) aumento nas despesas relacionadas as aquisições de direito de exploração de projetos eólicos. Adicionalmente, a variação no segmento de transmissão decorre (i) da redução de despesas com serviços de engenharia relacionadas ao leilão de 2024; e (ii) da redução das despesas com pessoal.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

Em 2025, a Companhia apresentou aos coletivos sindicais a proposta de acordo para o Plano de Demissão Voluntária (PDV), voltado prioritariamente aos empregados aposentados ou que venham a se aposentar nos próximos anos. Após deliberação em assembleia entre sindicatos e colaboradores, a aprovação da proposta foi formalmente comunicada à Companhia e as adesões ao programa tiveram início em julho de 2025 e seguirão até dezembro de 2028, com data limite de desligamento em 31 de dezembro de 2028. No 4T25, a Companhia registrou o montante de R\$ 22 milhões, tendo em vista a manifestação de interesse dos empregados ao programa.

No 4T24, a Companhia reconheceu, no segmento de geração, o montante de R\$ 22 milhões referente a baixa de ativos, sendo que R\$ 14 milhões referem-se ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em decorrência dos fortes ventos na região em abril de 2023. Em 2024, o total de baixas de ativos totalizou R\$ 57 milhões, sendo R\$ 45 milhões relativos ao Conjunto Fotovoltaico Paracatu.

Adicionalmente, no 4T25 e no acumulado de 12 meses foram reconhecidos R\$ 45 milhões e R\$ 84 milhões, respectivamente (R\$ 25 milhões em 2024), no segmento de transmissão. O reconhecimento se deu no grupo de outras despesas/receitas operacionais, com efeito positivo no resultado, em contrapartida do ativo de contrato. Mais detalhes estão descritos anteriormente no item específico do Segmento de Transmissão.

Reversão de *Impairment* Líquido e Alienação de Subsidiária

	Geração			Geração			
	Pampa Sul	Paracatu	Consolidado	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Consolidado
	4T25			12M25			
Alienação de subsidiária	-	-	-	20	-	-	20
	4T24			12M24			
Reversão de <i>impairment</i> , líquido	-	14	14	-	45	-	45
Alienação de subsidiária	25	-	25	25	-	(9)	16
	Variação			Variação			
Reversão de <i>impairment</i> , líquido	-	(14)	(14)	-	(45)	-	(45)
Alienação de subsidiária	(25)	-	(25)	(5)	-	9	4

Reversão de *Impairment*:

No 4T24, a Companhia reconheceu R\$ 14 milhões de reversão referente ao *impairment* anteriormente registrado em decorrência do sinistro ocorrido no Conjunto Fotovoltaico Paracatu, em abril de 2023. Esta reversão ocorreu em virtude da baixa dos ativos, os quais foram reembolsados pela seguradora. Durante o ano de 2024, a reversão citada acima totalizou R\$ 45 milhões, o que representa a reversão do restante do montante anteriormente provisionado. Ressalta-se que a baixa de ativos, somada ao reembolso da seguradora, não trouxe impactos ao resultado da Companhia.

Alienação de Subsidiária:

No 4T24 a Companhia registrou uma receita de alienação no montante de R\$ 25 milhões oriunda de ajuste de preço da venda da subsidiária Pampa Sul, ocorrida em 2023. Este ajuste de preço provém de obrigações condicionadas para o recebimento. A Companhia registrou no ano de 2025, R\$ 20 milhões, referente a recebimentos previstos no acordo de venda da subsidiária Pampa Sul.

Em 28 de junho de 2024, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária Lages Bioenergética Ltda. ("Lages"). Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O resultado com a alienação do ativo, líquido dos custos de venda, foi negativo em R\$ 9 milhões, em 2024.

Alienação de Participação Societária em Controlada em Conjunto

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

A Companhia permanece acionista da TAG, sendo titular de ações representativas de 17,5% do capital social total da TAG, permanecendo o Grupo ENGIE com 50% do capital social total da TAG, ambos vinculados ao acordo de acionistas da TAG, mantendo o grupo de controle atual. O resultado com a alienação, líquido dos custos de venda, foi positivo em R\$ 1.336 milhões.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

Demonstração dos resultados (em R\$ milhões)	4T25		4T24	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	2.304	403	2.466	432
Custos dos serviços prestados	(664)	(116)	(663)	(116)
Lucro bruto	1.640	287	1.803	316
Despesas gerais e administrativas	(98)	(17)	82	14
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.542	270	1.885	330
Resultado financeiro	(536)	(94)	(459)	(80)
Lucro antes dos impostos	1.006	176	1.426	250
Imposto de renda e contribuição social	(116)	(20)	(177)	(31)
Lucro líquido da TAG	890	156	1.249	219

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

Ebitda (em R\$ milhões)	4T25		4T24	
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	1.542	270	1.885	330
Depreciação e amortização	195	34	173	30
Amortização da mais valia	150	26	150	26
Ebitda¹	1.887	330	2.208	386
Margem Ebitda	81,9%		89,5%	

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

Entre o 4T24 e o 4T25, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 63 milhões (28,8%), passando de R\$ 219 milhões para R\$ 156 milhões, respectivamente.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente: (i) da redução da variação cambial da receita do contrato de transporte do Sistema Gasene; (ii) da reversão do *impairment* do Projeto Gasfor II em 2024; (iii) do aumento da despesa financeira líquida, (iii.i) devido a variação cambial sobre a dívida e (iii.ii) resultado negativo do *swap* contratado; e (iv) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados. Estes efeitos negativos foram suavizados (v) pela atualização com efeito positivo das tarifas de transporte, em decorrência da variação do IGPM, IPCA e dólar; e (vi) pela redução do imposto de renda e da contribuição social, em razão da redução do lucro antes dos impostos e efeitos positivos de incentivos fiscais.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG dos anos de 2025 e 2024 é composto pelos seguintes itens:

Demonstração dos resultados (em R\$ milhões)	12M25		12M24			
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
				32,5% ¹	17,5% ¹	Total
Receita operacional líquida	9.315	1.630	9.062	80	1.543	1.623
Custos dos serviços prestados	(2.453)	(429)	(2.260)	(20)	(385)	(405)
Lucro bruto	6.862	1.201	6.802	60	1.158	1.218
Despesas gerais e administrativas	(224)	(39)	(64)	(2)	(10)	(12)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	6.638	1.162	6.738	58	1.148	1.206
Resultado financeiro	(1.892)	(331)	(1.769)	(15)	(302)	(317)
Lucro antes dos impostos	4.746	831	4.969	43	846	889
Imposto de renda e contribuição social	(819)	(144)	(970)	(11)	(164)	(175)
Lucro líquido da TAG	3.927	687	3.999			714

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:

Ebitda (em R\$ milhões)	12M25		12M24			
	100%	Participação da Companhia	100%	Participação da Companhia		
		Total		32,5% ¹	17,5% ¹	Total
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	6.638	1.162	6.738	58	1.148	1.206
Depreciação e amortização	745	129	669	6	114	120
Amortização da mais valia	598	104	436	5	74	79
Ebitda	7.981	1.395	7.843			1.405
Margem Ebitda	85,7%		86,5%			

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.

Entre os anos comparados, o **resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 27 milhões (3,8%)**, passando de R\$ 714 milhões para **R\$ 687 milhões**, respectivamente.

Em relação à redução do resultado da TAG, a variação foi consequência, substancialmente: (i) da reversão do *impairment* do Projeto Gasfor II em 2024; (ii) 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; (iii) do aumento da despesa financeira líquida, devido, principalmente, a variação cambial e juros sobre a dívida; e (iv) pelo aumento da depreciação dos novos ativos imobilizados e pela reavaliação de bens como OPEX; suavizado (v) pela atualização com efeito positivo das tarifas de transporte, em decorrência da variação do IGPM, IPCA e dólar; e (vi) pela redução do imposto de renda e contribuição social, em razão da redução do lucro antes dos impostos e efeitos positivos de incentivos fiscais.



Balço Patrimonial

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

Balço Patrimonial	31/12/2025	31/12/2024
ATIVO		
Ativo circulante	2.530	4.443
Caixa e equivalentes de caixa	655	2.325
Contas a receber de clientes	1.706	1.830
Outros ativos circulantes	169	288
Ativo não circulante	28.269	28.955
Depósitos vinculados	460	326
Outros ativos não circulantes	162	155
Imobilizado	24.892	25.727
Intangível	2.755	2.747
Total	30.799	33.398

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Passivo circulante	2.888	4.377
Instrumentos de dívida	2.004	3.432
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	73	7
Outros passivos circulantes	811	938
Passivo não circulante	21.844	22.409
Instrumentos de dívida	14.936	16.419
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	210	77
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.933	5.204
Outros passivos não circulantes	765	709
Patrimônio líquido	6.067	6.612
Total	30.799	33.398



Ebitda e Margem Ebitda

| Ebitda por segmento – 4T25 x 4T24 | R\$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	Consolidado
4T25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.096	228	(1)	156	1.479
Depreciação e amortização	380	4	-	-	384
Ebitda¹	1.476	232	(1)	156	1.863
Ebitda ajustado	1.476	232	(1)	156	1.863
Margem Ebitda ajustada	55,2%	40,1%	(0,6%)	-	54,5%
4T24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	1.191	276	(1)	219	1.685
Depreciação e amortização	285	3	-	-	288
Ebitda	1.476	279	(1)	219	1.973
Reversão de <i>impairment</i>	(14)	-	-	-	(14)
Alienação de subsidiária	(25)	-	-	-	(25)
Ebitda ajustado	1.437	279	(1)	219	1.934
Margem Ebitda ajustada	56,6%	44,0%	(1,0%)	-	59,1%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(95)	(48)	-	(63)	(206)
Depreciação e amortização	95	1	-	-	96
Ebitda	-	(47)	-	(63)	(110)
Reversão de <i>impairment</i>	14	-	-	-	14
Alienação de subsidiária	25	-	-	-	25
Ebitda ajustado	39	(47)	-	(63)	(71)
Margem Ebitda ajustada	(1,4 p.p.)	(3,9 p.p.)	0,4 p.p.	-	(4,6 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 4T25 e o 4T24, o **Ebitda ajustado** reduziu R\$ 71 milhões (3,7%), passando de R\$ 1.934 milhões no 4T24 para **R\$ 1.863 milhões no 4T25**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos negativos: (i) R\$ 63 milhões (28,8%) decorrentes de menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG; e (ii) R\$ 47 milhões (16,8%) oriundos do segmento de transmissão de energia. Os efeitos negativos foram suavizados pelo (iii) aumento de R\$ 39 milhões (2,7%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia.

A principal variação no Ebitda ajustado decorre, principalmente, do menor resultado de participação societária em controlada em conjunto – TAG, com uma redução de R\$ 63 milhões, constando mais detalhes na seção destinada ao “Resultado da Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás”. Esse efeito foi acentuado pelo segmento de transmissão, cujos efeitos decorrem, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) R\$ 90 milhões de decréscimo do resultado de construção; (ii) R\$ 20 milhões de redução na receita de remuneração dos ativos de contrato; atenuados por (iii) R\$ 45 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (iv) elevação de R\$ 4 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (v) redução de R\$ 6 milhões nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas.

Adicionalmente, no 4T25, o Ebitda foi impactado positivamente pelo segmento de geração e venda de energia elétrica, cujos efeitos positivos, foram: (i) R\$ 112 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de venda; (ii) redução R\$ 32 milhões nas compras de energia; (iii) redução de R\$ 18 milhões nos custos de materiais e serviços de terceiros; (iv) R\$ 1 milhão referente à repactuação do risco hidrológico; e (v) R\$ 4 milhões relativos às demais receitas, custos operacionais e despesas administrativas. Esses efeitos foram atenuados pelas seguintes variações com efeitos negativos: (i) redução de R\$ 41 milhões no resultado líquido das operações de curto prazo; (ii) aumento de R\$ 32 milhões com encargos de uso da rede elétrica e conexão; (iii) aumento de R\$ 29 milhões com seguros; e (iv) redução de R\$ 26 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda.

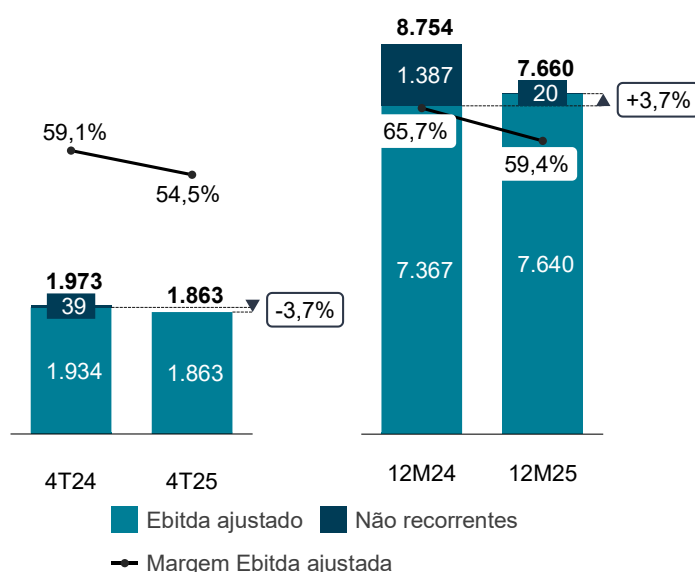
Ebitda por segmento – 12M25 x 12M24 | R\$ milhões

	Energia elétrica				
	Geração	Transmissão	Trading	Transporte de gás	Consolidado
12M25					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.460	1.126	(5)	687	6.268
Depreciação e amortização	1.379	13	-	-	1.392
Ebitda	5.839	1.139	(5)	687	7.660
Alienação de subsidiária	(20)	-	-	-	(20)
Ebitda ajustado	5.819	1.139	(5)	687	7.640
Margem Ebitda ajustada	59,5%	43,0%	(1,2%)	-	59,4%
12M24					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.679	965	(12)	2.050	7.682
Depreciação e amortização	1.059	13	-	-	1.072
Ebitda	5.738	978	(12)	2.050	8.754
Custos de aquisição de subsidiária	10	-	-	-	10
Reversão de <i>impairment</i>	(45)	-	-	-	(45)
Alienação de subsidiária	(16)	-	-	-	(16)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	(1.336)	(1.336)
Ebitda ajustado	5.687	978	(12)	714	7.367
Margem Ebitda ajustada	60,4%	64,3%	(4,2%)	-	65,7%
Variação					
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	(219)	161	7	(1.363)	(1.414)
Depreciação e amortização	320	-	-	-	320
Ebitda	101	161	7	(1.363)	(1.094)
Custos de aquisição de subsidiária	(10)	-	-	-	(10)
Reversão de <i>impairment</i> , líquido	45	-	-	-	45
Alienação de subsidiária	(4)	-	-	-	(4)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	1.336	1.336
Ebitda ajustado	132	161	7	(27)	273
Margem Ebitda ajustada	(0,9 p.p.)	(21,3 p.p.)	3,0 p.p.	-	(6,3 p.p.)

Entre 2025 e 2024, o **Ebitda ajustado** aumentou R\$ 273 milhões (3,7%), passando de R\$ 7.367 milhões em 2024 para **R\$ 7.640 milhões em 2025**. A variação foi consequência da combinação dos seguintes efeitos positivos: (i) R\$ 161 milhões (16,5%) oriundos do segmento de transmissão de energia; (ii) R\$ 132 milhões (2,3%) no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia; e (iii) R\$ 7 milhões oriundos do segmento de trading de energia. Os referidos impactos positivos foram parcialmente atenuados pelo efeito negativo de (iv) R\$ 27 milhões (3,8%) decorrentes, principalmente, da redução do percentual de participação societária em controlada em conjunto – TAG.

O segmento de transmissão impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos foram, substancialmente, os seguintes: (i) R\$ 99 milhões de aumento na receita de remuneração dos ativos de contrato; (ii) R\$ 59 milhões com efeito positivo, em virtude da expectativa de revisão da estrutura de investimentos realizados e a taxa de remuneração de capital, resultando em modificações nos valores das RAP futuras; (iii) R\$ 5 milhões de aumento na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); (iv) R\$ 18 milhões nos demais custos, despesas com vendas, gerais, administrativas e outras despesas operacionais, líquidas; e atenuado pelo decréscimo de (v) R\$ 28 milhões do resultado de construção, haja vista a evolução das obras.

Ebitda Ajustado¹ | R\$ milhões



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

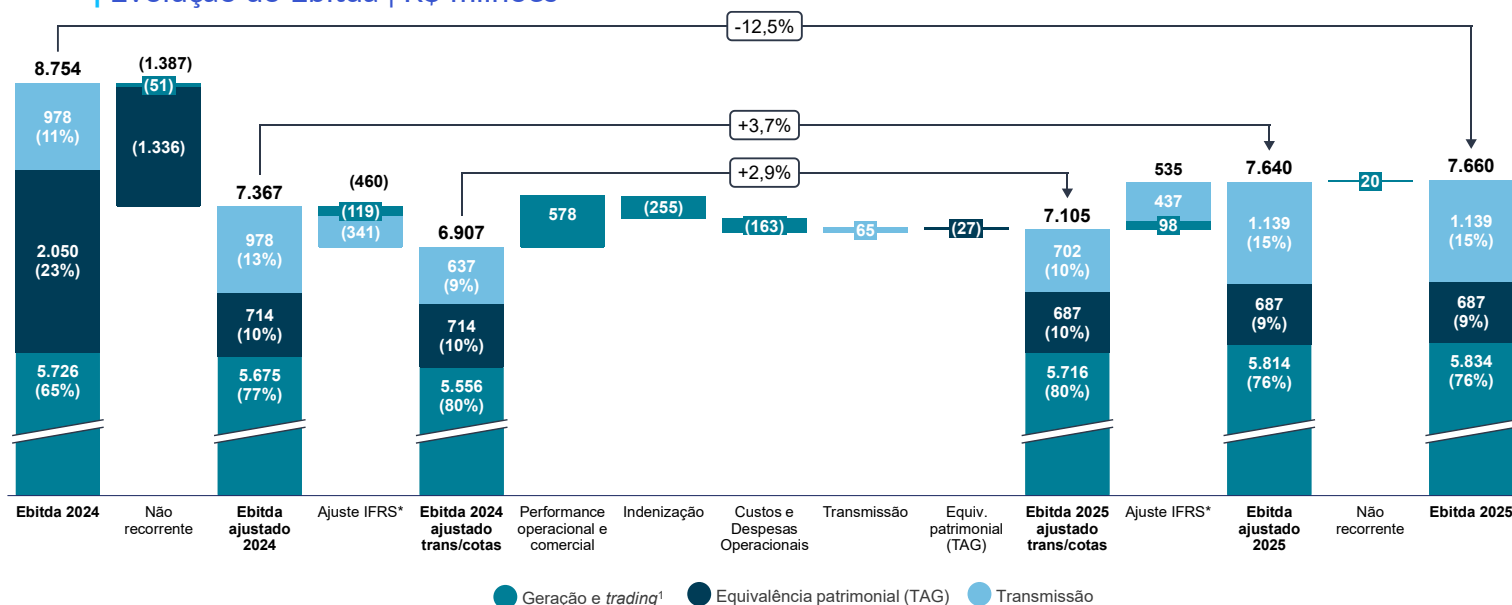
O segmento de geração e venda de energia elétrica, indicado no item (ii) acima, impactou positivamente o Ebitda, cujos efeitos positivos, foram: (i) R\$ 550 milhões da combinação das variações de quantidade de energia vendida e do preço médio líquido de vendas; (ii) decréscimo de R\$ 306 milhões nas compras de energia; (iii) redução de R\$ 39 milhões de *royalties*; (iv) R\$ 10 milhões do reconhecimento adicional da repactuação do risco hidrológico; e (v) R\$ 31 milhões relativos às demais receitas, custos e despesas operacionais e administrativas.

Esses efeitos foram atenuados pelo impacto negativo dos seguintes fatores: (vi) R\$ 288 milhões de impacto negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (vii) R\$ 255 milhões com redução de receitas de indenizações; (viii) R\$ 98 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (ix) R\$ 72 milhões de aumento dos custos de materiais e serviços de terceiros; (x) R\$ 59 milhões de seguros; (xi) acréscimo de R\$ 24 milhões de despesas com vendas, gerais e administrativas; e (xii) redução de R\$ 8 milhões de receita de remuneração e atualização monetária sobre ativos de concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda.

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)	4T25	4T24	Var. (%)	12M25	12M24	Var. (%)
Lucro líquido recorrente	727	1.090	(33,3)	2.858	4.303	(33,6)
(+) Imposto de renda e contribuição social	107	148	(27,7)	768	1.403	(45,3)
(+) Resultado financeiro	645	447	44,3	2.642	1.976	33,7
(+) Depreciação e amortização	384	288	33,3	1.392	1.072	29,9
Ebitda	1.863	1.973	(5,6)	7.660	8.754	(12,5)
Efeitos não recorrentes						
(+) Custos de aquisição de subsidiárias	-	-	-	-	10	(100,0)
(-) Reversão de <i>Impairment</i> , líquido	-	(14)	(100,0)	-	(45)	(100,0)
(+) Alienação de subsidiária	-	(25)	(100,0)	(20)	(16)	25,0
(+) Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	-	-	-	(1.336)	(100,0)
Ebitda ajustado	1.863	1.934	(3,7)	7.640	7.367	3,7
Ebitda societário transmissão (IFRS)	(232)	(279)	(16,8)	(1.139)	(978)	16,5
Ebitda regulatório transmissão (RAP)	195	147	32,7	702	637	10,2
Ebitda societário cotistas (IFRS)	(185)	(207)	(10,6)	(798)	(784)	1,8
Ebitda regulatório cotistas	179	171	4,7	700	665	5,3
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotas	1.820	1.766	3,1	7.105	6.907	2,9

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)	4T25	4T24	Var. (R\$)	12M25	12M24	Var. (R\$)
Renda de aplicações financeiras	153	116	37	647	543	104
Outras receitas financeiras	-	17	(17)	82	79	3
Total receitas financeiras	153	133	20	729	622	107
Dívida:						
Juros	(473)	(230)	(243)	(1.644)	(998)	(646)
Atualização monetária	(152)	(222)	70	(847)	(784)	(63)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	(36)	92	(128)	(263)	(61)	(202)
Total despesas financeiras	(661)	(360)	(301)	(2.754)	(1.843)	(911)
Concessões a pagar (Uso de Bem Público):						
Atualização monetária	(16)	(96)	80	(131)	(261)	130
Atualização a valor presente	(121)	(124)	3	(486)	(494)	8
Total despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(137)	(220)	83	(617)	(755)	138
Resultado financeiro	(645)	(447)	(198)	(2.642)	(1.976)	(666)

Receitas financeiras: no 4T25, as receitas financeiras atingiram R\$ 153 milhões, R\$ 20 milhões ou 15,0% acima dos R\$ 133 milhões auferidos no 4T24, substancialmente, pelo aumento de R\$ 37 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 acréscimo do CDI.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 107 milhões (17,2%), passando de R\$ 622 milhões em 2024 para R\$ 729 milhões em 2025, em virtude, principalmente, do acréscimo da receita com aplicações financeiras no montante de R\$ 104 milhões. O aumento foi motivado, substancialmente, pela elevação da média dos saldos de aplicações financeiras entre os anos, em conjunto com o aumento do CDI.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 4T25 foram de R\$ 661 milhões, isto é, R\$ 301 milhões ou 83,6% acima das registradas no 4T24, que foram de R\$ 360 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R\$ 173 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R\$ 243 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; atenuado pelo, (ii) decréscimo de R\$ 70 milhões relativos à atualização monetária, em decorrência da redução dos índices inflacionários entre os períodos. Ressalta-se que, além do aumento de juros de dívida registrados no resultado, houve uma redução de R\$ 55 milhões (31,5%) 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.

Em base anual, as despesas aumentaram de R\$ 1.843 milhões em 2024 para R\$ 2.754 milhões em 2025, ou seja, R\$ 911 milhões (49,4%), principalmente pelo acréscimo de R\$ 709 milhões sobre dívida, entre os anos analisados, em razão, principalmente, do (i) acréscimo de R\$ 646 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; e (ii) R\$ 63 milhões de atualização monetária devido ao ingresso de novas dívidas atreladas à inflação.

Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público): as despesas de concessões a pagar reduziram em R\$ 83 milhões (37,7%), atingindo R\$ 137 milhões no 4T25 em contrapartida aos R\$ 220 milhões no 4T24, em virtude, principalmente, do decréscimo de R\$ 80 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IGPM e do IPCA.

Na comparação entre os anos, houve redução de R\$ 138 milhões, ou seja 18,3%, passando de R\$ 755 milhões em 2024 para R\$ 617 milhões em 2025, resultado, substancialmente, da redução de R\$ 130 milhões de atualização monetária, motivada, principalmente, pelo decréscimo do IPCA e do IGPM entre os anos.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 4T25 foi R\$ 107 milhões**, redução de R\$ 41 milhões (27,7%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R\$ 148 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela redução do lucro antes dos impostos. **No acumulado do ano**, essas despesas reduziram R\$ 635 milhões (45,3%), passando de R\$ 1.403 milhões em 2024 para **R\$ 768 milhões em 2025**. A variação foi motivada, principalmente, pela alienação de participação societária em controlada em conjunto, ocorrida em 2024.

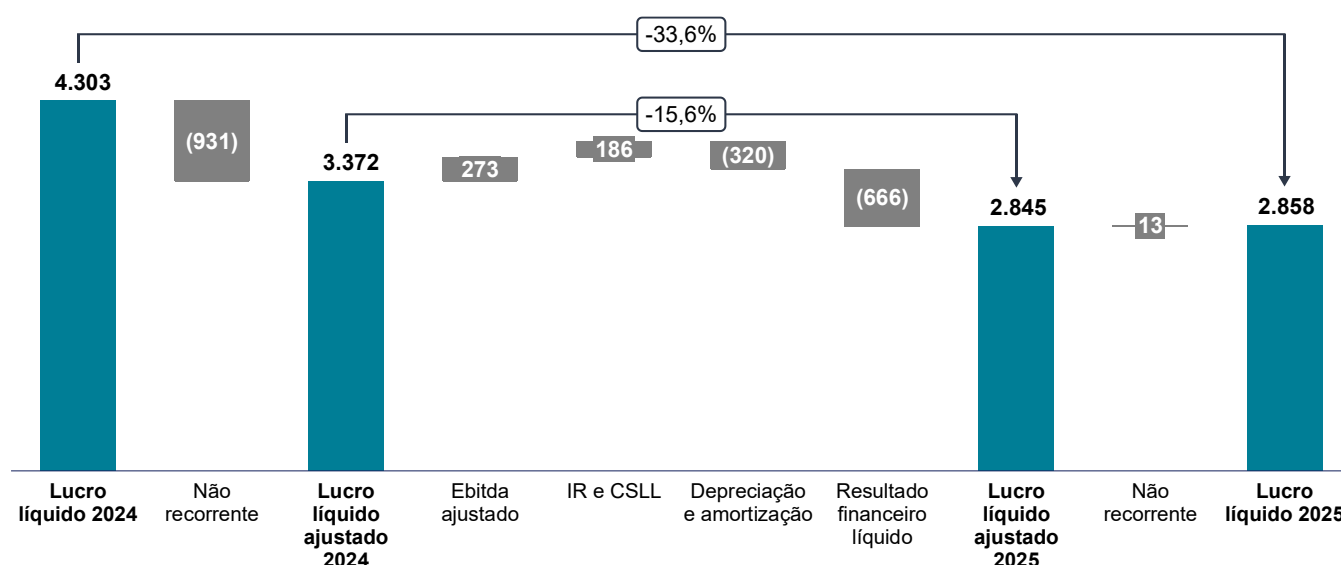
Desconsiderando os efeitos não recorrentes, as despesas com IR e CSLL, reduziram R\$ 32 milhões (23,0%) e R\$ 186 milhões (19,6%), respectivamente, entre os trimestres e anos analisados.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T25 foi de R\$ 727 milhões, R\$ 363 milhões ou 33,3% menor do que os R\$ 1.090 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) efeito negativo de R\$ 198 milhões do resultado financeiro líquido; (ii) aumento de R\$ 96 milhões da depreciação e amortização; (iii) redução de R\$ 71 milhões no Ebitda ajustado; e (iv) variação de efeitos não recorrentes com impacto líquido negativo de R\$ 30 milhões. Estes fatores foram atenuados pela (v) redução de R\$ 32 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes, o lucro líquido reduziu em R\$ 333 milhões (31,4%) entre os trimestres em comparação.

Em bases anuais, o lucro líquido passou de R\$ 4.303 milhões em 2024 para R\$ 2.858 milhões em 2025, ou seja, decréscimo de R\$ 1.445 milhões ou 33,6%. Essa redução é consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i) variação de efeitos não recorrentes, com impacto líquido negativo de R\$ 918 milhões, substancialmente devido a alienação de participação na TAG; (ii) efeito negativo de R\$ 666 milhões do resultado financeiro líquido; (iii) aumento de R\$ 320 milhões da depreciação e amortização; atenuado pelo (iv) aumento de R\$ 273 milhões no Ebitda ajustado; e (v) redução de R\$ 186 milhões do imposto de renda e da contribuição social, considerando as transações recorrentes. Excluindo-se os efeitos não recorrentes o lucro líquido reduziu em R\$ 527 milhões (15,6%) entre os anos em comparação.

| Evolução do Lucro Líquido | R\$ milhões



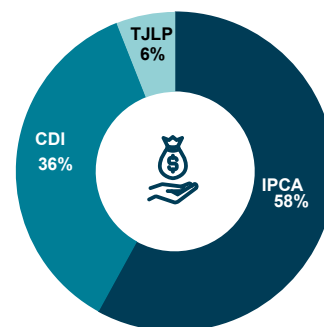
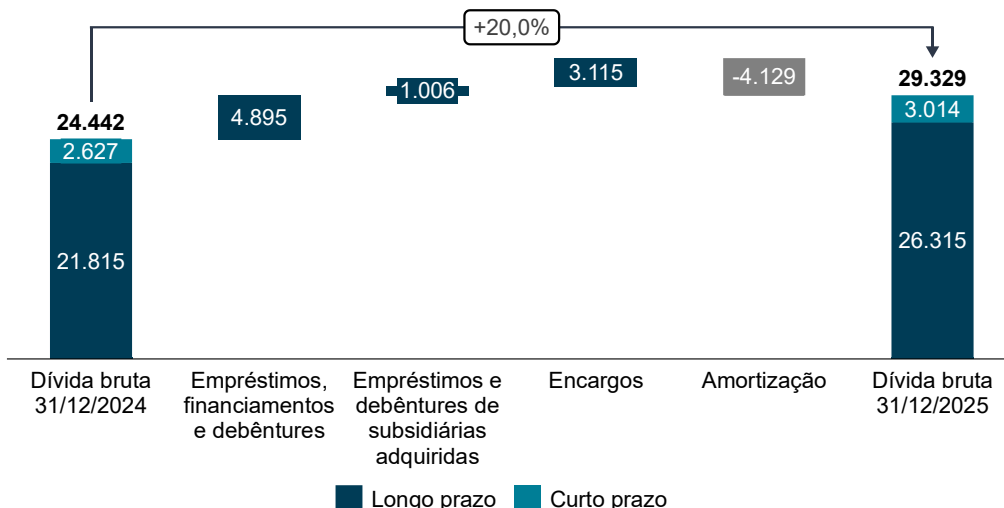
Endividamento

Em 31 de dezembro 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\$ 29.329 milhões — aumento de 20,0% (R\$ 4.887 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2024. O prazo médio de vencimento da dívida no fim do 4T25 era de 7,2 anos.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2025: (i) R\$ 4.086 milhões de emissão de debêntures; (ii) R\$ 809 milhões de ingresso de empréstimos e financiamentos para construção de novos projetos; (iii) R\$ 1.006 milhões de ingresso de empréstimos e debêntures por aquisição de subsidiárias; (iv) geração de R\$ 3.115 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R\$ 4.129 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais.

| Evolução da Dívida Bruta | R\$ milhões

| Composição da Dívida



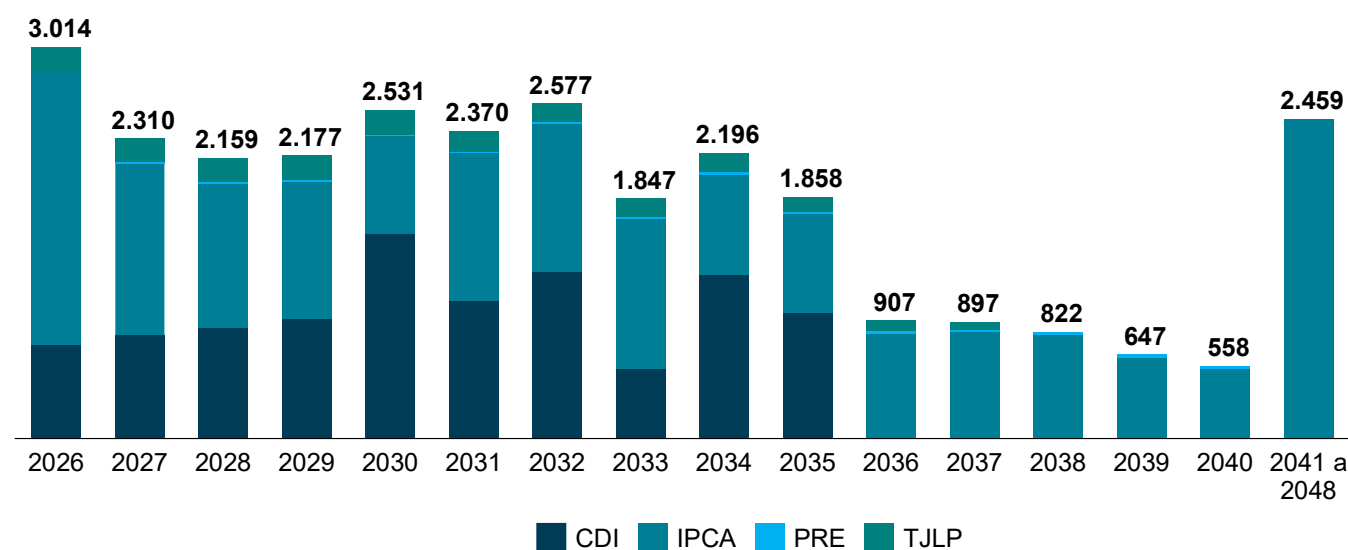
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 4T25 foi 11,4% – equivalente a IPCA + 6,8% – 0,9 p.p. acima do registrado no fim do 4T24 (10,5% – equivalente a IPCA + 5,4%).

Em 31 de dezembro 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\$ 25.514 milhões, aumento de 26,8%** em relação ao registrado no 4T24.

| Dívida Líquida

(em R\$ milhões)	31/12/2025	31/12/2024	Var. %
Dívida bruta	29.149	24.135	20,8
Resultado de operações de <i>hedge</i>	181	307	(41,2)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(457)	(357)	28,0
Caixa e equivalentes de caixa	(3.359)	(3.959)	(15,2)
Dívida líquida total	25.514	20.126	26,8
Dívida líquida/Ebitda ajustado últimos 12 meses	3,3X	2,7X	

| Cronograma de Vencimento da Dívida | R\$ milhões



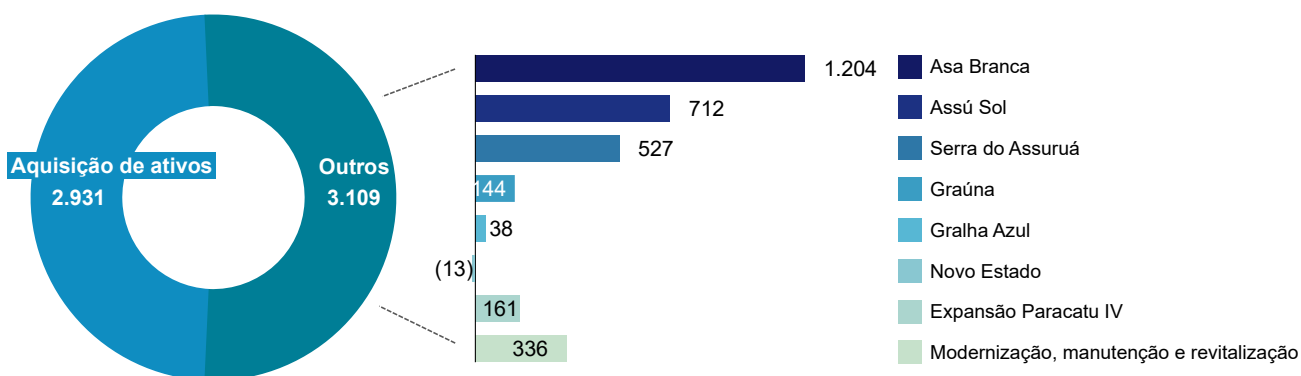
Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T25 alcançaram **R\$ 627 milhões**, dos quais: (i) R\$ 3 milhões pagos como complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R\$ 516 milhões na construção de novos projetos, sendo: R\$ 197 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R\$ 120 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R\$ 95 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R\$ 73 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R\$ 21 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia e R\$ 10 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV; (iii) R\$ 72 milhões foram destinados à revitalização do parque gerador, principalmente em usinas hidrelétricas e solares; e (iv) R\$ 36 milhões em projetos de modernização: R\$ 35 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguará, R\$ 2 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e -R\$ 1 milhão resultante de ajustes de adiantamentos e provisões incorridas durante a execução das melhorias na Usina Hidrelétrica Salto Osório.



No acumulado do ano de 2025, os investimentos da ENGIE Brasil Energia atingiram **R\$ 6.040 milhões**, dos quais: (i) R\$ 2.931 milhões referente a aquisição de novos ativos, sendo: (i.i) R\$ 2.944 milhões na aquisição das Usinas Hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão – 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) –; (i.ii) redução de R\$ 16 milhões correspondentes ao ajuste do valor final na aquisição das usinas fotovoltaicas, após conclusão do laudo de incorporação; e (i.iii) R\$ 3 milhões de complemento na aquisição de participação societária do Conjunto Eólico Serra do Assuruá; (ii) R\$ 2.773 milhões aplicados na construção dos novos projetos: R\$ 1.204 milhões na Asa Branca Transmissora de Energia, R\$ 712 milhões no Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, R\$ 527 milhões na implantação do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, R\$ 144 milhões na Graúna Transmissora de Energia, R\$ 38 milhões na execução do reforço da Subestação de Ponta Grossa, parte da Gralha Azul Transmissora de Energia, R\$ 161 milhões na expansão da Usina Fotovoltaica Paracatu IV, e -R\$ 13 milhões na Novo Estado Transmissora de Energia, resultado de êxito em ação tributária, ocasionando redução do capex total do projeto; (iii) R\$ 254 milhões destinados à revitalização do parque gerador, principalmente das usinas hidrelétricas e solares; e (iv) R\$ 82 milhões destinados aos projetos de modernização: R\$ 68 milhões na Usina Hidrelétrica Jaguará, R\$ 4 milhão na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e R\$ 10 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

| Investimentos 2025 | R\$ milhões



Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 7 de agosto de 2025, o crédito de **dividendos intercalares** com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2025, no valor de **R\$ 719,2 milhões (R\$ 0,88143194897 por ação)**, representando um **payout de 55%** do lucro líquido distribuível do primeiro semestre de 2025. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 22 de agosto de 2025. O pagamento ocorreu em 23 de dezembro de 2025.

Posteriormente, na reunião do dia 12 de dezembro de 2025, foi aprovada a distribuição de **juros sobre o capital próprio** referentes ao exercício de 2025, no valor de **R\$ 100,0 milhões (R\$ 0,08754276626 por ação)**. A data ex-juros sobre o capital próprio foi 19 de dezembro de 2025 e a data de pagamento será definida posteriormente pela Diretoria Executiva.

Adicionalmente, na Reunião do Conselho de Administração de 25 de fevereiro de 2026, foi aprovada a proposta de distribuição de **dividendos obrigatórios e complementares ao exercício de 2025, no montante de R\$ 557,8 milhões (R\$ 0,48828975686 por ação)**. A proposta mencionada será ratificada na Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de crédito e pagamento.

O valor total de proventos proposto no ano de 2025 atingiu **R\$ 1.377,0 milhões (R\$ 1,20542677239 por ação)**, equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, com **dividend yield de 4,2%**. O valor por ação já considera o aumento de capital com bonificação de ações, realizada em dezembro de 2025.

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 31 de dezembro de 2025, das 133 usinas instaladas em 14 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 65,6% da capacidade total operada pela Companhia.

Jornada pelo Clima

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

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

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

Destaques do Trimestre

- Foi efetivado o edital anual do programa **Mulheres do Nosso Bairro**, iniciativa voltada para a promoção do empreendedorismo feminino. O valor investido ultrapassa R\$ 1,1 milhão, sendo **R\$ 10 mil aplicado em cada um dos 115 projetos selecionados** nas regiões onde a ENGIE e seus parceiros atuam. Neste ano, foram contempladas iniciativas de 63 cidades, de 17 estados. Como forma de reforçar o compromisso do programa com a equidade racial, no mínimo 50% de todos os projetos premiados foram destinados a mulheres negras. Além do valor em dinheiro para impulsionar o negócio, cada premiada recebe treinamentos na área de gestão empreendedora. A lista completa com as ganhadoras está disponível no site www.engie.com.br/mulheres-do-nosso-bairro.
- Ainda relacionado às ações de Responsabilidade Social corporativa, o **Programa Parcerias do Bem**, que mobiliza empresas de diferentes setores — incluindo 15 do setor de energia — para atuar em conjunto em ações de geração de renda, educação, saúde e cultura, completou seu quarto ano de execução celebrando 70 parceiros ativos e mais de R\$ 9 milhões mobilizados desde seu início. A atuação conjunta reforça o compromisso com o 17º Objetivo de Desenvolvimento Sustentável da ONU, que incentiva parcerias para o desenvolvimento sustentável.
- A ENGIE Brasil Energia recebeu **dois importantes reconhecimentos durante a COP30** em Belém: o **Programa de Descarbonização de Fornecedores** da ENGIE Brasil foi um dos sete *cases* selecionados para compor a plataforma global *Business Action Bank*, por meio de uma iniciativa do WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*); e a ENGIE foi parte da celebração de **empresas que compõem os 3 Índices de Sustentabilidade** da Bolsa de Valores brasileira, B3 – ISE B3, ICO2 B3 e IDIVERSA B3.
- A Companhia foi destaque também na 3ª edição do **Prêmio de Intraempreendedorismo**, reforçando seu compromisso com a inovação e com o desenvolvimento de soluções de alto impacto para o negócio, obtendo posição de destaque em diversas categorias: Inovação de Sustentação (3º lugar), Inovação Aberta (3º lugar), Urgência Climática (3º lugar), dentre outras.
- O **1º Edital de Uso e Conservação da Água**, lançado este ano pela ENGIE Brasil Energia, selecionou cinco projetos, com ações previstas nos estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, cobrindo de forma direta oito municípios. Foram 31 inscritos nesta primeira edição e cada projeto selecionado vai ganhar R\$ 15 mil, totalizando R\$ 75 mil em investimentos, que podem posteriormente ser replicados e amplificados. O objetivo do edital é promover iniciativas focadas na proteção, economia e recuperação de recursos hídricos no semiárido nordestino.



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 4T25 e 4T24.

| Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 4T25	Desempenho 4T24	Variação	Desempenho 12M25	Desempenho 12M24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	tonCO ₂ e/MWh	0,0126	0,0154	-18,3%	0,0047	0,0054	-12,2%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	49,1	62,7	-21,7%	18,5	24,9	-25,7%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	167.952,0	205.111,6	-18,1%	237.548,4	279.748,2	-15,1%
	Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,030	0,042	-29,4%	0,033	0,031	6,4%
	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	23.739	26.480	-10,4%	94.005	122.251	-23,1%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,820	0,453	0,37 p.p.	0,580	0,274	0,31 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,000	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,080	0,520	0,56 p.p.	0,680	0,312	0,37 p.p.
	% de colaboradores treinados formalmente	%	2,6%	5,0%	-2,4 p.p.	99,0%	99,5%	-0,5 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,2%	3,9%	-1,7 p.p.	6,4%	9,1%	-2,7 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,3%	0,9%	0,4 p.p.	3,7%	2,6%	1,0 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	4.556.589	17.589.132	-74,1%	13.478.229	39.352.330	-65,7%
G	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	1.305.468	1.303.648	0,1%	5.618.190	5.832.066	-3,7%
	Investimento em Inovação	R\$	23.429.359	17.889.596	31,0%	63.132.148	58.504.570	7,9%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.312	1.173	11,8%	1.312	1.173	11,8%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	81,0%	85,3%	-4,3 p.p.	81,0%	85,3%	-4,3 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,7%	32,1%	-0,4 p.p.	31,7%	32,1%	-0,4 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,8%	31,4%	0,4 p.p.	31,8%	31,4%	0,4 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,8%	5,1%	-0,3 p.p.	4,8%	5,1%	-0,3 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.

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

Desempenho das Ações – EGIE3

No último trimestre de 2025, o Ibovespa registrou valorização de 10,2%, refletindo um cenário de maior otimismo no mercado doméstico. Esse desempenho foi impulsionado pelo fluxo consistente de capital estrangeiro, expectativas de início do ciclo de cortes na taxa Selic em 2026 e pelo bom resultado de empresas ligadas a setores como bancos, energia e commodities. Além disso, o ambiente internacional favorável, com sinais de flexibilização monetária em economias desenvolvidas, contribuiu para aumentar o apetite por ativos brasileiros. Apesar de alguma volatilidade pontual, o trimestre consolidou a tendência positiva do índice.

Já no ano de 2025, o Ibovespa teve um desempenho histórico, acumulando alta de 34,0%, a maior desde 2016. Durante o ano, o índice registrou 32 recordes de fechamento, impulsionado pelo aumento da confiança dos investidores e maior apetite ao risco. O ponto máximo foi alcançado em 4 de dezembro, com 164.455 pontos e, mesmo com a liquidez reduzida típica do fim de ano, encerrou o último pregão em 161.125 pontos.

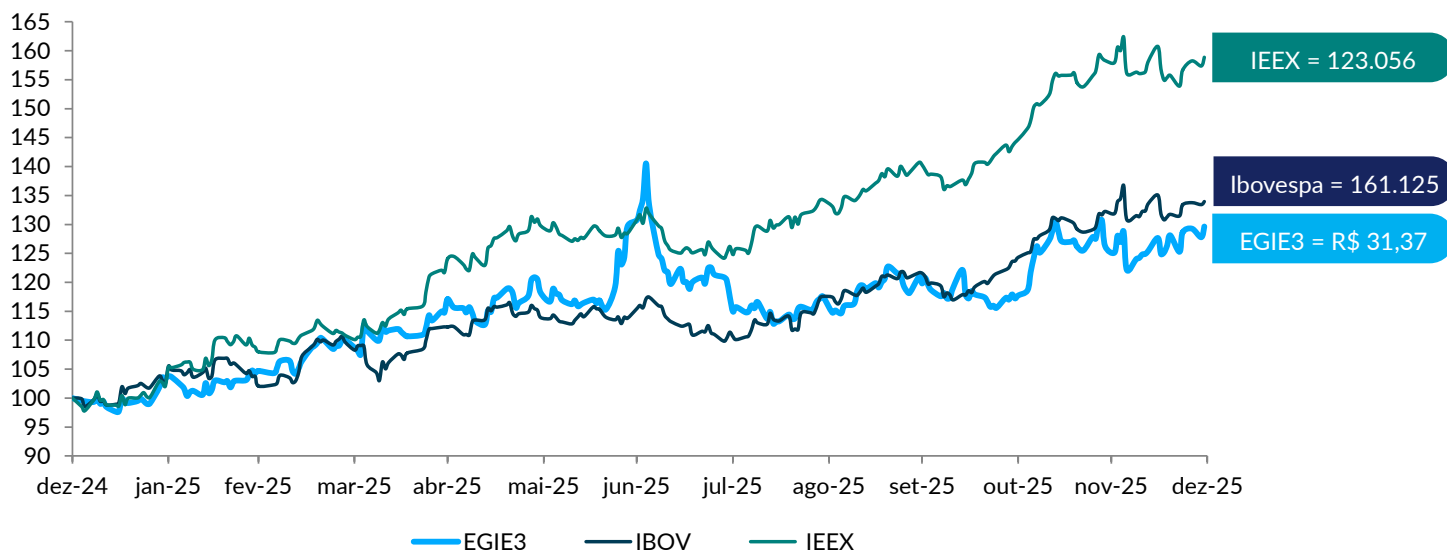
No 4T25, as ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 8,2%. No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 13,3% e 10,2%, respectivamente.

Já no acumulado do ano de 2025, as ações da Companhia desempenharam positivamente em 29,6%, frente a valorização de 58,8% do IEEX e 34,0% do Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 59,2 milhões no 4T25, 6,1% acima do registrado no 4T24, quando atingiu R\$ 55,8 milhões.

No último pregão de dezembro de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 31,37/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 35,8 bilhões.**

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



ANEXO 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

(Valores em R\$ mil)	31/12/2025	31/12/2024
Ativo Circulante	6.911.102	7.198.390
Caixa e equivalentes de caixa	3.358.552	3.958.758
Contas a receber de clientes	1.322.661	1.174.405
Crédito de imposto de renda e contribuição social	517.755	490.704
Dividendos a receber	12	-
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	-	54.670
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	87.914	34.844
Depósitos vinculados	46.723	37.274
Ativo financeiro de concessão	414.211	395.040
Ativo de contrato	783.178	646.028
Outros ativos circulantes	375.519	402.090
Ativo não circulante mantido para venda	4.577	4.577
Ativo Não Circulante	48.401.807	42.913.911
Realizável a Longo Prazo	13.309.044	11.387.786
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	44.323	55.305
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	28.497	7.289
Depósitos vinculados	486.458	360.682
Depósitos judiciais	92.677	72.591
Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico	36.899	43.234
Ativo financeiro de concessão	3.160.294	3.070.039
Ativo de contrato	8.710.991	7.028.394
Outros ativos não circulantes	748.905	750.252
Investimentos	1.155.320	1.250.625
Imobilizado	28.182.030	24.857.228
Intangível	5.369.554	5.088.963
Direito de uso de arrendamentos	385.859	329.309
Total	55.312.909	50.112.301

ANEXO 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

(Valores em R\$ mil)	31/12/2025	31/12/2024
Passivo Circulante	6.158.138	7.273.026
Fornecedores	916.391	1.061.422
Dividendos e juros sobre o capital próprio	121.521	1.595.587
Empréstimos e financiamentos	1.419.136	911.871
Debêntures	1.522.823	1.698.919
Ações preferenciais resgatáveis	22.873	10.142
Arrendamentos a pagar	49.492	38.459
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	835.932	796.725
Imposto de renda e contribuição social a pagar	204.438	323.212
Outras obrigações fiscais e regulatórias	165.011	142.120
Obrigações trabalhistas	161.375	130.989
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	87.336	29.139
Provisões	5.838	5.819
Obrigações com benefícios de aposentadoria	39.746	32.284
Outros passivos circulantes	606.226	496.338
Passivo Não Circulante	35.240.278	30.558.877
Empréstimos e financiamentos	13.753.916	12.931.409
Debêntures	11.963.481	8.105.450
Ações preferenciais resgatáveis	466.375	477.145
Arrendamentos a pagar	380.960	315.538
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	4.356.835	4.572.379
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	26.674	6.986
Provisões	702.793	598.429
Obrigações com benefícios de aposentadoria	215.828	231.977
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.762.822	2.519.353
Outros passivos não circulantes	610.594	800.211
Patrimônio Líquido	13.914.493	12.280.398
Capital social	6.863.707	4.902.648
Reserva de capital	(176.543)	(176.543)
Reservas de lucros	5.682.218	6.386.073
Dividendos adicionais propostos	525.890	348.033
Ajustes de avaliação patrimonial	(137.544)	(193.510)
Participação de acionista não controlador	1.156.765	1.013.697
Total	55.312.909	50.112.301

ANEXO 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	4T25	4T24	Var. %	12M25	12M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.417.629	3.270.906	4,5	12.860.075	11.218.635	14,6
Custos Operacionais	(1.977.004)	(1.674.952)	18,0	(6.853.514)	(5.112.053)	34,1
Compras de energia	(483.267)	(446.074)	8,3	(1.392.681)	(1.563.232)	-10,9
Transações no mercado de energia de curto prazo	(136.389)	(79.713)	71,1	(439.469)	(133.521)	229,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(212.628)	(181.859)	16,9	(804.182)	(706.434)	13,8
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties)	(63.256)	(53.346)	18,6	(186.302)	(224.602)	-17,1
Pessoal	(86.235)	(64.821)	33,0	(294.324)	(254.733)	15,5
Materiais e serviços de terceiros	(171.353)	(195.291)	-12,3	(583.751)	(514.365)	13,5
Depreciação e amortização	(374.534)	(278.871)	34,3	(1.350.328)	(1.031.423)	30,9
Seguros	(65.320)	(35.772)	82,6	(181.028)	(121.585)	48,9
Constituição de provisões operacionais, líquida	4.854	3.678	32,0	(17.203)	8.495	-302,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(369.437)	(316.661)	16,7	(1.500.771)	(462.567)	224,4
Outros	(19.439)	(26.222)	-25,9	(103.475)	(108.086)	-4,3
Lucro Bruto	1.440.625	1.595.954	-9,7	6.006.561	6.106.582	-1,6
Receitas (Despesas) Operacionais	(117.937)	(129.216)	-8,7	(425.640)	861.354	-149,4
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(139.797)	(147.330)	-5,1	(519.381)	(508.070)	2,2
Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida	-	14.104	-100,0	-	45.061	-100,0
Alienação de subsidiária e de participação societária em controlada em conjunto	-	25.095	-100,0	20.309	1.352.048	-98,5
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	21.860	(21.085)	-203,7	73.432	(27.685)	-365,2
Resultado de Participações Societárias	155.520	218.532	-28,8	687.404	714.115	-3,7
Equivalência patrimonial	155.520	218.532	-28,8	687.404	714.115	-3,7
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.478.208	1.685.270	-12,3	6.268.325	7.682.051	-18,4
Resultado Financeiro	(645.447)	(447.203)	44,3	(2.641.807)	(1.976.080)	33,7
Receitas financeiras	152.998	133.316	14,8	729.335	622.113	17,2
Despesas financeiras	(661.736)	(361.104)	83,3	(2.754.420)	(1.842.511)	49,5
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	(136.709)	(219.415)	-37,7	(616.722)	(755.682)	-18,4
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	832.761	1.238.067	-32,7	3.626.518	5.705.971	-36,4
Imposto de renda	(73.263)	(83.275)	-12,0	(542.142)	(983.859)	-44,9
Contribuição social	(33.489)	(65.048)	-48,5	(226.457)	(419.271)	-46,0
Lucro Líquido do Exercício	726.009	1.089.744	-33,4	2.857.919	4.302.841	-33,6
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	617.451	1.068.913	-42,2	2.582.841	4.279.349	-39,6
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética, Maracanã e Lar do Sol	108.558	20.831	421,1	275.078	23.492	1.070,9
Número de Ações Ordinárias	1.142.298.836	1.142.298.836		1.142.298.836	1.142.298.836	
Lucro Líquido por Ação	0,5405	0,9358	-42,2	2,2611	3,7463	-39,6

ANEXO 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

(Valores em R\$ mil)	12M25	12M24
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	3.626.519	5.705.971
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Resultado de participações societárias	(687.404)	(714.115)
Depreciação e amortização	1.392.171	1.072.024
Reversão de impairment	-	(45.061)
Juros e variação monetária	2.504.934	1.782.033
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	616.722	755.682
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	(1.336.133)
Alienação de subsidiária	(20.309)	(15.915)
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	105.343	(100.084)
Repactuação do risco hidrológico	(9.858)	-
Remuneração de ativo financeiro de concessão	(491.296)	(498.797)
Remuneração de ativo de contrato	(1.033.621)	(934.643)
Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos	3.607	11.622
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	(1.509.763)	(499.463)
Perdas por ineficiência na construção	117.939	3.231
Outros	2.173	21.615
Lucro Ajustado	4.617.157	5.207.967
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber de clientes	(119.000)	(51.716)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(36.913)	(36.878)
Depósitos vinculados e judiciais	(40.035)	13.012
Ativo financeiro de concessão	381.870	367.259
Ativo de contrato	689.965	611.231
Outros ativos	82.323	83.398
(Redução) aumento nos passivos		
Fornecedores	23.535	40.313
Obrigações fiscais e regulatórias	(2.709)	(18.822)
Obrigações trabalhistas	30.387	(5.398)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(48.677)	(45.078)
Outros passivos	25.421	374.443
Caixa Gerado pelas Operações	5.603.324	6.539.731
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de hedge	(1.642.118)	(1.377.917)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(615.695)	(1.007.572)
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	3.345.511	4.154.242
Atividades de Investimento	(3.679.998)	(5.910.504)
Dividendos e JCP recebidos, líquidos de imposto de renda	704.351	937.500
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	(1.752.248)	(6.646.060)
Alienação de participação societária em controlada em conjunto	-	2.766.468
Redução de capital em controladas	234.313	-
Ajuste de preço na aquisição de subsidiárias	16.320	-
Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos	(4.007)	(104.225)
Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda	20.309	52.679
Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada	(10.308)	(19.873)
Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)	(844.068)	(806.480)
Outros	(1.004)	(961)
Atividades de Financiamento	(265.719)	459.253
Ingresso de instrumentos de dívida	4.895.264	4.016.631
Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge	(2.486.873)	(2.462.243)
Pagamento de dividendos e JCP bruto de imposto de renda	(2.741.349)	(1.133.999)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	67.239	38.864
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	(600.206)	(1.297.009)
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	3.958.758	5.255.767
Saldo final	3.358.552	3.958.758
Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa	(600.206)	(1.297.009)
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	704.363	612.500
Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	14.380	16.934
ICMS sobre venda de energia elétrica	(114.326)	11.833
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	10.834	(123.726)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(22.228)	153.306
Fornecedores de imobilizado e intangível	(309.170)	166.884
Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas	(48.971)	-
Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangível)	-	(106.336)
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	1.506.374	1.204.362
Passivo contingente na aquisição de subsidiária	30.086	-

ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4T25

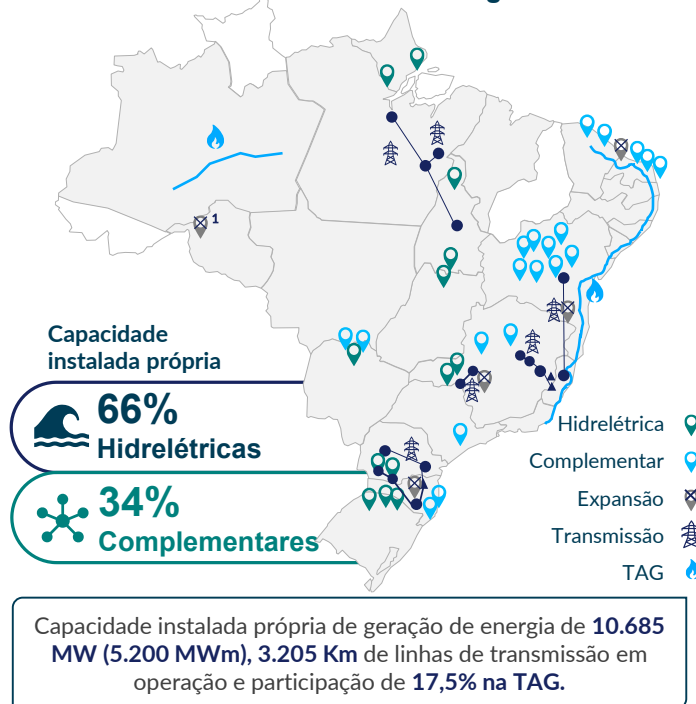


Visão Geral

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

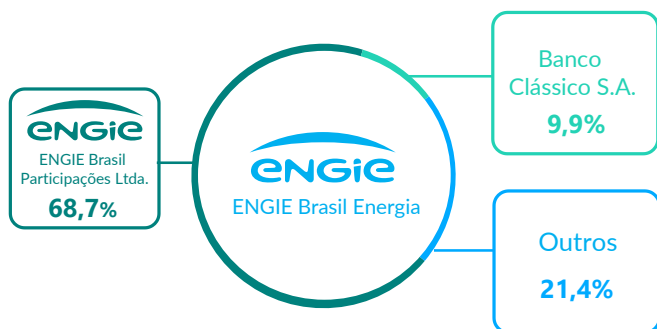
Em 31.12.2025, seu valor de mercado era de R\$ 35,8 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **10.685 MW**, composta por **133 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 120 complementares: uma a biomassa, 88 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 29 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral e Graúna e Asa Branca em operação parcial.

Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



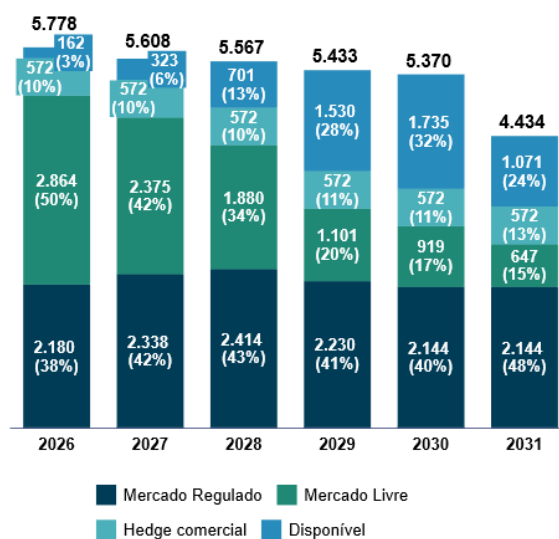
Composição Acionária

A ENGIE Brasil Energia é controlada pelo grupo francês ENGIE, líder global na produção independente de energia, com atividades em cerca de 30 países. Com forte atuação em eletricidade, gás natural, 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.



Balanco de Energia

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



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ANEXO 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4T25

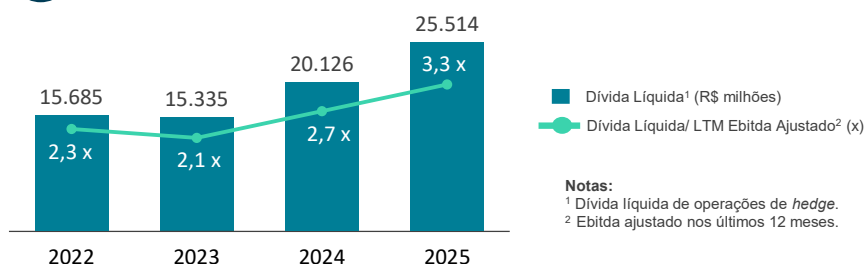
Consolidado (em R\$ milhões)	4T25	4T24	Var.	12M25	12M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.418	3.271	4,5%	12.860	11.219	14,6%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.479	1.685	-12,2%	6.268	7.682	-18,4%
Ebitda ajustado ¹	1.863	1.934	-3,7%	7.640	7.367	3,7%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ²	1.820	1.766	3,1%	7.105	6.907	2,9%
Ebitda / ROL - (%) ajustada ¹	54,5	59,1	-4,6 p.p.	59,4	65,7	-6,3 p.p.
Lucro Líquido ajustado	727	1.060	-31,4%	2.845	3.372	-15,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ³	20,4	27,4	-7,0 p.p.	20,4	27,4	-7,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁴	13,9	17,1	-3,3 p.p.	13,8	17,2	-3,4 p.p.
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁵	6.301	6.110	3,1%	5.491	6.173	-11,0%
Energia Vendida (MW médios) ⁶	4.867	4.332	12,3%	4.559	4.106	11,0%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁷	210,66	224,93	-6,3%	213,18	220,79	-3,4%
Número de Empregados - Total	1.350	1.210	11,6%	1.350	1.210	11,6%

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 Jaguará e Miranda).
- ⁷ Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.



Endividamento (R\$ milhões)



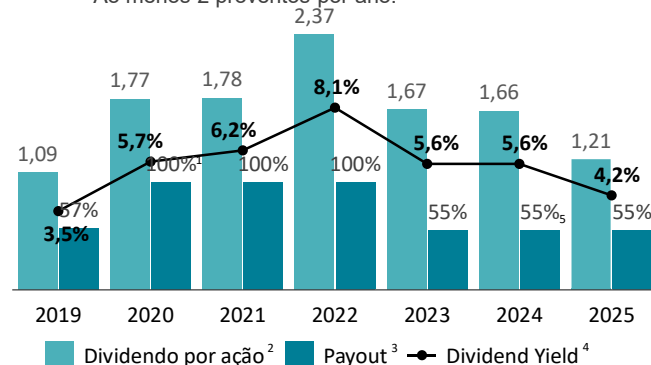
Notas:

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



Política de Dividendos

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



Notas:

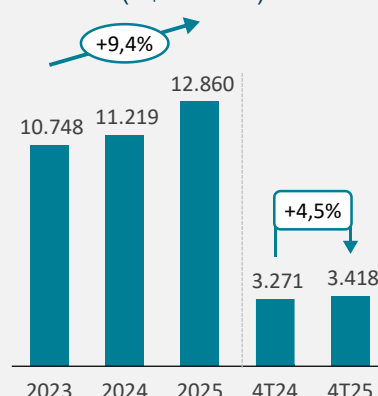
- ¹ Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
- ² Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente da bonificação aprovada em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
- ³ Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
- ⁴ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
- ⁵ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).

ISEB3

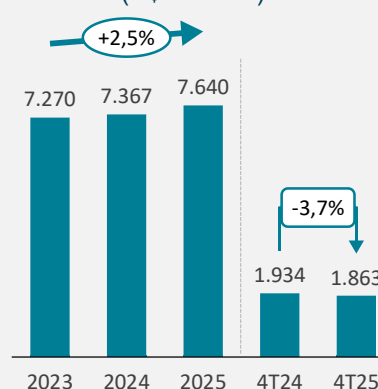
ICO2B3

IDIVERSA B3

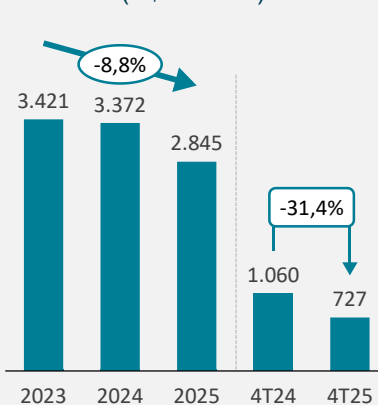
Receita líquida (R\$ milhões)



Ebitda ajustado (R\$ milhões)



Lucro líquido ajustado (R\$ milhões)



Relações com Investidores

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



EARNINGS RELEASE 4Q25 AND 2025

ENGIE Brasil Energia S.A.



For Immediate Release
Additional information:

Eduardo Sattamini
Chief Executive Officer

Pierre Leblanc
Chief Financial and Investor Relations Officer

Leonardo Depiné
IR Manager
Leonardo.Depine@engie.com
Tel.: +55 (48) 3221-7904/7246
ri.BREnergia@engie.com

Video conference

On February 26, 2026 at 11:00 a.m.
(BRT), 9:00 a.m. (EST) in Portuguese
with simultaneous translation into
English)

[Click here](#) to access the transmission

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

IBOVESPA B3

ISEB3

IEE B3



Florianópolis, Brazil, February 25, 2026. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Fourth Quarter and 12 months period ending on December 31, 2025 (4Q25/12M25). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reals (R\$), except where otherwise indicated. Rounding effects may cause differences in percentage changes, when comparing the comments on Economic-Financial Performance, presented in R\$ million, with the Income Statement (Appendix III), presented in R\$ thousand.



Asa Branca Transmission System

ENGIE Brasil Energia reports advances in 2025 with **sustainable growth** and **strategic expansion** in renewables & transmission.

HIGHLIGHTS



Net operating revenue reached **R\$ 12,860 million** in full year 2025, 14.6% (R\$ 1,641 million) higher than recorded in 2024.



Adjusted Ebitda² in 2025 was **R\$ 7,640 million**, an increase of 3.7% (R\$ 273 million) compared to 2024.



The **adjusted net income** reached **R\$ 2,845 million** in the 12 months of 2025, 15.6% (R\$ 527 million) lower than posted in 2024.



The **average price of the energy sales agreements**, net of taxes on revenues and trading operations, was **R\$ 213.18/MWh** in 2025, 3.4% lower than registered in 2024.



Excluding trading operations, the **energy sales volume** in 2025 was **39,933 GWh** (4,559 average MW), 11.0% higher than sold in 2024.



Serra do Assuruá Wind Complex, in Bahia has reached **100% commercial operation of the 188 wind turbines** totaling 846 MW of installed capacity.



The first section of the **Asa Branca Transmission System** with a length of 334 kilometers began **commercial operations** in November 2025, representing 33% of the project's total RAP.



Installed the **Special Independent Committee for Transactions with Related Parties** to provide advice for the analysis of the potential transfer of the 40% stake in **Jirau Energia**, currently held by ENGIE Brasil Participações, to ENGIE Brasil Energia.



Completed the **increase in capital stock with the issue of new common, book entry shares with no par value, distributed to the Company's shareholders in the form of bonus shares**, in the proportion of 1 new share for every 2.5 existing shares.

Summary of Financial and Operational Indicators

Consolidated (in R\$ million)	4Q25	4Q24	Var.	12M25	12M24	Var.
Net Operating Revenue (NOR)	3,418	3,271	4.5%	12,860	11,219	14.6%
Results from Operations (EBIT)	1,479	1,685	-12.2%	6,268	7,682	-18.4%
Ebitda ¹	1,863	1,973	-5.6%	7,660	8,754	-12.5%
Adjusted Ebitda ²	1,863	1,934	-3.7%	7,640	7,367	3.7%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ³	1,820	1,766	3.1%	7,105	6,907	2.9%
Ebitda / NOR - (%) ¹	54.5	60.3	-5.8 p.p.	59.6	78.0	-18.4 p.p.
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ²	54.5	59.1	-4.6 p.p.	59.4	65.7	-6.3 p.p.
Net Income	727	1,090	-33.3%	2,858	4,303	-33.6%
Adjusted Net Income	727	1,060	-31.4%	2,845	3,372	-15.6%
Adjusted Return on Equity (ROE) ⁴	20.4	27.4	-7.0 p.p.	20.4	27.4	-7.0 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁵	13.9	17.1	-3.3 p.p.	13.8	17.2	-3.4 p.p.
Net Debt ⁶	25,514	20,126	26.8%	25,514	20,126	26.8%
Gross Power Production (avg MW) ⁷	6,301	6,110	3.1%	5,491	6,173	-11.0%
Energy Sold (avg MW) ⁸	4,867	4,332	12.3%	4,559	4,106	11.0%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁹	210.66	224.93	-6.3%	213.18	220.79	-3.4%
Number of Employees - Total	1,350	1,210	11.6%	1,350	1,210	11.6%
EBE Employees	1,321	1,188	11.2%	1,321	1,188	11.2%
Employees on Under Construction Plants	29	22	31.8%	29	22	31.8%

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

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

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

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

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

⁶ Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

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

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

⁹ Net of taxes and trading operations.

Subsequent Events



In 2025, ENGIE Brasil Energia was once more included in the **CDP (Carbon Disclosure Project) A list** receiving maximum scores in Climate and Water Security for its exemplary strategies and governance in environmental sustainability.



The Company continues to be featured in **S&P's Sustainability Yearbook**, ranking among the top 5% in the global electric utilities sector.



The **Assú Sol Photovoltaic Complex** reached maximum full commercial operations in February 2026, incorporating a further **753 MWac** of installed capacity to the Company's portfolio.



The Board of Directors approved the proposal for the **distribution of mandatory and complementary dividends** worth **R\$ 557.8 million (R\$ 0.48828975686/share)**, to be ratified by the Annual General Meeting (AGM), on which it is incumbent to establish payment conditions.

Important

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

Assu Sol (RN)



Message from Management

With a track-record constructed over nearly three decades of operations, characteristics such as **solidity, resilience, and adaptability** were fundamental in ENGIE Brasil Energia's continued **creation and sharing of sustainable value** during the course of 2025. In a context marked by geopolitical tensions and macroeconomic and regulatory challenges, we have seen consistent progress in executing our strategy, reconciling **growth, economic-financial performance with the integration of environmental, social, and governance** themes into our business model.

The results for the year reflect these advances, anchored as they are in operational excellence and the development of energetic solutions aligned to the needs of society and the requirements of the Brazilian market. For the full year, the Company reported **net operating revenue of R\$ 12.9 billion**, sustained by the robustness of its generation portfolio and by the predictability of the transmission assets. **Adjusted Ebitda**, also counting on the contribution of TAG, **surpassed R\$ 7.6 billion**, revealing the capacity of the Company's cash generation despite a challenging scenario for the sector.

Adjusted net income remained at a healthy level, reinforcing the capacity to sustain strategic investments: **R\$ 2.8 billion**, which supported expansion in installed capacity and progress made in transmission projects. Capital structure remained well-balanced, with leverage compatible with corporate strategy and preservation of investment grade.

From the operational point of view, 2025 was characterized by the success of structural projects. Located in the southeast of the state of Bahia, the **Serra do Assuruá Wind Complex went into full commercial operations with an installed capacity of 846 MW** while work on the **Assú Sol Photovoltaic Complex** in the state of Rio Grande do Norte **delivered new 753 MWac of installed capacity** to the market. Such events concluded a cycle of major investments in renewables, combining a high degree of efficiency with a low environmental impact, expanding the supply of competitive renewable energy and contributing to the mitigation of climate change.

A further event during the year was the **acquisition of two hydropower plants** already operational in the states of Amapá and Pará: **Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão**. Together, they have added a further 612 MW to the capacity of the Company which now operates a total portfolio of 12.4 GW in installed capacity.

To the Company's protagonism as an energy generator should be added the **operation of 3.2 thousand kilometers of transmission lines**, critical to expanding access to renewable energy and lending additional reliability to the national grid. In 2025, we continued the implementation of two major transmission systems – **Asa Branca and Graúna** – which together will add 1.9 thousand kilometers to the Brazilian transmission network - providing the stability and predictability in revenue inherent to this business.

Serra do Assuruá (BA)



We shall continue our work of **preparing the businesses** for a scenario of **structural growth in demand** for energy in Brazil.

On the commercial front, we recorded year-on-year **growth of approximately 24% in the customer base and 34% in total consumer units**. The results reflect the consistency of our commercial strategy and growing demand for long-term, sustainable energy solutions.

Annual performance also attests to the strength of mechanisms of risk management, basing our decision-making processes on a thorough analysis of operational, commercial, regulatory, financial, socio-environmental, climatic, and governance factors. In this way, we have comprehensively strengthened the predictability of the business, mitigating risks under different scenarios and timeframes, thereby protecting value.

In this context and completely integrated into the business model, our **Climate Journey** is a reaffirmation of the rigor of the Company's environmental management which is focused on reducing impacts over the entire life cycle of our assets. The commitment to **agendas of mitigation and adaptation to climate change** has remained at the core of our strategy, guiding investments, innovation and the continual striving for efficiency and resilience.

In the social environment, **care with people** – employees, suppliers and communities – remained a key element of our organizational culture. We invest in **safety, diversity, inclusion, and human development**, recognizing that sustainable results are built by people engaged and prepared to meet the challenges of the future. We are enhancing our activities in the territories of which we are a part, investing R\$ 26 million in initiatives with a social impact generating a shared value, reinforcing local development and expanding dialog with different segments of society.

Corporate governance was also a highlight of the year. The **restructuring of the Executive Board** was conducted in a planned manner, aligned with the improvement and integration of the Company's lines of business and with the strengthening of the executive role in Brazil and the management structure of the ENGIE Group – with strategic continuity and institutional stability. In the course of this process, we have maintained high standards of ethics, transparency and integrity, ensuring responsible management and one alert to the interests of the shareholders and society.

Our parent company's experience, allied to the strategic relevance attributed by the ENGIE Group to Brazilian operations, underscores the positive outlook for the Company over the coming years. The debates at COP30 (30th United Nations on Climate Change Conference), held in Brazil in 2025, demonstrate that our country is among the protagonists of the energy transition, combining an already largely renewable energy matrix with the capacity to expand energy supply in a safe and sustainable way. This potential becomes even more relevant given the structural growth in electricity consumption associated with the digitalization of production processes – and, in particular, the advancement of artificial intelligence. There is no doubt that capturing the opportunities generated by this new development cycle will require greater resilience from the electricity sector, with **regulatory balance, economic rationality, and constant dialogue among the private sector, public authorities, and society**.

ENGIE Brasil Energia will remain committed to collaborating with the establishment of a business environment which favors investments, innovation, and competitiveness, capable of meeting the growing demand for energy in the country.

We thank all those people and institutions which share our purpose, acting to accelerate the transition to a low carbon economy over the course of 2025. Together, we shall ensure that renewable energy becomes increasingly more accessible in a reliable and just way.

Good reading!



Eduardo Sattamini
Chief Executive Officer



Pierre Leblanc
Chief Financial and Investor
Relations Officer

Breakdown of Assets

Energy Generation Assets



At the end of the 4Q25, ENGIE Brasil Energia had **10,684.8 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 12,384.5 MW, comprised of 133 plants (13 hydro and 120 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 130 of which are wholly-owned by the Company and three (the Itá, Machadinho and Estreito Hydropower Plants) jointly-owned through consortia with other companies.

On October 1, 2025, the operation for transferring 95% of the shares of the Ibitiúva Bioenergética biomass cogenerating plant to Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. was concluded, the plant no longer being a component of the Company's portfolio as of this date.

| Generating Complex as of December 31, 2025

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

Power Plants	Source	Generating Units ¹	Location	Installed Capacity (MW)		Authorization expiration date	Commercial capacity (aMW)	Company's Share
				Total	Company's Share			
Serra do Assuruá Complex ²	Wind Farm	24	Lages and Pedro Avelino (RN)	846.0	846.0	Nov/56		410.2
Assu Sol Complex ³	Solar	4	Assú (RN)	171.6	171.6	Feb/57		52.9
Santo Agostinho Complex - Phase I	Wind Farm	14	Lages and Pedro Avelino (RN)	434.0	434.0	May/56		224.2
Campo Largo II Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	361.2	361.2	Aug/54		192.5
Umburanas Complex - Phase I	Wind Farm	18	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49		213.3
Campo Largo I Complex	Wind Farm	11	Umburanas (BA)	326.7	326.7	May/51		166.5
Trairi Complex	Wind Farm	8	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41		97.2
Lar do Sol Complex ⁴	Solar	3	Pirapora (MG)	198.0	198.0	Apr/54		53.0
Paracatu Complex	Solar	4	Paracatu (MG)	132.0	132.0	Jun/51		34.0
Juazeiro Complex	Solar	4	Juazeiro (BA)	120.0	120.0	Jun/51		34.8
Sertão Solar Complex	Solar	4	Barreiras (BA)	94.6	94.6	Jul/53		26.1
Floresta Complex	Solar	3	Areia Branca (RN)	86.0	86.0	Jun/51		25.1
Sol do Futuro Complex	Solar	3	Aquiraz (CE)	81.0	81.0	Jun/51		16.2
Ferrari Termoelétrica	Biomass		Pirassununga (SP)	72.5	72.5	Jun/42		25.6
São Pedro Complex	Solar	2	Bom Jesus da Lapa (BA)	54.0	54.0	Mar/51		16.0
Assú V	Solar		Assú (RN)	34.0	34.0	Jun/51		9.2
Rondonópolis	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/37		14.0
José Gelazio da Rocha	SHP		Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/37		11.9
Nova Aurora	Solar		Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable ⁵		0.2
Tubarão	Wind Farm		Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ⁵		0.3
Tubarão 2	Wind Farm		Tubarão (SC)	4.2	4.2	not applicable ⁵		0.0
Total - Complementary				3,644.6	3,644.6			1,623.2
Total				12,384.5	10,684.8			5,199.8

¹ For the composition of wind and solar complexes.

² Complex composed of 24 wind power plants, in full commercial operation since 12/12/2025.

³ Complex composed of 16 wind power plants, 4 of which in full commercial operation on 12/31/2025.

⁴ The Lar do Sol plant does not have a declared physical guarantee, therefore its commercial capacity is based on expected generation.

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



Energy Transmission Assets

| Transmission Assets under Operation as of December 31, 2025

Transmission line	Location	Extention km	Annual RAP (R\$ million) *	Substations	Property	Concession expiration
Gralha Azul	State of Paraná	909.0	341.1	5 own and expansion of 5 existing ones	100%	Mar/48
Novo Estado	States of Pará and Tocantins	1,800.0	463.0	1 own and expansion of 3 existing ones	100%	Mar/48
Gavião Real	State of Pará	-	7.8	New patio in 1 existing	100%	Sep/52
Graúna - brownfield section	Minas Gerais and Espírito Santo	162.0	14.0	2 existing ones	100%	Dec/54
Asa Branca - Morro do Chapéu II - Poções III section	Bahia	334.0	93.3	2 related ones	100%	Sep/53
Total		3,205.0	919.2			

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

Gas Transportation Assets



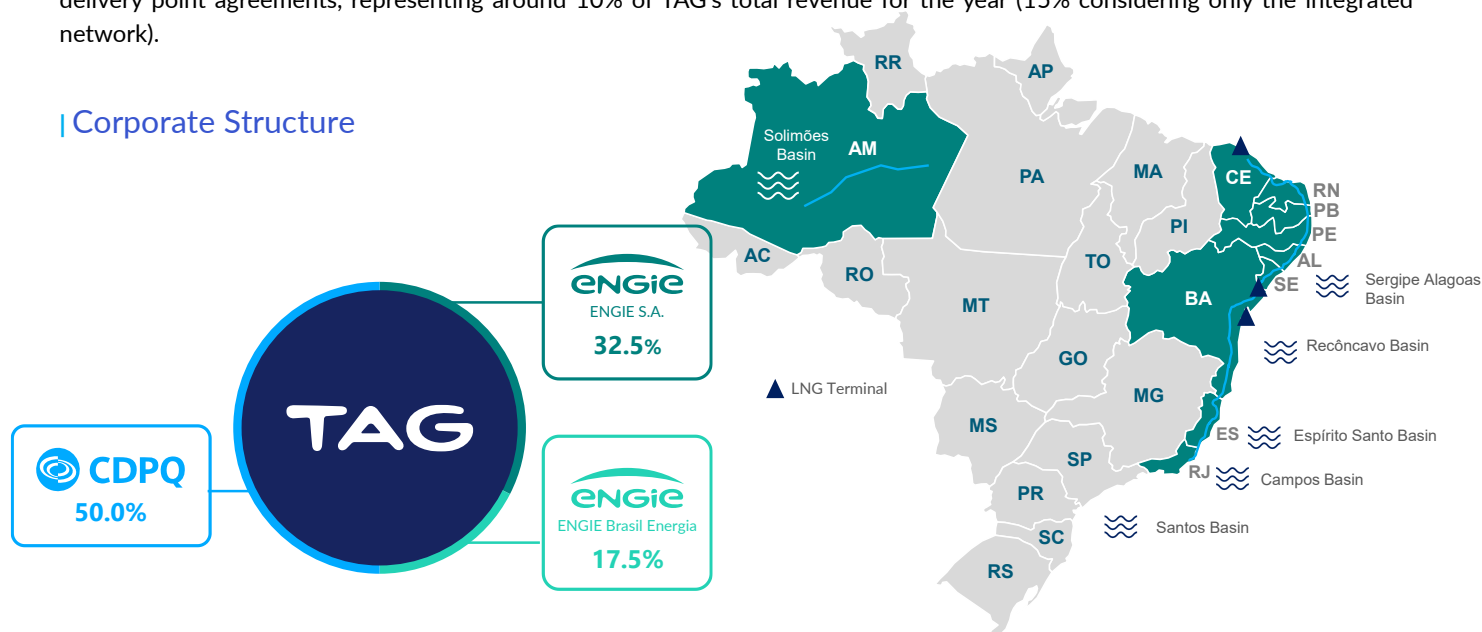
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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

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

TAG is 100% contracted through long-term legacy contracts with Petrobras and a connection contract to serve the Sergipe Hub in the Northeast region, all regulated by the National Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP). In addition to these, TAG signed **717 firm contracts in 2025 (106 active)**, which totaled 11 million m³ of contracted transportation volume, in entry and delivery point agreements, representing around 10% of TAG's total revenue for the year (15% considering only the integrated network).

| Corporate Structure



TAG has a series of projects in hand to be executed over the next five years which are expected to surpass R\$ 5.4 billion in investments. 57% of this amount will be allocated in projects to expand TAG's transportation capacity or extend the network in line with the positive outlook of ENGIE Group for the natural gas industry in Brazil.

| Completed Project:

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

| Project under Implementation:

- **Buriti delivery point**, in the state of Amazonas for connecting the local distribution network, will be implemented to meet thermoelectric demand in the Manaus region, bringing energy security and supporting the region's decarbonization. **The project had its Construction Permit issued in July 2025.** Completion is expected for the second quarter of 2026.

| Main Projects under Development:

- **Suape entry point**, a new entry point that will allow the injection of gas from the LNG Regasification Terminal in the Port of Suape, located at Ipojuca (PE).
- **Miranga entry point**, a new entry point for connecting Petroreconcavo's new Miranga Field Natural Gas Processing Unit (NGPU) to the TAG network at the Catu Gas Distribution Hub (GDH) in Pojuca (BA).
- **Itajuípe compressor station**, located on the northern leg of the Gasene pipeline, for increasing current transportation capacity by 3 million m³/day. The project is listed in the New Growth Acceleration Program (PAC).
- **Goytacazes Gas Pipeline (GASOG), connection of the Porto do Açú regasification terminal to the Cabiúnas-Vitória gas pipeline**, 45 km long and 10 million m³/day of transportation capacity. The preliminary agreement for the design was approved at the end of 2022.
- **Storage**: TAG and Origem Energia have signed a non-binding agreement for developing the first natural gas storage project in Brazil. The project's estimated total investment will be approximately US\$ 100 million (following an update to the assumptions, there was a reduction in the estimated amount). The estimated storage capacity for the initial phase is 51 million m³ and could reach 84 million m³ after the expansion phase.

In addition, other projects at different phases of study could require about R\$ 20 billion in investment, representing significant growth potential.

| Contracts Breakdown

Contract/Section	Extension (km)	Customer	Contract Maturity ¹	Volumes Contracted (MM m ³ /day)	% of Net Operating Revenue ²	Readjustment index
Malha Nordeste	2,100	Petrobras	Dec/25	21.6	23.3%	IGP-M
Lagoa Parda-Vitória ⁴	100	Various	Dec/25	0.3	0.2%	55% IGP-M; 45% IPCA
Urucu-Coari-Manaus	800	Petrobras	Nov/30	6.7	29.6%	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	Petrobras	Nov/31	15.0	6.3%	IGP-M
Gasene	1,400	Petrobras	Nov/33	30.3	40.1%	46% basket IGP ³ ; 54% US PPI
Conexão GNL Sergipe	25	Eneva	Oct/54	14.0	0.5%	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	~4,600			87.9	100.0%	

¹ Following the expiry of the agreements, a five-year tariff revision cycle will be triggered, which will decide the revised maximum permitted revenue flow (RMP).

² Variations in revenue representativeness between GTAs may occur.

³ 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

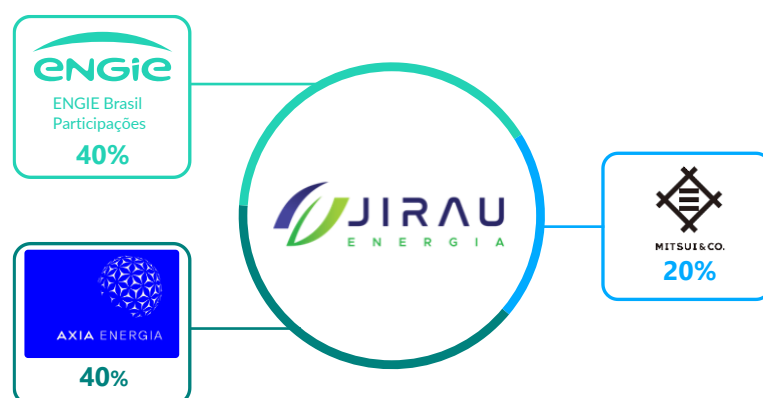
⁴ Capacity of the section contracted under the entry and exit regime through the Capacity Offer Portal (POC) for the period from January to December 2025.

Expansion



Jirau Energia - Rondônia.

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



On May 20, 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME) issued Order 2.946, establishing the **new physical guarantee amounts** for Jirau HPP. The defined values are 2,222.6 average MW for operation at the 90-meter extended level and 2,335.1 average MW for operation at the 90-meter constant level.

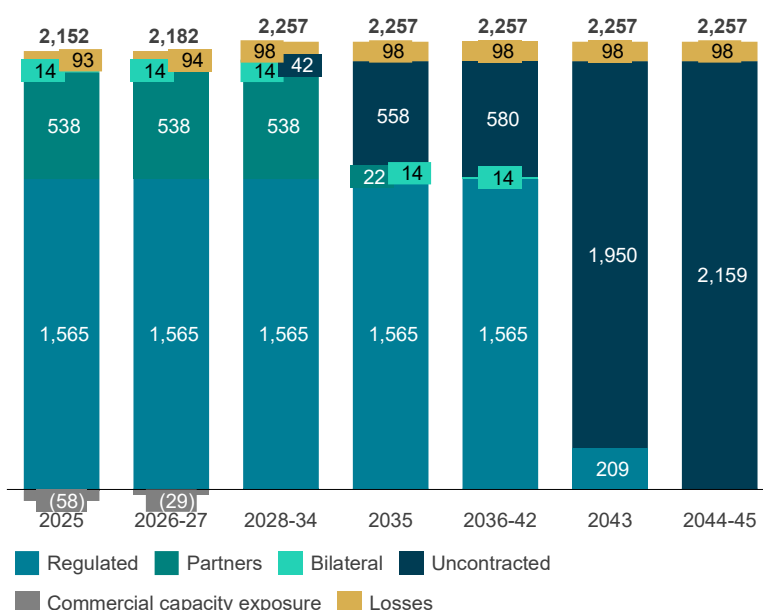
Of the total increase in firm energy, one-third belongs to the Bolivian government. As a result, the portion allocated to Brazil corresponds to **2,182.2 average MW at the 90-meter extended level and 2,257.2 average MW at the 90-meter constant level.**

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

In 4Q25, Jirau Energia generated **1,154 average MW**, 46.5% higher than the 788 average MW for 4Q24, **while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 100%** (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). Out of the total generated in 4Q25, the quota attributed to Brazil was **1,133 average MW**, discounting the quota pertaining to the Bolivian government.

For the full year, total generation reached **1,814 average MW**, a growth of 29.3% compared to the 1,403 average MW recorded in 2024, with 100% FID. Of the total generated in 2025, **1,800 average MW correspond to the share attributable to Brazil.**

Jirau Energia PPA's Portfolio | Average MW



9

Projects under Implementation

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

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

On June 24, 2025, the **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - Ibama** (Federal Environmental Protection Agency) issued a **Preliminary License** for the LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 sections and associated substations. In 3Q25, a **request for an Installation License** was filed with this same federal organ and is currently under review.

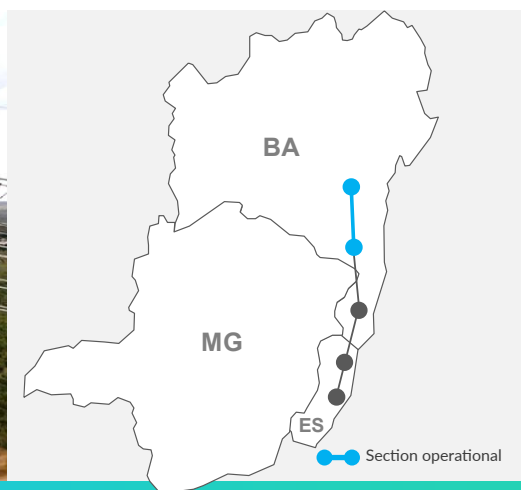
In 4Q25, work on the LT 500kV Morro do Chapéu II - Poções III section, with 334 kilometers of extension, were completed and the installations were **successfully energized on November 26, 2025.**

The maximum deadline for starting operations is March 2029.

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

¹ Value as of June 2025.

Towers assembling



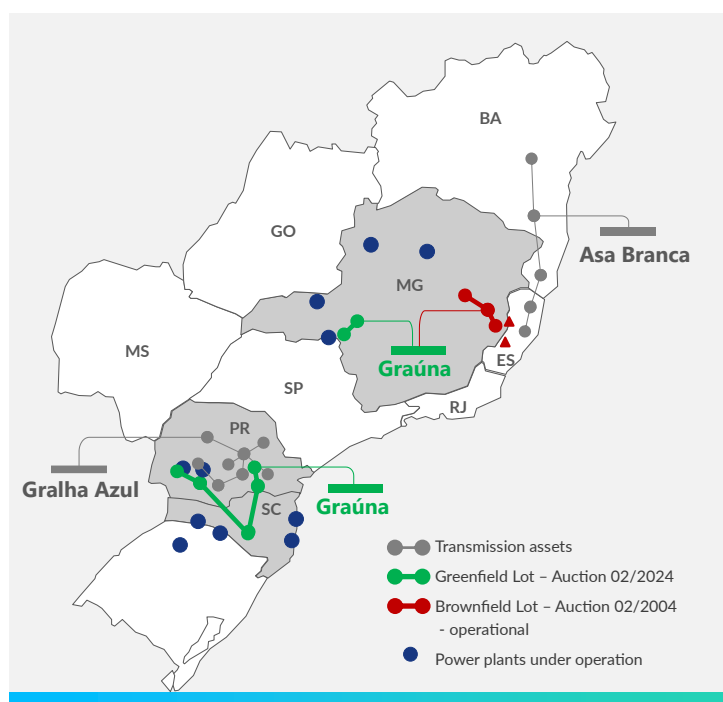
10

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

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

The public service transmission line concession, including licensing, construction, operation, and maintenance of the transmission installations will be 30 years from the date of signature of the concession agreement, which occurred on December 9, 2024.

On July 18, 2025, **the Company assumed the operation of the brownfield section of the project**, comprising 162 kilometers of lines and two substations, located in the states of Minas Gerais and Espírito Santo. The Annual Allowed Revenue (RAP) for this section is R\$ 14.0 million, corresponding to approximately 5% of the project total.



In the final quarter of 2025, **negotiations involving the main supply contracts were concluded**. As for environmental licensing, field inspections were conducted for the section delegated to the state of Paraná's Environmental Protection Agency, as well as holding public hearings with respect to the related Preliminary License process. Field surveys were also performed along the section for which the state of Minas Gerais Environmental Protection Agency is responsible. Noteworthy were the activities involving the transfer of land ownership title, with progress in negotiations and approval for construction, the conducting of topographic surveys and drilling activities being in their final stages in addition to advances in the development of executive projects.

The maximum permitted term for construction is 60 months, albeit with the possibility of abbreviating the period. The project enjoys relevant locational synergies with Gralha Azul Transmission System and other assets in the Company's portfolio, favoring operational and strategic gains.

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

¹ Value as of June 2025.

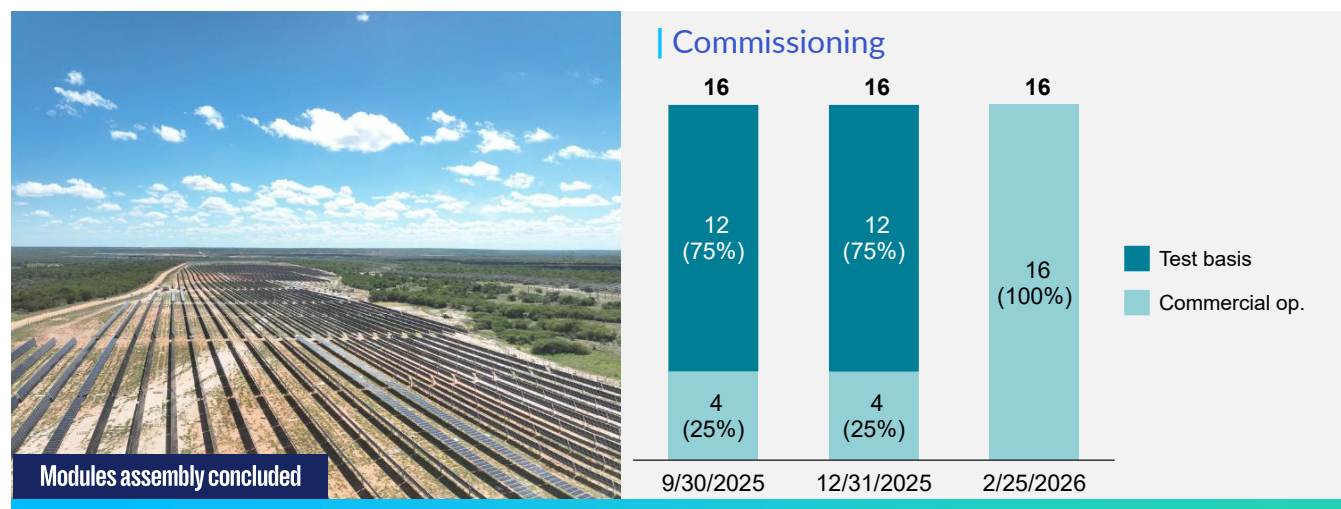
Assú Sol Photovoltaic Complex – Rio Grande do Norte.

The project is located in the municipality of Assú, state of Rio Grande do Norte and is to have an **installed capacity of approximately 753 MWac (895 MWp)** and an estimated commercial capacity of **229.6 average MW**. **At an investment worth approximately R\$ 3.3 billion** (as of Jan/23), its energy entirely fed into the Free Contracting Environment.

Implementation activities were concluded at the end of 4Q25. On an exclusive execution basis, some activities are still ongoing for correcting already installed drainage systems in addition to reliability and performance tests at some photovoltaic units.

The entry into operation of the first photovoltaic units on a test basis took place in October 2024. **At the end of 4Q25, four of the 16 farms were already in commercial operations and 12 were in a test phase, output totaling 753 MWac in operation.**

As an event subsequent to the period under review, in February 2026, **commercial operations were initiated at the 12 farms that were operating on a test phase at the end of 4Q25, totaling 100% of the project.**



Projects under Development

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

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

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

Operating Development

Energy Generating Park and Transmission Lines Uptime

In 4Q25, the **hydropower plants** operated by ENGIE Brasil Energia, including the Cachoeira Caldeirão and Santo Antônio do Jari plants, acquired in August 2025, recorded an **internal uptime rate of 98.0%**, (taking into account forced and programmed stoppages). This rate represented an increase of 5.4 p.p. in 4Q25 compared to the same period in 2024 (92.6%), largely a reflection of downtime in 4Q24 due to modernization work on the generator units at Salto Santiago and Salto Osório hydropower plants.

The internal energy uptime rate for the **wind farms** in 4Q25 was 91.3%, slightly better than 4Q24, when the same index stood at 90.4%. The Serra do Assuruá Wind Complex was made fully operational during the period, reporting positive results and contributing to overall uptime indicators.

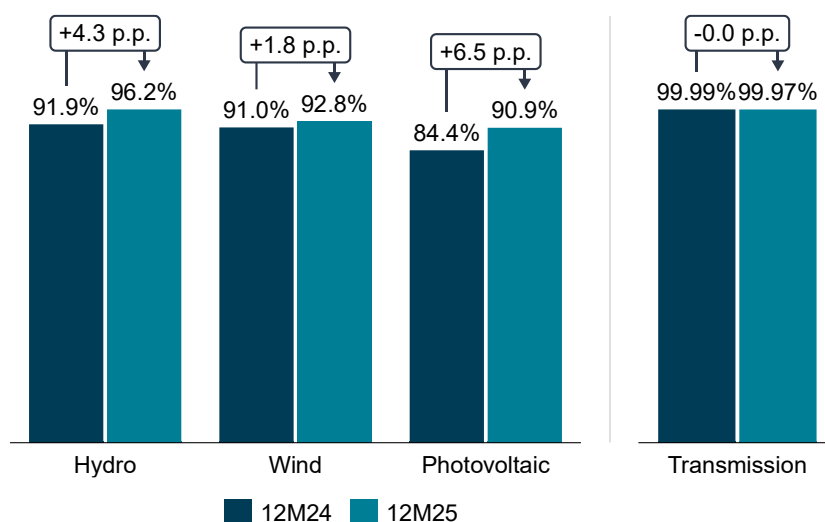
Uptime rates at the **photovoltaic plants** reached 92.7% in 4Q25, a year-on-year growth of 0.5 p.p. over the 92.2% recorded for 4Q24. This advance was achieved due to maintenance activities undertaken by the Company involving improvements to inverter systems, strings and medium voltage networks.

For the **full 12-month period of 2025, considering all programmed and forced stoppages**, the **hydropower plants** operated by ENGIE Brasil Energia reached an uptime rate of 96.2%, an increase of 4.3 p.p. in the uptime rates compared to 2024, mainly resulting from the long-term intervention carried out in Generating Unit 2 of the Salto Santiago Hydropower Plant in the second half of 2024.

The **wind farms** recorded an uptime of 92.8% for the full 12-month period of 2025, an increase of 1.8 p.p. compared to the 91.0% in 2024. This result is indicative of operational maturity as well as the consolidation of the Company's management practices made for this energy source over a period.

At the **solar energy farms**, the uptime rate in 2025 was 90.9%, a 6.5 p.p. improvement over 2024, this result largely reflects the reinitiation of operations at the Paracatu 4 Photovoltaic Plant, operations at which had been impacted by an extreme weather event in 2023.

Uptime Operating | Considering Scheduled and Forced Shutdowns



In the case of the **transmission assets** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Graúna and Asa Branca, ENGIE Brasil Energia continues to register high operational performance with a **total uptime rate of 99.80% in 4Q25 and 99.94% for the full 12-month period of 2025**. These results were slightly down on the 99.99% for 4Q24 and the year 2024 as a whole, a reflection mainly of extreme weather events in the state of Paraná in 4Q25. However, since the start of commercial operations, the Company's transmission assets have recorded a high degree of operational excellence.

Energy Generation

Plants operated by ENGIE Brasil Energia in 4Q25 generated **13,912 GWh** (6,301 average MW), 3.1% more than 4Q24.

Out of the total generated, the **hydropower plants** accounted for 10,890 GWh (4,932 average MW) while **complementary power plants** responded for 3,022 GWh (1,369 average MW). These results represent an increase of 0.6% and 13.4% in generation from hydro and complementary power plants respectively compared to 4Q24.

The slight increase in total generation from the **hydropower plants** in 4Q25 compared to the same period in 2024 reflects hydrological variations during the rainy season, both quarters being largely similar. While the Cachoeira Caldeirão and Santo Antônio do Jari plants had already been incorporated in the portfolio, given that 4Q is the seasonal dry period in the region where the plants are located, generating capacity and therefore their contribution to the quarterly result was limited.

The increased generation from the **complementary plants** is due principally to the growth of 2.3% in wind generation and 84.6% in photovoltaic generation, driven by the entry into commercial operations of new solar energy farms, part of the Assú Sol Photovoltaic Complex. This asset generated 405 GWh (183 average MW) in 4Q25, corresponding to 53.4% of the Company's total solar energy generated in the period.

For the full 12 months of 2025, the global generation of plants operated by ENGIE Brasil Energia totaled 48,098 GWh (5,491 average MW), representing a reduction of 11.3% in relation to 2024, when 54,223 GWh (6,173 average MW) was generated.

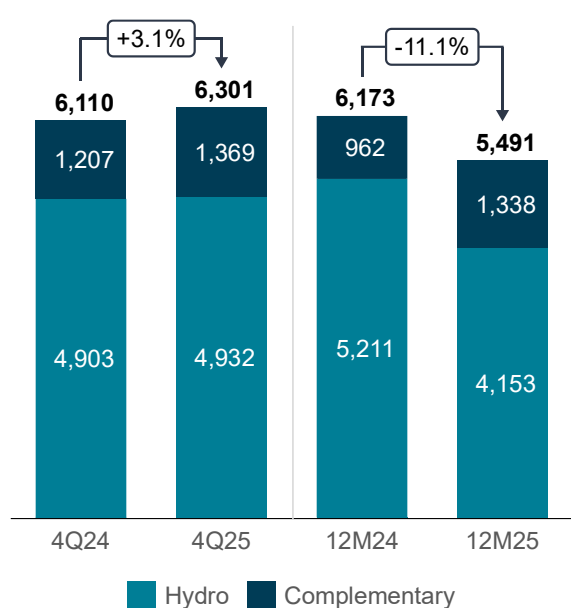
Generation from the **hydropower plants** in 2025 reached 36,379 GWh (4,153 average MW), 20.5% less than in 2024. As hydrological conditions were similar year-on-year, this variation is associated with the operational policy of the National Interconnected System (SIN), which dictates allocation of generation with a view to optimizing use of available water resources and prioritizing dispatch from complementary sources.

In the case of **complementary plants**, energy generation in 2025 was 11,719 GWh (1,338 average MW), 38.6% higher than 2024. This growth is explained principally by the entry into full operation of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex.

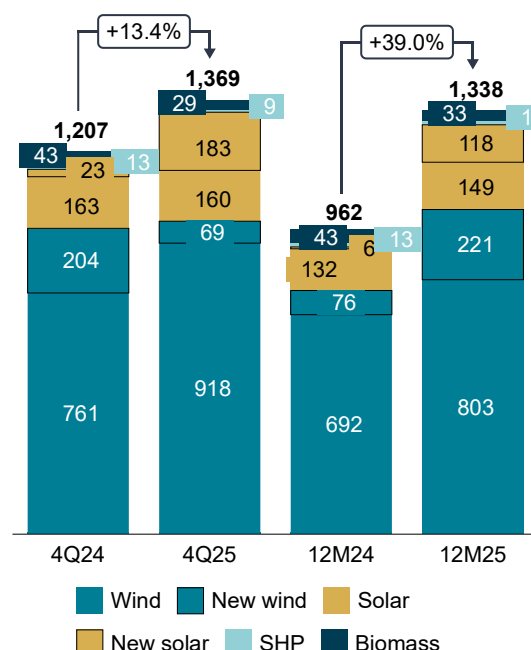
Also worth remembering that the decrease in the Company's hydropower generation does not necessarily cause deterioration in economic-financial performance. Similarly, an increase in this type of generation does not necessarily imply a growth in economic-financial performance. This is due to the application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

13

Generation | Avg MW



Generation by Complementary Source | Avg MW



Note: The variation between the percentage calculated in GWh and average MW in 12M24 occurs due to 2024 was a leap year.



Curtailment

According to the National Electric System Operator's (ONS), there are three main categories of curtailment: **Energetic** (when it is impossible to allocate generation to the load), **Electrical Reliability** (due to reasons related to the electrical reliability of equipment external to the plants) and **External Unavailability** (caused by unavailability of facilities external to the plants). Law 15.269, promulgated in November 2025, establishes a compensation system for generation cuts in the case of Electrical Reliability and External Unavailability as from September 01, 2023 to November 2025, based on the regulations of the Law.

According to the analysis of data released by the ONS, in **4Q25, wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded generation curtailment of 22%**, compared to a total unavailability of 24% for the group of power plants that make up the National Interconnected System (SIN). The Company's wind power plants recorded a generation reduction of 21%, below the 23% posted for the SIN, while solar plants registered curtailment of 24%, also lower than the 26% observed for the SIN, as shown in the table below:

14

| Curtailment by source

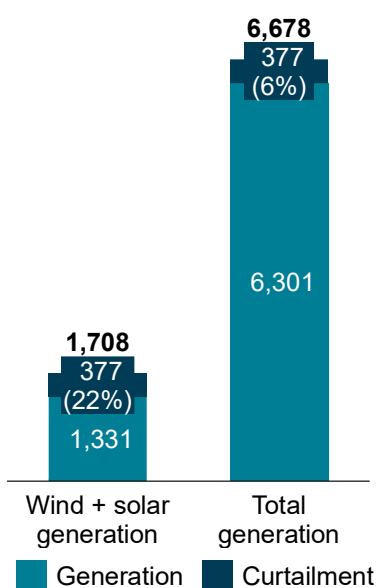
	4Q25			12M25	4Q24			12M24
	Wind	Solar	Total	Total	Wind	Solar	Total	Total
Curtailment ENGIE Brasil Energia	21%	24%	22%	21%	6%	22%	11%	11%
Curtailment SIN	23%	26%	24%	19%	8%	17%	10%	9%

| Curtailment by asset

Wind power plants	Commercial capacity (aMW)	4Q25 (%)	4Q24 (%)
Trairi (CE)	97.2	31%	12%
Santo Agostinho (RN)	224.2	36%	13%
Campo Largo I and II (BA)	359.0	17%	4%
Serra do Assuruá (BA)	846.0	14%	1%
Umburanas (BA)	213.3	18%	5%

Solar power plants ²	Commercial capacity (aMW)	4Q25 (%)	4Q24 (%)
Sol do Futuro (CE)	16.2	19%	11%
Floresta (RN)	25.1	29%	19%
Assú V (RN)	9.2	26%	14%
Assú Sol (RN)	171.6 ¹	16%	-
Juazeiro (BA)	34.8	28%	25%
Sertão Solar (BA)	26.1	35%	23%
São Pedro (BA)	16.0	53%	41%
Lar do Sol (MG)	53.0	27%	19%
Paracatu (MG)	34.0	22%	24%

| % Curtailment over 4Q25 Generation | average MW



Notes:

¹ Operational commercial capacity on 12/31/2025.

² Solar data available from April/2024.

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

Gas Transportation

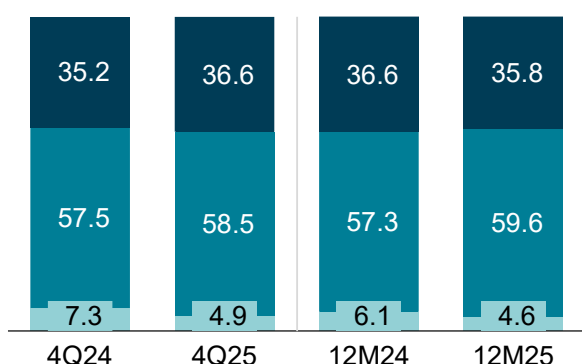
In 2025, TAG is 100% contracted through long-term legacy contracts with Petrobras and a connection contract to serve the Sergipe Hub in the Northeast region, all regulated by the ANP. Additionally, in 4Q25, 717 firm contracts (106 active) were signed with 27 carriers, totaling a volume of 11 million m³/day of contracted transportation volume. This volume represents approximately 15% of the total volume of transportation contracted by TAG, and 17% considering only the integrated network (excluding the Urucu-Manaus Gas Transport Pipeline (GTA), where Petrobras remains the sole carrier).

Electric Energy Sales Portfolio

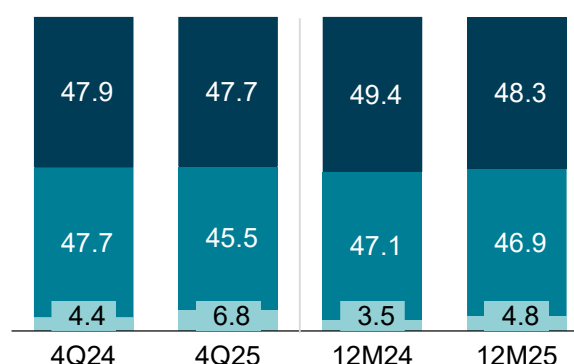
We show below the participation of the Company's customers (with the exception of CCEE and other revenues) in total physical sales and in the total of Net Operating Revenue (NOR) of the generation segment.

15

Breakdown of Customers by Physical Sales (%)



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



■ Distribution Companies ■ Free Customers and Trading Companies ■ Trading Operations



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences – PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as of **December 31, 2025**, is as follows:

Energy Balance

(in average MW)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	In R\$/MWh			
Own Resources	5,139	5,207	5,206	5,207	5,166	4,278	Auction		Adjusted	Price Net of
+ Purchases for Resale	639	401	361	226	204	156	Gross	Reference	Gross	PIS/
= Total Resources (A)	5,778	5,608	5,567	5,433	5,370	4,434	Price	Date	Price	Cofins/P&D
Government Auction Sales ¹	2,180	2,338	2,414	2,230	2,144	2,144				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	331.3	297.6
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	363.9	326.9
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	379.4	340.9
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	342.0	307.3
Proinfa	19	10	-	-	-	-	147.8	Jun-04	472.0	454.8
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	363.4	350.1
2014-NE-2019-20	82	82	82	82	82	82	139.3	Nov-14	245.6	222.8
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	307.8	279.4
8th Reserve Energy Auction (Assú V/Floresta/ Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298.2	Nov-15	493.5	447.9
7th Reserve Energy Auction (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301.8	Nov-15	515.3	467.7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	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	-	-	-	-	-	162.6	-	162.6	147.6
2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	151	95.3	Dec-12	184.2	167.2
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	190	104.0	Dec-10	231.5	210.1
2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	-	207.7	Nov-25	207.7	188.5
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	Jul-17	220.0	209.9
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	Jul-17	253.0	241.3
+ Bilateral Sales	2,864	2,375	1,880	1,101	919	647				
= Total Sales (B)	5,044	4,713	4,294	3,331	3,063	2,791				
- Commercial hedge	572	572	572	572	572	572				
Balance (A - B)	162	323	701	1,530	1,735	1,071				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	222.4	225.2	231.6							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	180.1	169.0	163.0							

1 XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWW → year of delivery start

ZZ → supply contract duration (in years)

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

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

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

Notes:

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

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

Economic-Financial Performance

| Results by segment – 4Q25 X 4Q24 | R\$ million

	Electric energy			Gas transportation	Consolidated
	Generation ¹	Transmission	Trading		
4Q25					
Net operating revenue	2,674	578	166	-	3,418
Operational costs	(1,421)	(390)	(166)	-	(1,977)
Gross income	1,253	188	-	-	1,441
Selling, general and administrative expenses	(131)	(8)	(1)	-	(140)
Other operating (expenses) revenues, net	(26)	48	-	-	22
Equity income	-	-	-	156	156
Income (loss) before financial results and taxes	1,096	228	(1)	156	1,479
4Q24					
Net operating revenue	2,537	634	100	-	3,271
Operational costs	(1,229)	(347)	(100)	-	(1,676)
Gross income (loss)	1,308	287	-	-	1,595
Selling, general and administrative expenses	(134)	(12)	(1)	-	(147)
Other operating (expenses) revenues, net	(22)	1	-	-	(21)
Impairment reversal	14	-	-	-	14
Disposal of subsidiary	25	-	-	-	25
Equity income	-	-	-	219	219
Income (loss) before financial results and taxes	1,191	276	(1)	219	1,685
Change					
Net operating revenue	137	(56)	66	-	147
Operational costs	(192)	(43)	(66)	-	(301)
Gross income	(55)	(99)	-	-	(154)
Selling, general and administrative expenses	3	4	-	-	7
Other operating (expenses) revenues, net	(4)	47	-	-	43
Impairment reversal	(14)	-	-	-	(14)
Disposal of subsidiary	(25)	-	-	-	(25)
Equity income	-	-	-	(63)	(63)
Income (loss) before financial results and taxes	(95)	(48)	-	(63)	(206)

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

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

| Results by segment – 12M25 X 12M24 | R\$ million

	Electric energy			Gas transportation	Consolidated
	Generation	Transmission	Trading		
12M25					
Net operating revenue	9,779	2,651	430	-	12,860
Operational costs	(4,834)	(1,592)	(428)	-	(6,854)
Gross income	4,945	1,059	2	-	6,006
Selling, general and administrative expenses	(490)	(22)	(7)	-	(519)
Other operating (expenses) revenues, net	(15)	89	-	-	74
Disposal of subsidiary	20	-	-	-	20
Equity income	-	-	-	687	687
Income (loss) before financial results and taxes	4,460	1,126	(5)	687	6,268
12M24					
Net operating revenue	9,410	1,521	288	-	11,219
Operational costs	(4,271)	(546)	(295)	-	(5,112)
Gross income (loss)	5,139	975	(7)	-	6,107
Selling, general and administrative expenses	(466)	(37)	(5)	-	(508)
Other operating (expenses) revenues, net	(55)	27	-	-	(28)
Impairment reversal, net	45	-	-	-	45
Disposal of subsidiary	16	-	-	-	16
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	1,336	1,336
Equity income	-	-	-	714	714
Income (loss) before financial results and taxes	4,679	965	(12)	2,050	7,682
Change					
Net operating revenue	369	1,130	142	-	1,641
Operational costs	(563)	(1,046)	(133)	-	(1,742)
Gross income	(194)	84	9	-	(101)
Selling, general and administrative expenses	(24)	15	(2)	-	(11)
Other operating (expenses) revenues, net	40	62	-	-	102
Impairment reversal, net	(45)	-	-	-	(45)
Disposal of subsidiary	4	-	-	-	4
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1,336)	(1,336)
Equity income	-	-	-	(27)	(27)
Income (loss) before financial results and taxes	(219)	161	7	(1,363)	(1,414)

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

Net Operating Revenue

| Operating revenue by segment – 4Q25 X 4Q24 | R\$ million

	Electric Energy			
	Generation	Transmission	Trading	Consolidated
4Q25				
Regulated contracting environment ¹	1,158	-	-	1,158
Free contracting environment ²	1,106	-	-	1,106
Remuneration of concession assets	108	235	-	343
Construction revenue	-	314	-	314
Transactions in the short-term market	203	-	-	203
Energy trading operations	-	-	166	166
Service rendered revenue	42	21	-	63
Indemnifications	29	-	-	29
Other revenues	28	8	-	36
Net operating revenue	2,674	578	166	3,418
4Q24				
Regulated contracting environment	1,079	-	-	1,079
Free contracting environment	1,073	-	-	1,073
Remuneration of concession assets	134	255	-	389
Construction revenue	-	352	-	352
Transactions in the short-term market	188	-	-	188
Energy trading operations	-	-	100	100
Service rendered revenue	39	27	-	66
Indemnifications	18	-	-	18
Other revenues	6	-	-	6
Net operating revenue	2,537	634	100	3,271
Change				
Regulated contracting environment	79	-	-	79
Free contracting environment	33	-	-	33
Remuneration of concession assets	(26)	(20)	-	(46)
Construction revenue	-	(38)	-	(38)
Transactions in the short-term market	15	-	-	15
Energy trading operations	-	-	66	66
Service rendered revenue	3	(6)	-	(3)
Indemnifications	11	-	-	11
Other revenues	22	8	-	30
Net operating revenue	137	(56)	66	147

¹ Distribution companies.

² Free consumers and trading companies.

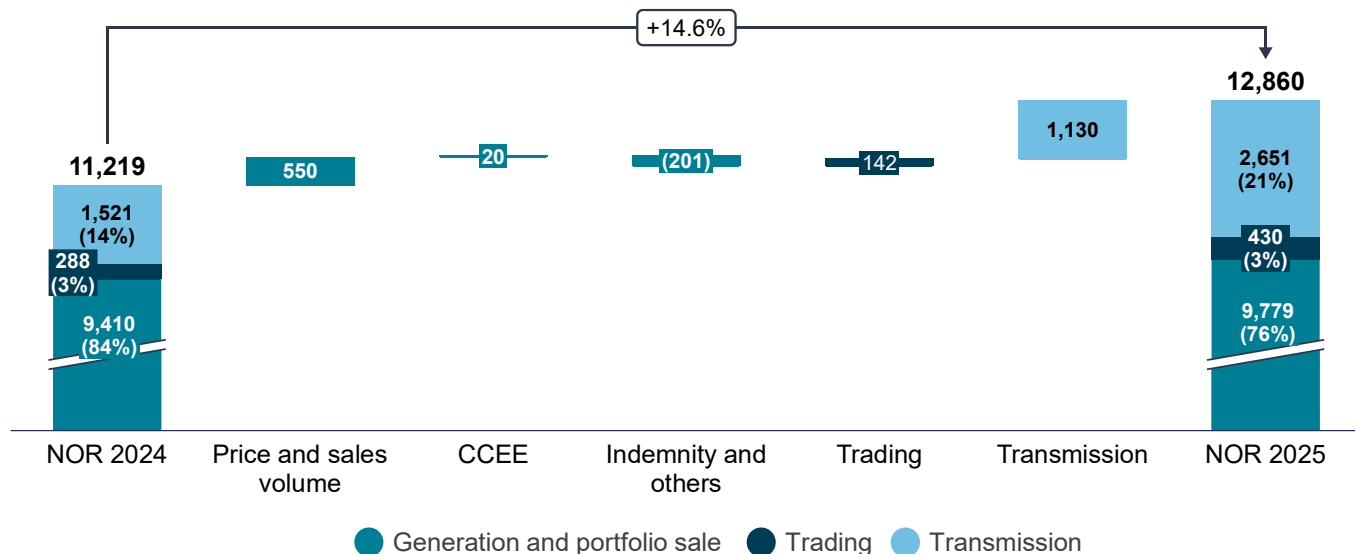
In 4Q25, net operating revenue rose 4.5% (R\$ 147 million) when compared to 4Q24, increasing from R\$ 3,271 million to R\$ 3,418 million.

| Operating revenue by segment – 12M25 X 12M24 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
12M25				
Regulated contracting environment	4,321	-	-	4,321
Free contracting environment	4,192	-	-	4,192
Remuneration of concession assets	491	1,034	-	1,525
Construction revenue	-	1,510	-	1,510
Transactions in the short-term market	504	-	-	504
Energy trading operations	-	-	430	430
Service rendered revenue	161	99	-	260
Indemnifications	32	-	-	32
Other revenues	78	8	-	86
Net operating revenue	9,779	2,651	430	12,860
12M24				
Regulated contracting environment	4,077	-	-	4,077
Free contracting environment	3,886	-	-	3,886
Remuneration of concession assets	499	935	-	1,434
Construction revenue	-	500	-	500
Transactions in the short-term market	484	-	2	486
Energy trading operations	-	-	286	286
Service rendered revenue	152	86	-	238
Indemnifications	287	-	-	287
Other revenues	25	-	-	25
Net operating revenue	9,410	1,521	288	11,219
Change				
Regulated contracting environment	244	-	-	244
Free contracting environment	306	-	-	306
Remuneration of concession assets	(8)	99	-	91
Construction revenue	-	1,010	-	1,010
Transactions in the short-term market	20	-	(2)	18
Energy trading operations	-	-	144	144
Service rendered revenue	9	13	-	22
Indemnifications	(255)	-	-	(255)
Other revenues	53	8	-	61
Net operating revenue	369	1,130	142	1,641

On an annual basis, net operating revenue reported R\$ 11,219 million in 2024 compared to R\$ 12,860 million in 2025, that is an increase of R\$ 1,641 million (14.6%).

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



21

Comments on Variation in Net Operating Revenue

Generation and Sales of Energy from the Portfolio

| Net Average Selling Price and Sales Volume

The average selling price of energy, net of charges on revenue and trading operations, was **R\$ 210.66/MWh in 4Q25**. This amount was **6.3% lower** than in 4Q24 when average prices stood at R\$ 224.93/MWh. **In the 12 months of 2025**, the average price was **R\$ 213.18/MWh**, 3.4% lower than the R\$ 220.79 MWh reported in 2024.

During the years 2024 and 2025, there were reimbursements due to the delivery of wind and solar energy to distributors in the regulatory environment in amounts lower than contractually required. Discounting the impact of reimbursements in the quarters under review, the net average energy selling price fell from R\$ 228.68/MWh in 4Q24 to **R\$ 214.99/MWh in 4Q25, a reduction of 6.0%**. **Equally, for the 12-month period** there was also a decline in net average selling price from R\$ 226.26 in 2024 to **R\$ 219.40 in 2025, a reduction of 3.0%**.

The decrease in prices was largely driven by: (i) the lowest market prices historically prevailing throughout 2023 and 2024, also negatively impacting conditions for 2025 in the free market comprising Free Consumers and Trading Companies; (ii) continued reimbursements due to the delivery of wind- and solar-generated energy in amounts below contractually agreed under the conditions of the regulated market and reflecting directly in the net prices reported in the quarters; (iii) the result of the incorporation of agreements linked to the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants; albeit partially attenuated by: (iv) the greater participation of the Photovoltaic Complexes acquired in 2024, assets with energy contracted at higher prices than the average for the portfolio and contributing to the results for the full twelve months of 2025 (versus 9 months in 2024), and which continue to have a positive impact on price mix; and (vi) the monetary restatement of the current long-term agreements which helped partially sustain average prices.

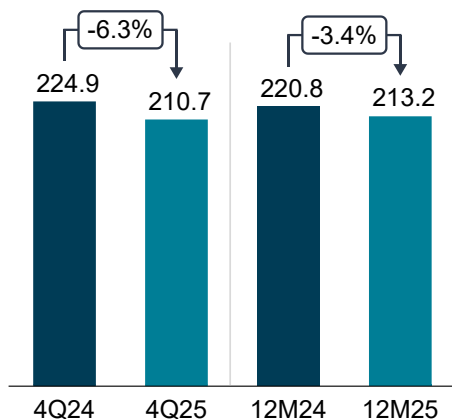
The volume of energy sold in agreements, net of trading operations increased from 9,566 GWh (4.332 average MW) in 4Q24 to **10,747 GWh (4,867 average MW) in 4Q25**, a growth of 1,181 GWh (535 average MW), or 12.3%, between the compared periods. **In 2025**, energy sales volume was **39,933 GWh (4,559 average MW)**, against 36,064 GWh (4,106 average MW) reported in 2024, an increase of 3,869 GWh (453 average MW) or 11.0%.

The increase in energy sales volume during the quarter was largely driven by the growth in proprietary supply on offer thanks to the evolution in commercial operations at the renewable energy projects recently included in the portfolio, most notably the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex, thus expanding energy volumes and allocated more especially to the Free Contracting Environment. Sales were also driven by the addition to the portfolio of agreements linked to the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants, these contributing to regulated environment sales.

Conversely, annual variation was largely a reflection of the increase in sales to the free market due to growth in the Company's proprietary installed capacity during the course of the year as well as the greater participation of the Photovoltaic Complexes acquired in 2024 and fully operational throughout 2025. This trend was partially compensated by the stability in sales volume to the distributors when compared to the preceding year, a factor which should be seen in the light of the gradual recomposition of the Company's portfolio in the regulated environment.

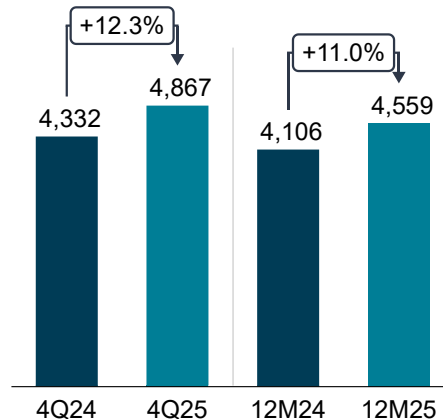
The variations in sales volumes and in average selling prices combined produced an increase of R\$ 112 million and R\$ 550 million in the Company's net operating revenue in 4Q25 and for the full year 2025, respectively.

| Net Average Selling Price¹ | R\$/MWh



¹ Net of sale taxes and trading operations.

| Sales Volume² | avgMW



² Net of trading operations.

22

| Energy Transactions

Regulated Contracting Environment:

Revenues from sales to distributors reported R\$ 1,158 million in 4Q25, R\$ 79 million (7.3%) greater than the R\$ 1,079 million posted in 4Q24. The variation was due to an increase of R\$ 138 million on the back of a growth of 492 GWh (223 average MW) in volume sold and partially offset by a reduction of R\$ 59 million equivalent to a decrease of 5.5% in the net average selling price.

In 2025, sales revenue reached R\$ 4,321 million, an increase of R\$ 244 million (6.0%) compared to 2024, when this same item reported R\$ 4,077 million. This growth was due to the following factors: (i) an increase of R\$ 268 million equivalent to the additional 926 GWh (110 average MW) in quantity sold; attenuated by (ii) a reduction of R\$ 24 million reflecting the 0.6% decrease in net average selling price.

The increase in sales volume between comparable quarters was due mainly to the addition of energy generated by the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão plants, acquired on August 13, 2025, and fully contracted in the ACR (regulated market), this increase offset in part by the termination of certain agreements in the regulated environment. Meanwhile the increase in sales volume between the compared years is likewise largely the result of the annual contribution of energy contracted in the ACR and associated with the hydropower plants acquired and replenishing the Company's regulated market portfolio.

The reduction in the net average selling price both on a quarterly and annual comparative basis was driven mainly by: (i) the addition of the contracts linked to the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão plants; attenuated by (ii) monetary restatement of current long-term agreements in the portfolio.

Ignoring the impact of reimbursements mentioned above, the net average price of sales to distributors fell by 4.8% and increased by 0.3%, respectively, between quarters and years discussed in this report.

Free Contracting Environment:

Revenue from sales to free consumers rose R\$ 33 million (3.1%) between the quarters under analysis from R\$ 1,073 million in 4Q24 to R\$ 1,106 million in 4Q25. The variation reflects an increase of 689 GWh (312 average MW) in energy sales volume (R\$ 115 million), attenuated by the decrease of 7.6% in net average selling price (R\$ 82 million).

In 2025, sales revenue was R\$ 4,192 million, R\$ 306 million (7.9%) more than the R\$ 3,886 million recorded for 2024. This improvement reflects the increase of 2,943 GWh (343 average MW) in energy volumes sold (R\$ 520 million), attenuated by a reduction of 5.5% in net average selling price (R\$ 214 million).

The variation in energy sales volume sold between the quarters and years under analysis is largely a reflection of the entry into operations of both the Serra do Assuruá and Assú Sol complexes, which increased the volume of energy available for sales to the Free Contracting Environment. The reduction in net average selling price is mainly the result of an improvement in the hydrological scenario, as already indicated, albeit partially offset by monetary restatement of current agreements.

| Transactions in the Short-term Energy Market

In 4Q25, revenues from sales to the short-term market were R\$ 203 million as compared to 4Q24 when they were R\$ 188 million, thus a growth of R\$ 15 million (8.0%) between the quarters under review. In the full 12-month period of 2025 in relation to 2024, the Company reported a growth of R\$ 20 million (4.1%) in revenue from short-term transactions, increasing from R\$ 484 million in 2024 to R\$ 504 million in 2025. Further explanations on these operations and on the variation can be found under the "Details of short-term operations".

| Remuneration of Financial Assets of Concessions

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows of the portion of energy for delivery to the Regulated Contracting Environment (ACR) of the Jaguará and Miranda hydropower plants, equivalent to 70% of the physical guarantee of these plants. These assets are remunerated at the internal rate of return and the variation of the Expanded Consumer Price Index (IPCA).

The remuneration of the financial assets of concessions increased from R\$ 134 million, in 4Q24 to **R\$ 108 million in 4Q25, a decrease of R\$ 26 million (19.4%). On a year-on-year basis, there was a reduction of R\$ 8 million (1.6%),** from R\$ 499 million in 2024 to **R\$ 491 million in 2025.** The variation was largely due to the reduction in IPCA over the period.

Indemnifications

The variation between comparable periods is due largely to the booking in 2024 of R\$ 262 million in indemnifications for failure to comply with contractual conditions on the part of the supplier responsible for the construction of the Santo Agostinho Wind Complex, specifically delivery delays and reflecting compensation for income foregone.



Operational Costs

| Costs by segment – 4Q25 x 4Q24 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
4Q25				
Electric power purchases	318	-	164	482
Depreciation and amortization	371	4	-	375
Construction costs	-	369	-	369
Charges for the use of power grid and connection	213	-	-	213
Materials and third-party services	158	13	-	171
Transactions in the short-term market	136	-	-	136
Personnel	79	7	-	86
Insurance	65	-	-	65
Royalties	63	-	-	63
Unrealized losses on trading operations	-	-	2	2
Hydrological risk renegotiation	(1)	-	-	(1)
Other operational costs, net	19	(3)	-	16
Operational costs	1,421	390	166	1,977
4Q24				
Electric power purchases	350	-	93	443
Depreciation and amortization	275	3	-	278
Construction costs	-	317	-	317
Charges for the use of power grid and connection	181	-	-	181
Materials and third-party services	176	19	-	195
Transactions in the short-term market	77	-	3	80
Personnel	63	2	-	65
Insurance	36	-	-	36
Royalties	54	-	-	54
Unrealized losses on trading operations	-	-	4	4
Other operational costs, net	17	6	-	23
Operational costs	1,229	347	100	1,676
Change				
Electric power purchases	(32)	-	71	39
Depreciation and amortization	96	1	-	97
Construction costs	-	52	-	52
Charges for the use of power grid and connection	32	-	-	32
Materials and third-party services	(18)	(6)	-	(24)
Transactions in the short-term market	59	-	(3)	56
Personnel	16	5	-	21
Insurance	29	-	-	29
Royalties	9	-	-	9
Unrealized losses on trading operations	-	-	(2)	(2)
Hydrological risk renegotiation	(1)	-	-	(1)
Other operational costs, net	2	(9)	-	(7)
Operational costs	192	43	66	301

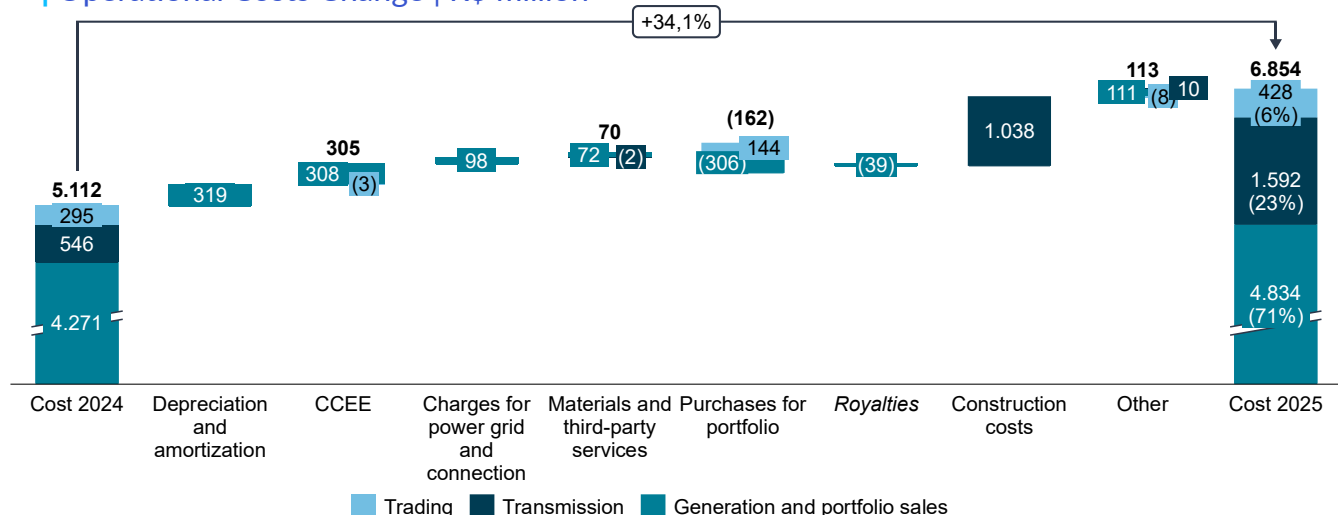
Operational costs rose by R\$ 301 million (18.0%) between quarters, increasing from R\$ 1,676 million in 4Q24 to **R\$ 1,977 million in 4Q25**. This change was largely due to the combination of the following factors: (i) an elevation of R\$ 192 million (15.6%) in the energy generation and sales from the Company's portfolio segment; (ii) an increase of R\$ 66 million (66.0%) in the costs of energy trading operations; and (iii) growth of R\$ 43 million (12.4%) in transmission segment costs.

| Costs by segment – 12M25 x 12M24 | R\$ million

	Electric Energy			Consolidated
	Generation	Transmission	Trading	
12M25				
Construction costs	-	1,501	-	1,501
Electric power purchases	965	-	424	1,389
Depreciation and amortization	1,337	13	-	1,350
Charges for the use of power grid and connection	804	-	-	804
Materials and third-party services	539	45	-	584
Transactions in the short-term market	439	-	-	439
Personnel	277	17	-	294
Royalties	186	-	-	186
Insurance	179	2	-	181
Unrealized losses on trading operations	-	-	4	4
Hydrological risk renegotiation	(10)	-	-	(10)
Other operational costs, net	118	14	-	132
Operational costs	4,834	1,592	428	6,854
12M24				
Construction costs	-	463	-	463
Electric power purchases	1,271	-	280	1,551
Depreciation and amortization	1,018	13	-	1,031
Charges for the use of power grid and connection	706	-	-	706
Materials and third-party services	467	47	-	514
Transactions in the short-term market	131	-	3	134
Personnel	245	10	-	255
Royalties	225	-	-	225
Insurance	120	2	-	122
Unrealized losses on trading operations	-	-	12	12
Other operational costs, net	88	11	-	99
Operational costs	4,271	546	295	5,112
Change				
Construction costs	-	1,038	-	1,038
Electric power purchases	(306)	-	144	(162)
Depreciation and amortization	319	-	-	319
Charges for the use of power grid and connection	98	-	-	98
Materials and third-party services	72	(2)	-	70
Transactions in the short-term market	308	-	(3)	305
Personnel	32	7	-	39
Royalties	(39)	-	-	(39)
Insurance	59	-	-	59
Unrealized losses on trading operations	-	-	(8)	(8)
Hydrological risk renegotiation	(10)	-	-	(10)
Other operational costs, net	30	3	-	33
Operational costs	563	1,046	133	1,742

In 2025, annual operational costs reached R\$ 6,854 million, R\$ 1,742 million (34.1%) greater than the R\$ 5,112 million booked in 2024. This variation was a combination of the following factors: (i) a growth of R\$ 1,046 million (191.6%) in the costs of the transmission segment, mainly higher construction costs of the Asa Branca Transmission System; (ii) an increase of R\$ 563 million (13.2%) in the energy generation and sale from the portfolio segment; and (iii) an increase of R\$ 133 million (45.1%) in energy trading overheads.

Operational Costs Change | R\$ million



26

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

Comments on Variations in Operational Costs

Generation and Energy Sales from the Portfolio Segment

- Energy purchases:** between 4Q24 and 4Q25, there was a reduction of R\$ 32 million (9.1%) in energy purchases mainly due to the combination of a reduction of 188 GWh (85 average MW) in energy volumes purchased (R\$ 33 million) and growth of 0.2% in the net average price of energy purchases (R\$ 1 million). On an annual comparison basis, there was a decrease of R\$ 306 million (24.1%) in these operations, substantially driven by the following events: (i) R\$ 169 million – a reduction of 1.048 GWh (120 average MW) in the amount of energy purchased; and (ii) R\$ 137 million – a reduction of 12.5% in the net average price of energy purchases. Volume variation was due to portfolio management of the Company, where there has been an increase in in-house installed capacity over recent years, and in turn, a reduced need for the purchase of energy from third parties over the period covered by the two years. Variation in average purchase prices was impacted by the termination of some long-term agreements at prices higher than those of 2025.
- Depreciation and amortization:** increases of R\$ 96 million (34.9%) and R\$ 319 million (31.3%), respectively, between the analyzed quarters and fiscal years. The variation was principally the result of: (i) entry into commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex as from August 2024 and January 2025, respectively; (ii) the completion of the entry into commercial operation of the Santo Agostinho Wind Complex's wind farms during the course of 2024; (iii) the initial amortization of the right of use of the assets - intangibles and linked to the acquisition of the Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar and Lar do Sol photovoltaic complexes ("Photovoltaic Complexes") and the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iv) the increase in depreciation of the subsidiaries acquired in 2025.
- Charges for use of the electric energy network and connection:** an increase of R\$ 32 million (17.7%) and R\$ 98 million (13.9%) between the analyzed quarters and years, respectively, mainly the result: (i) of the entry into full commercial operation of Serra do Assuruá Wind Complex and partially of the Assú Sol Photovoltaic Complex in 2025; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual readjustment of transmission and distribution tariffs.
- Materials and third party services:** a reduction of R\$ 18 million (10.2%) and an increase of R\$ 72 million (15.4%) between quarters and years reviewed. The main drivers behind the annual variation are a reflection of the following factors: (i) entry into commercial operation of the Serra do Assuruá and Santo Agostinho wind complexes and the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii) acquisition of the Photovoltaic Complexes; and (iii) consultancy and advisory services rendered. The decline in this item during the quarter is explained by the reduction in advisory services rendered, partially offset by the above-mentioned items (i) and (ii).
- Transactions in the short-term market:** costs with these transactions were R\$ 59 million (76.6%) greater between quarters under analysis and R\$ 308 million (235.1%) higher on an annual basis. Further explanations on these operations and on the variation can be found under the "Details of short-term operations".
- Insurance:** increases of R\$ 29 million (80.6%) and R\$ 59 million (49.2%) comparing the analyzed quarters and years, respectively, largely the result of: (i) entry into commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex as from August 2024 and January 2025, respectively; (ii) conclusion of the process of entry into commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex during 2024; (iii) the acquisition of the Photovoltaic Complexes in 2024 and the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries in 2025; and (iv) the annual readjustment of policies.

- **Financial compensation for use of water resources (Royalties):** an increase of R\$ 9 million (16.7%) due basically to greater generation at the hydropower plants during the course of 4Q25 when compared with 4Q24 plus the annual readjustment. Conversely, between the fiscal years under review, there was a decrease of R\$ 39 million (17.3%) due to reduced generation from the hydropower plants, attenuated by the annual readjustment in royalties.
- **Renegotiation of hydrological risk:** in September 2021, the National Electric Energy Agency (Aneel) published Ratification Resolution 2932/2021. This ratified the extension of concession grant maturities for hydropower plants, participants in the Energy Reallocation Mechanism (MRE), as a means of compensating for accumulated losses up to December 31, 2020. This measure relates to the revised treatment given the period prior to the renegotiation of hydrologic risk pursuant to Law 14.182 of July 12, 2021 and complementary to Law 13.203 of November 8, 2015. On April 1, 2025, Aneel published Ratification Resolution 3.439/2025, which extended the coverage period of the impacts associated with the MRE up to June 30, 2023, recognizing that the losses on the part of the hydropower plants continued accumulating post 2020. Consequently, the Company received an extended concession term for its plants from 1 to 3 days, the effect on the result being an additional R\$ 10 million in 2025.

Other costs in this segment showed no significant variations between the quarters and years under analysis.

27

Operational Result from the Energy Transmission Segment



Gralha Azul (PR)

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

The gross result from the energy transmission segment was a positive R\$ 188 million in 4Q25, a reduction of R\$ 99 million (34.5%), compared to the same quarter in 2024, when this same value was R\$ 287 million. This result was largely due to: (i) the negative effect of R\$ 90 million (257.1%)

reflecting the variation in the net result for construction revenues and costs (reduction of R\$ 38 million and the increase of R\$ 52 million, respectively), originating mainly from the recognition of a loss at the Asa Branca Transmission System of R\$ 70 million, following the revision of the estimated CAPEX for the implementation of the project; and (ii) the R\$ 20 million (7.8%) reduction in the remuneration of the concession assets particularly due to the reduction in inflation indices. Worthy of note is that the negative effects were attenuated by progress made in work on the Asa Branca and Graúna transmission systems.

The RAP value, net of PIS and Cofins, received in 4Q25 amounted to R\$ 209 million, (R\$ 185 million in 4Q24), compared to R\$ 188 million (R\$ 158 million in 4Q24) corresponding to the amortization of the contract asset, registered as a counterbalancing item to the contract asset, and R\$ 21 million (R\$ 27 million in 4Q24) relative to O&M services rendered. The variation between quarters was due largely to the beginning of operations on the brownfield stretch of the Graúna Transmission System in July 2025 and the entry into partial commercial operations of the Asa Branca Transmission System in December 2025.

In the year 2025, gross result was R\$ 1,059 million, R\$ 84 million (8.6%) higher than the result for 2024 of R\$ 975 million. The variation arose mainly due to: (i) the growth of R\$ 99 million (10.6%) in the remuneration from concession assets, caused in particular by the evolution of construction work on the Asa Branca and Graúna transmission systems; and attenuated by (ii) negative effect of R\$ 28 million (75.7%) in variation of the net result for construction revenues and costs (increases of R\$ 1,010 million and R\$ 1,038 million, respectively), arising from a loss at the Asa Branca Transmission System, following the revision of the estimated CAPEX for the implementation of the project; and attenuated by progress made in the work on the Asa Branca and Graúna transmission systems.

In addition, in 4Q25 and in the 12-month period, R\$ 45 million and R\$ 84 million (R\$ 25 million in 2024) were booked, respectively, with a positive effect on the result, and as a counterbalancing item to the contract asset. This result stems mainly from the expected revision of investment structure and the rate of return on capital, resulting in changes in the values of future RAPs. As a result of this revision, the balance of the contractual asset was adjusted to conform with the revised cash flow.

The value of the RAP, net of PIS and Cofins, received in 2025 was R\$ 789 million (R\$ 742 million in 2024), of which R\$ 690 million (R\$ 656 million in 2024) corresponds to the amortization of the contract asset, recorded as a contra entry to the contract asset, while R\$ 99 million (R\$ 86 million in 2024) relates to revenue from O&M services rendered. The variation in RAP between the periods is mainly due to the startup of operations at the brownfield section of the Graúna Transmission System in July 2025 and partial commercial operations of the Asa Branca Transmission System in December 2025.

Below is the composition of the regulatory transmission Ebitda:

(in R\$ million)	4Q25	4Q24	Change	2025	2024	Change
RAP, net of PIS and Cofins	209	185	24	789	742	47
Operational costs	(17)	(27)	10	(78)	(70)	(8)
Selling, general and administrative expenses	(8)	(12)	4	(22)	(37)	15
Other operational revenues, net	11	1	10	13	2	11
Regulatory transmission Ebitda	195	147	48	702	637	65

28

Operational Result of the Energy Trading Segment

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

The gross result in 2025 was a positive R\$ 2 million, a year-on-year growth of R\$ 9 million when compared to the negative amount of R\$ 7 million reported in 2024, largely due to the positive effect of the marking to market of R\$ 8 million together with an additional R\$ 1 million in energy purchase and sale transactions.

Details of Short-Term Operations

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

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

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

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

	Generation	Trading	Consolidated
4Q25			
Net operating revenue	203	-	203
Operational costs	(136)	-	(136)
Net result	67	-	67
4Q24			
Net operating revenue	188	-	188
Operational costs	(77)	(3)	(80)
Net result	111	(3)	108
Change			
Net operating revenue	15	-	15
Operational costs	(59)	3	(56)
Net result	(44)	3	(41)

In 4Q25 and in 4Q24, **net results** (the difference between revenues and costs — less taxes) from short-term transactions — more especially those conducted across the CCEE — **were positive at R\$ 67 million** and R\$ 108 million, respectively. This represents a **reduction of R\$ 41 million when comparing periods**, reflecting the decrease of R\$ 44 million from the result of transactions in the energy generation and sale from the portfolio segment and the increase of R\$ 3 million from the trading segment.

These variations were fundamentally the consequence of a combination of the negative effects stemming from the reduction in free energy due to the seasonalizing strategy adopted for allocating energy together with the positive variation in PLD (Price for Settlement of Differences), which increased net exposure in the quarter. These effects were further enhanced by: (i) the negative impact of the reduction of the MRE (GSF) Adjustment Factor, given the allocation of a physical guarantee and the generation of participating plants (the average GSF increased from 79.9% in 4Q24 to 67.4% in 4Q25); and (ii) the negative effect on month-end closing operations, rebooking and adjustments between the quarters analyzed.

	Generation	Trading	Consolidated
12M25			
Net operating revenue	504	-	504
Operational costs	(439)	-	(439)
Net result	65	-	65
12M24			
Net operating revenue	484	2	486
Operational costs	(131)	(3)	(134)
Net result	353	(1)	352
Change			
Net operating revenue	20	(2)	18
Operational costs	(308)	3	(305)
Net result	(288)	1	(287)

For the full 12-month period of 2025, the **net result** from short-term operations was **positive at R\$ 65 million**, a decrease of R\$ 287 million against the positive result of R\$ 352 million in 2024, a reduction of R\$ 288 million for transactions in the energy generation and sales from the portfolio segment and an increase of R\$ 1 million in the result from the trading segment.

These variations were a consequence fundamentally of a combination of the following factors: (i) the reduction in free energy due to the seasonalizing strategy adopted for allocating energy together with the positive variation in PLD; (ii) the negative impact of the reduction from 87.1% in 2024 to 82.6% in 2025 of the MRE (GSF) Adjustment Factor, given the allocation of a physical guarantee and the generation of participating plants; (iii) the negative effect on the MRE, in the light of the reduction in hydropower generation of the plants and the lower volumes of energy produced by plants, participants in the MRE mechanism; and (iv) the negative effect on operations for closing off the month, rebooking and adjustments between the quarters analyzed.

In December 2024, Aneel established maximum and minimum PLD limits for 2025 at R\$ 751.73/MWh and R\$ 58.60/MWh, respectively. The following table shows average PLD values for the submarkets in which the Company operates, in MWh.

Average PLD in R\$/MWh	4Q25	4Q24	Chg. 4T (%)	12M25	12M24	Chg. 12M (%)
South	264.70	216.36	22.3%	225.95	127.89	76.7%
Southeast/Center-West	264.75	216.36	22.4%	223.46	127.88	74.7%
Northeast	253.09	205.59	23.1%	176.61	118.34	49.2%

Selling, General and Administrative Expenses

The Company reported an increase in selling, general and administrative expenses in the amount of R\$ 11 million between 2025 and 2024. The main year-on-year variations are a reflection of the increase of R\$ 24 million in the generation segment and a reduction of R\$ 15 million in transmission segment. In the generation segment, the variation was largely due to the following events: (i) an increase in labor expenses due to the annual readjustment in employee remuneration and benefits as well as the number of hirings between the comparative periods; (ii) increases in IT and digitalization services; and (iii) an increase in expenses related to the acquisition of rights to operate wind power projects. Additionally, the variation in the transmission segment was due to: (i) the reduction in expenses with engineering services with respect to the auction in 2024; and (ii) the reduction in labor overheads.

Other Operational Revenues (Expenses), Net

In 2025, the Company presented a proposal agreement for the Voluntary Severance Plan (PDV) to the various labor unions, focused primarily on retirees still working as employees or those due to retire in the next few years. After deliberations at joint labor union-employee meetings, approval of the proposal was formally communicated to the Company and enrollment in the program began in July 2025 and will continue through to cut-off date established as December 2028. In 4Q25, the Company registered a provision of R\$ 22 million in the light of the interest shown by the employees in the program.

In 4Q24, the Company booked the amount of R\$ 22 million to the generation segment with respect to the write-off of assets, R\$ 14 million of which relative to the Paracatu Photovoltaic Complex with respect to the wind damage incurred at the site in April 2023. In 2024, a total of R\$ 57 million in assets was written down, R\$ 45 million of this relating to the Paracatu Complex.

In addition, in 4Q25 and for the full 12-month period, R\$ 45 million and R\$ 84 million respectively, were booked (R\$ 25 million in 2024) to the transmission segment – other operating expenses/revenues group - with a positive effect on the result and as a counterbalancing item to the contract asset. Further details are described above in the specific item for the Transmission Segment.

Reversal of Net Impairment and Disposal of Subsidiary

	Generation			Generation			
	Pampa Sul	Paracatu	Consolidated	Pampa Sul	Paracatu	Lages	Consolidated
	4Q25			12M25			
Disposal of subsidiary	-	-	-	20	-	-	20
	4Q24			12M24			
Impairment reversal, net	-	14	14	-	45	-	45
Disposal of subsidiary	25	-	25	25	-	(9)	16
	Change			Change			
Impairment reversal, net	-	(14)	(14)	-	(45)	-	(45)
Disposal of subsidiary	(25)	-	(25)	(5)	-	9	4

Impairment reversal:

In 4Q24, the Company booked R\$ 14 million in reversals relating to the impairment previously recorded as a result of a weather-related incident occurring at the Paracatu Photovoltaic Complex in April 2023. This reversal occurred due to the write-off of assets, which were reimbursed under an insurance policy. In the course of 2024, the reversal mentioned above totaled R\$ 45 million, which represents the remainder of the amount previously provisioned. Please note that the write-off of assets, added to the reimbursement from the insurance company, had no impact on the Company's results.

Disposal of Subsidiary:

In 4Q24, the Company reported revenue worth R\$ 25 million originating from the adjustment of the sale price of the Pampa Sul subsidiary, disposal of which was in 2023. This price adjustment was contingent on the fulfillment of conditions precedent prior to the settlement of receivables. In 2025, the Company booked R\$ 20 million with respect to receivables set forth in the Pampa Sul agreement.

On June 28, 2024, following compliance with conditions precedent, the sale of the Company's stake in the Lages Bioenergética Ltda. ("Lages") subsidiary was concluded, the corporation ceasing to be controlled by the Company and no longer consolidated in its balance sheet. The result of the disposal of this asset, net of sales costs, was negative at R\$ 9 million in 2024.

Sale of a Corporate Stake in a Jointly Controlled Subsidiary

On January 10, 2024, following the fulfillment of all conditions precedent, the sale of 15% of the Company's stake in TAG was completed through the transfer of shares and settlement of the price, pursuant to the share purchase agreement and other covenants entered into on December 28, 2023, between the Company, as seller, TAG, as consenting party, and CDPQ, through its wholly-owned subsidiary CDP Groupe Infrastructure Inc., as purchaser. The closing sale price was R\$ 2,780 million, an amount reached following price adjustments enshrined in the purchase agreement.

The Company remains a shareholder of TAG, holding shares representing 17.5% of TAG's total share capital, while the ENGIE Group retains 50% of TAG's total capital stock, both being parties to TAG's shareholder agreement. The Group retains its position as controlling party. The result of the sale, net of selling costs, was positive at R\$ 1,336 million.

Equity Income – Gas Transportation

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

Income statement (in R\$ million)	4Q25		4Q24	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Net operational revenue	2,304	403	2,466	432
Costs of services provided	(664)	(116)	(663)	(116)
Gross income	1,640	287	1,803	316
General and administrative expenses	(98)	(17)	82	14
Income before financial result and taxes	1,542	270	1,885	330
Financial result	(536)	(94)	(459)	(80)
Income before taxes	1,006	176	1,426	250
Income tax and social contribution	(116)	(20)	(177)	(31)
TAG's net income	890	156	1,249	219

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

Ebitda (in R\$ million)	4Q25		4Q24	
	100%	Company's share	100%	Company's share
Income before financial result and taxes	1,542	270	1,885	330
Depreciation and amortization	195	34	173	30
Amortization of <i>mais valia</i>	150	26	150	26
Ebitda¹	1,887	330	2,208	386
Ebitda Margin	81.9%		89.5%	

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

Between 4Q24 and 4Q25, equity income fell by R\$ 63 million (28.8%) from R\$ 219 million to R\$ 156 million, respectively.

With respect to the reduction in TAG's result, the variation was the result primarily of the following: (i) the reduction in exchange rate variation on revenue received under Sistema Gasene's transportation agreement; (ii) the reversal of the Gasfor II Project's impairment in 2024; (iii) the increase in net financial expenses due to (iii.i) foreign exchange variation on debt and (iii.ii) negative's result from a contracted swap operation; and (iv) increased depreciation of new fixed assets. These negative effects were attenuated by: (v) the adjustment with a positive effect on gas transportation tariffs due to variations in IGPM, IPCA and USD; and (vi) the reduction in income tax and social contribution due to a reduction in pre-tax profits and the positive effects of tax incentives.

The equity income from TAG in 2025 and 2024 consists of the following items:

Income statement (in R\$ million)	12M25		12M24			
	100%	Company's share	100%	32.5% ¹	17.5% ¹	Total
Net operational revenue	9,315	1,630	9,062	80	1,543	1,623
Costs of services provided	(2,453)	(429)	(2,260)	(20)	(385)	(405)
Gross income	6,862	1,201	6,802	60	1,158	1,218
General and administrative expenses	(224)	(39)	(64)	(2)	(10)	(12)
Income before financial result and taxes	6,638	1,162	6,738	58	1,148	1,206
Financial result	(1,892)	(331)	(1,769)	(15)	(302)	(317)
Income before taxes	4,746	831	4,969	43	846	889
Income tax and social contribution	(819)	(144)	(970)	(11)	(164)	(175)
TAG's net income	3,927	687	3,999			714

¹ Until January 9, 2024, ENGIE Brasil Energia held 32.5% of TAG shares, and from January 10, 2024 it held 17.5% of shares.

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

Ebitda (in R\$ million)	12M25		12M24			
	100%	Company's share Total	100%	32.5% ¹	17.5% ¹	Total
Income before financial result and taxes	6,638	1,162	6,738	58	1,148	1,206
Depreciation and amortization	745	129	669	6	114	120
Amortization of <i>mais valia</i>	598	104	436	5	74	79
Ebitda	7,981	1,395	7,843			1,405
Ebitda Margin	85.7%		86.5%			

¹ Until January 9, 2024, ENGIE Brasil Energia held 32.5% of TAG shares, and from January 10, 2024 it held 17.5% of shares.

Between 2024 and 2025, **equity income fell by R\$ 27 million (3.8%)** from R\$ 714 million to **R\$ 687 million**, respectively.

In relation to the reduction in the equity income result of TAG, the variation was largely a consequence of: (i) the reversal of the impairment of the Gasfor II Project in 2024; (ii) the revision of the useful life of the *mais valia* in 2024 – considering that initially, this was limited to the concession term of the legacy agreements but, with the New Gas Law, revised to the same useful life as its assets; (iii) the increase in net financial expenses due mainly to exchange variation and interest on debt; and (iv) an increase in depreciation of the new fixed assets and the reevaluation of items such as OPEX; offset by (v) readjustment with a positive effect on transportation tariffs in the light of the variation in IGPM, IPCA and USD; and (vi) the reduction in income tax and social contribution due to lower pre-tax profits and the positive effects of fiscal incentives.



| Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of December 31, 2025 and 2024 were as follows:

Balance Sheet	12/31/2025	12/31/2024
ASSETS		
Current assets	2,530	4,443
Cash and cash equivalents	655	2,325
Accounts receivable from clients	1,706	1,830
Other current assets	169	288
Non-current assets	28,269	28,955
Restricted deposits	460	326
Other non-current assets	162	155
Property, plant and equipment	24,892	25,727
Intangible	2,755	2,747
Total	30,799	33,398
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
Current liabilities	2,888	4,377
Debt instruments	2,004	3,432
Derivative financial instruments - hedge	73	7
Other current liabilities	811	938
Non-current liabilities	21,844	22,409
Debt instruments	14,936	16,419
Derivative financial instruments - hedge	210	77
Deferred income taxes and social contribution	5,933	5,204
Other non-current liabilities	765	709
Shareholders' equity	6,067	6,612
Total	30,799	33,398



Ebitda and Ebitda Margin

| Ebitda by segment – 4Q25 x 4Q24 | R\$ million

	Electric Energy				
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	Consolidated
4Q25					
Income (loss) before financial results and taxes	1,096	228	(1)	156	1,479
Depreciation and amortization	380	4	-	-	384
Ebitda¹	1,476	232	(1)	156	1,863
Adjusted Ebitda	1,476	232	(1)	156	1,863
Adjusted Ebitda margin	55.2%	40.1%	(0.6%)	-	54.5%
4Q24					
Income (loss) before financial results and taxes	1,191	276	(1)	219	1,685
Depreciation and amortization	285	3	-	-	288
Ebitda	1,476	279	(1)	219	1,973
Impairment reversal	(14)	-	-	-	(14)
Disposal of subsidiary	(25)	-	-	-	(25)
Adjusted Ebitda	1,437	279	(1)	219	1,934
Adjusted Ebitda margin	56.6%	44.0%	(1.0%)	-	59.1%
Change					
Income (loss) before financial results and taxes	(95)	(48)	-	(63)	(206)
Depreciation and amortization	95	1	-	-	96
Ebitda	-	(47)	-	(63)	(110)
Impairment reversal	14	-	-	-	14
Disposal of subsidiary	25	-	-	-	25
Adjusted Ebitda	39	(47)	-	(63)	(71)
Adjusted Ebitda margin	(1.4 p.p.)	(3.9 p.p.)	0.4 p.p.	-	(4.6 p.p.)

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

Between 4Q25 and 4Q24, **Adjusted Ebitda** fell by R\$ 71 million (3.7%) from R\$ 1,934 million in 4Q24 to **R\$ 1,863 million in 4Q25**. This variation was a consequence of the following negative impacts: (i) R\$ 63 million (28.8%) due to a reduced result from the corporate stake in a jointly controlled subsidiary – TAG; and (ii) R\$ 47 million (16.8%) with respect to the energy transmission segment. These negative aspects were attenuated by: (iii) an increase of R\$ 39 million (2.7%) in the energy generation and sale from the Company's portfolio segment.

The key variation in adjusted Ebitda stems mainly from a lower result for the corporate stake in a jointly controlled subsidiary – TAG, with a reduction of R\$ 63 million, more details to be found in the section "Equity Income Result – Gas Transportation". This effect was further accentuated by the transmission segment largely reflecting a combination of the following factors: (i) R\$ 90 million decrease in the construction result; (ii) R\$ 20 million reduction in remuneration revenue from the contract assets; attenuated by (iii) R\$ 45 million with a positive effect given expectations of a revision in the structure of investments executed and the capital remuneration rate, resulting in changes to future RAP values; (iv) an elevation of R\$ 4 million in O&M margin (O&M RAP, less costs); and (v) a reduction of R\$ 6 million in other costs, selling, general and administrative expenses and other operational expenses, net.

In addition, in 4Q25, Ebitda was positively impacted by the electric energy generation and sale segment, the positive effects of which were: (i) R\$ 112 million from the combination of the variation in energy volume sold and the average net selling price; (ii) a reduction of R\$ 32 million in energy purchases; (iii) a reduction of R\$ 18 million in the cost of materials and third party services; (iv) R\$ 1 million with respect to the renegotiation of the hydrological risk; and (v) R\$ 4 million relative to other revenues, operational costs and administrative expenses. These effects were mitigated by the following variations with negative effects: (i) a reduction of R\$ 41 million in the net result of short-term operations; (ii) an increase of R\$ 32 million in charges for the use of the electricity grid and connection; (iii) an increase of R\$ 29 million in insurance; and (iv) a reduction of R\$ 26 million in revenue from remuneration and monetary restatement on concession assets of the Jaguará and Miranda Hydroelectric Plants.

Ebitda by segment – 12M25 x 12M24 | R\$ million

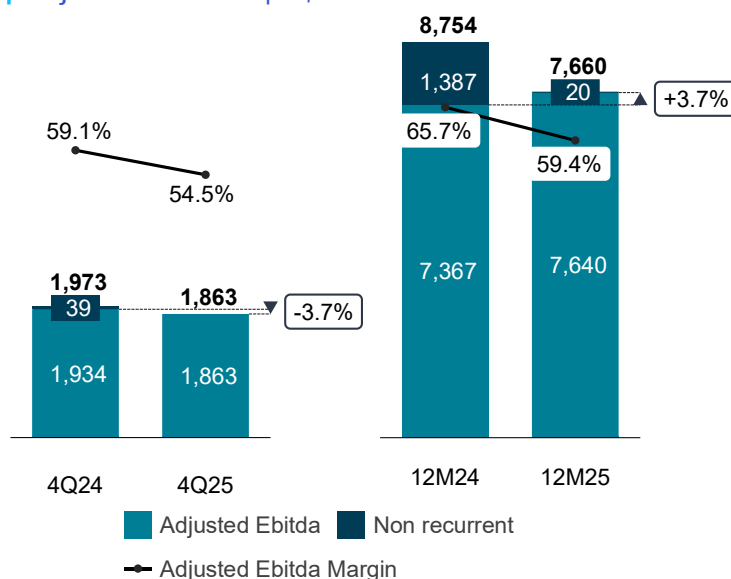
	Electric Energy				
	Generation	Transmission	Trading	Gas Transportation	Consolidated
12M25					
Income (loss) before financial results and taxes	4,460	1,126	(5)	687	6,268
Depreciation and amortization	1,379	13	-	-	1,392
Ebitda	5,839	1,139	(5)	687	7,660
Disposal of subsidiary	(20)	-	-	-	(20)
Adjusted Ebitda	5,819	1,139	(5)	687	7,640
Adjusted Ebitda margin	59.5%	43.0%	(1.2%)	-	59.4%
12M24					
Income (loss) before financial results and taxes	4,679	965	(12)	2,050	7,682
Depreciation and amortization	1,059	13	-	-	1,072
Ebitda	5,738	978	(12)	2,050	8,754
Costs of subsidiary acquisition	10	-	-	-	10
Impairment reversal	(45)	-	-	-	(45)
Disposal of subsidiary	(16)	-	-	-	(16)
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	(1,336)	(1,336)
Adjusted Ebitda	5,687	978	(12)	714	7,367
Adjusted Ebitda margin	60.4%	64.3%	(4.2%)	-	65.7%
Change					
Income (loss) before financial results and taxes	(219)	161	7	(1,363)	(1,414)
Depreciation and amortization	320	-	-	-	320
Ebitda	101	161	7	(1,363)	(1,094)
Costs of subsidiary acquisition	(10)	-	-	-	(10)
Impairment reversal	45	-	-	-	45
Disposal of subsidiary	(4)	-	-	-	(4)
Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	1,336	1,336
Adjusted Ebitda	132	161	7	(27)	273
Adjusted Ebitda margin	(0.9 p.p.)	(21.3 p.p.)	3.0 p.p.	-	(6.3 p.p.)

Between 2025 and 2024, **Adjusted Ebitda** increased R\$ 273 million (3.7%) from R\$ 7,367 million in 2024 to **R\$ 7,640 million in 2025**. The variation was a consequence of the following positive effects: (i) R\$ 161 million (16.5%) from the energy transmission segment; (ii) R\$ 132 million (2.3%) in the electric energy generation and sales from the Company's portfolio segment; and (iii) R\$ 7 million derived from the energy trading segment. These positive impacts were offset by the negative effect: (iv) of R\$ 27 million (3.8%) due mainly to the reduction of the percentage stake held in the jointly controlled subsidiary - TAG.

The transmission segment had a positive impact on EBITDA, with the following main effects: (i) R\$ 99 million increase in revenue from remuneration of contract assets; (ii) R\$ 59 million positive effect due to the expected review of the investment structure and the rate of return on capital, resulting in changes to future RAP values; (iii) R\$ 5 million increase in the O&M margin (O&M RAP, net of costs); (iv) R\$ 18 million in other costs, sales expenses, general and administrative expenses, and other operating expenses, net; and mitigated by the decrease of (v) R\$ 28 million in construction results, given the progress of the work conducted.

The electricity generation and sale segment, indicated in item (ii) above, had a positive impact on Ebitda, with the following positive effects: (i) R\$ 550 million from the combination of changes in the amount of energy sold and the average net sales price; (ii) a decrease of R\$ 306 million in energy purchases; (iii) a reduction of R\$ 39 million in royalties; (iv) R\$ 10 million from the additional booking of the renegotiation of hydrological risk; and (v) R\$ 31 million related to other operating and administrative revenues, costs, and expenses.

Adjusted Ebitda¹ | R\$ million



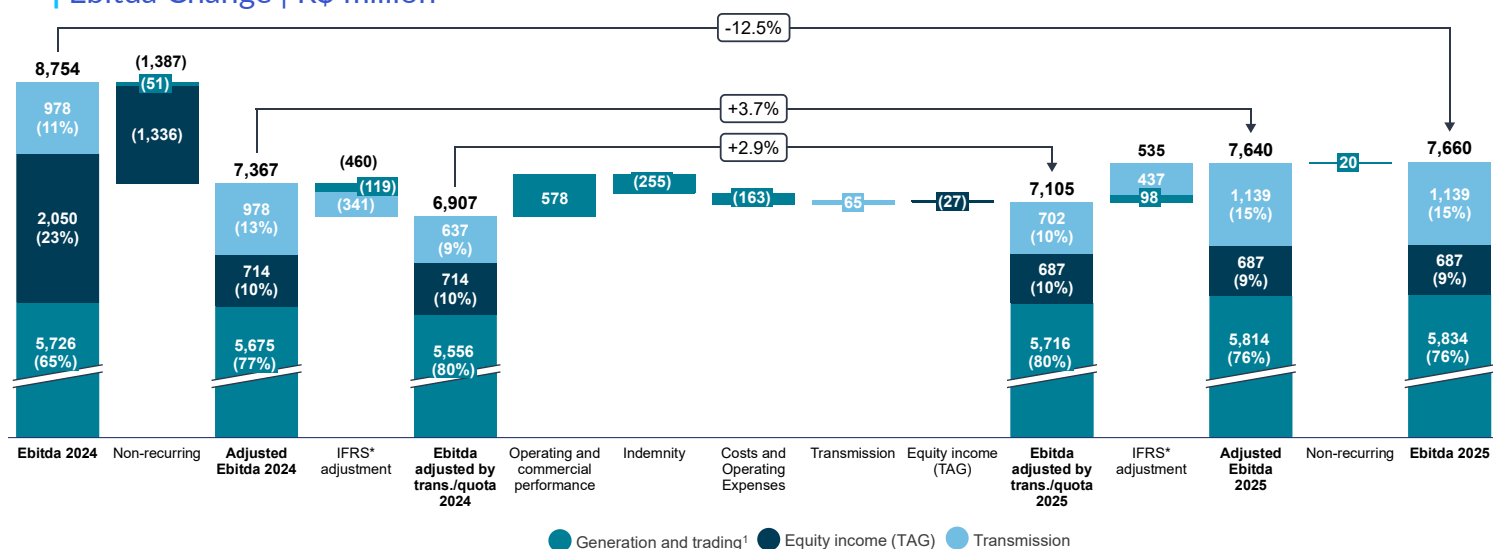
¹ Adjusted Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial results + depreciation and amortization + impairment + non recurrent effects.

These effects were mitigated by the negative impact of the following factors: (vi) R\$ 288 million negative impact on transactions in the short-term market; (vii) R\$ 255 million reduction in indemnity revenues; (viii) R\$ 98 million of charges for use of the electric energy network and connection; (ix) R\$ 72 million increase in the cost of materials and third party services; (x) R\$ 59 million in insurance premiums; (xi) increase of R\$ 24 million in selling, general and administration expenses; and (xii) reduction of R\$ 8 million in remuneration revenue and monetary restatement of concession assets of the Jaguará and Miranda Hydropower plants.

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

(in R\$ million)	4Q25	4Q24	Chg. (%)	12M25	12M24	Chg. (%)
Recurrent net income	727	1,090	(33.3)	2,858	4,303	(33.6)
(+) Income tax and social contribution	107	148	(27.7)	768	1,403	(45.3)
(+) Net financial result	645	447	44.3	2,642	1,976	33.7
(+) Depreciation and amortization	384	288	33.3	1,392	1,072	29.9
Ebitda	1,863	1,973	(5.6)	7,660	8,754	(12.5)
Non-recurrent effects						
(+) Subsidiary acquisition costs	-	-	-	-	10	(100.0)
(-) Impairment reversal, net	-	(14)	(100.0)	-	(45)	(100.0)
(+) Disposal of subsidiary	-	(25)	(100.0)	(20)	(16)	25.0
(+) Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary	-	-	-	-	(1,336)	(100.0)
Adjusted Ebitda	1,863	1,934	(3.7)	7,640	7,367	3.7
Statutory transmission Ebitda (IFRS)	(232)	(279)	(16.8)	(1,139)	(978)	16.5
Regulatory transmission Ebitda (RAP)	195	147	32.7	702	637	10.2
Statutory quota holders Ebitda (IFRS)	(185)	(207)	(10.6)	(798)	(784)	1.8
Regulatory quota holders Ebitda	179	171	4.7	700	665	5.3
Ebitda adjusted by transmission and quota effects	1,820	1,766	3.1	7,105	6,907	2.9

Ebitda Change | R\$ million



* IFRS: International Financial Reporting Standards.

¹ Considering the result from generation and trading segments.

Financial Result

(in R\$ million)	4Q25	4Q24	Chg. (R\$)	12M25	12M24	Chg. (R\$)
Income from financial investments	153	116	37	647	543	104
Other financial income	-	17	(17)	82	79	3
Total financial income	153	133	20	729	622	107
Debt:						
Interest	(473)	(230)	(243)	(1,644)	(998)	(646)
Monetary restatement	(152)	(222)	70	(847)	(784)	(63)
Other financial expenses, net	(36)	92	(128)	(263)	(61)	(202)
Total financial expenses	(661)	(360)	(301)	(2,754)	(1,843)	(911)
Concessions payable (Use of Public Asset):						
Monetary restatement	(16)	(96)	80	(131)	(261)	130
Present value restatement	(121)	(124)	3	(486)	(494)	8
Total concession payable expenses (Use of Public Asset)	(137)	(220)	83	(617)	(755)	138
Financial result	(645)	(447)	(198)	(2,642)	(1,976)	(666)

Financial Income: in 4Q25, the Company posted a financial income of R\$ 153 million, R\$ 20 million or 15.0% greater than the R\$ 133 million reported in 4Q24, mainly due to the increase of R\$ 37 million in revenue from financial investments. Growth was driven in large part by the increase in the average balance of financial investments in the periods under review and the growth in CDI.

When comparing the two fiscal years, financial income increased R\$ 107 million (17.2%) from R\$ 622 million in 2024 to R\$ 729 million in 2025 mainly due to increased income from financial investments of R\$ 104 million. Growth was driven in large part by the higher average balances of financial investments in the periods under review and growth in CDI.

Financial Expenses: financial expenses in 4Q25 were R\$ 661 million, that is, R\$ 301 million or 83.6% superior to the R\$ 360 million reported in 4Q24. The principal variations were due to the increase of R\$ 173 million on debt between quarters under analysis due to: (i) an increase of R\$ 243 million of interest on debt and the result of the Company's 13th, 14th and 15th debenture issuances which took place in October 2024, March 2025 and July 2025, respectively and the growth in CDI and TJLP between the periods, attenuated by: (ii) a decrease of R\$ 70 million relative to monetary restatement set against a backdrop of a reduction in inflationary indices between periods. Worthy of note is that in addition to the increase in interest on debt recorded in the result, there was a reduction of R\$ 55 million (31.5%) in the capitalization of fixed assets due to the entry into operation of the Serra do Assuruá Wind Complex and progress in work on the Assú Sol Photovoltaic Complex.

From the annualized point of view, expenses increased from R\$ 1,843 million in 2024 to R\$ 2,754 million in 2025, or R\$ 911 million (49.4%), mainly due to the increase of R\$ 709 million in debt between the years analyzed, a reflection of: (i) an increase of R\$ 646 million in interest on debt, due to the Company's 13th, 14th, and 15th debenture issuances in October 2024, March 2025, and July 2025, respectively, and the growth of the CDI and TJLP between the periods; and (ii) R\$ 63 million in monetary restatement due to raising of further additional inflation-linked debt.

Concession expenses payable (Use of Public Assets): concession expenses payable decreased by R\$ 83 million (37.7%), reaching R\$ 137 million in 4Q25, compared to R\$ 220 million in 4Q24, in large by virtue of a decrease of R\$ 80 million in monetary restatement, mainly a result of the reduction in IGPM and IPCA.

On the basis of a year-on-year comparison, there was a reduction of R\$ 138 million, or 18.3%, from R\$ 755 million in 2024 to R\$ 617 million in 2025, substantially due to a R\$ 130 million reduction in monetary restatement, mainly driven by the decrease in the IPCA and IGPM between the years.

Income Tax and Social Contribution

Income tax and social contribution calculated for 4Q25 was R\$ 107 million, a reduction of R\$ 41 million (27.7%) compared to the same quarter of 2024, which was R\$ 148 million. The variation was mainly due to the reduction in pre-tax profit. **For the full annual periods**, these expenses decreased by R\$ 635 million (45.3%), from R\$ 1,403 million in 2024 to **R\$ 768 million in 2025**. The variation was mainly due to the sale of an equity interest in a jointly controlled company in 2024.

Excluding non-recurring effects, expenses with income tax and social contribution decreased by R\$ 32 million (23.0%) and R\$ 186 million (19.6%), respectively, between the quarters and years analyzed.

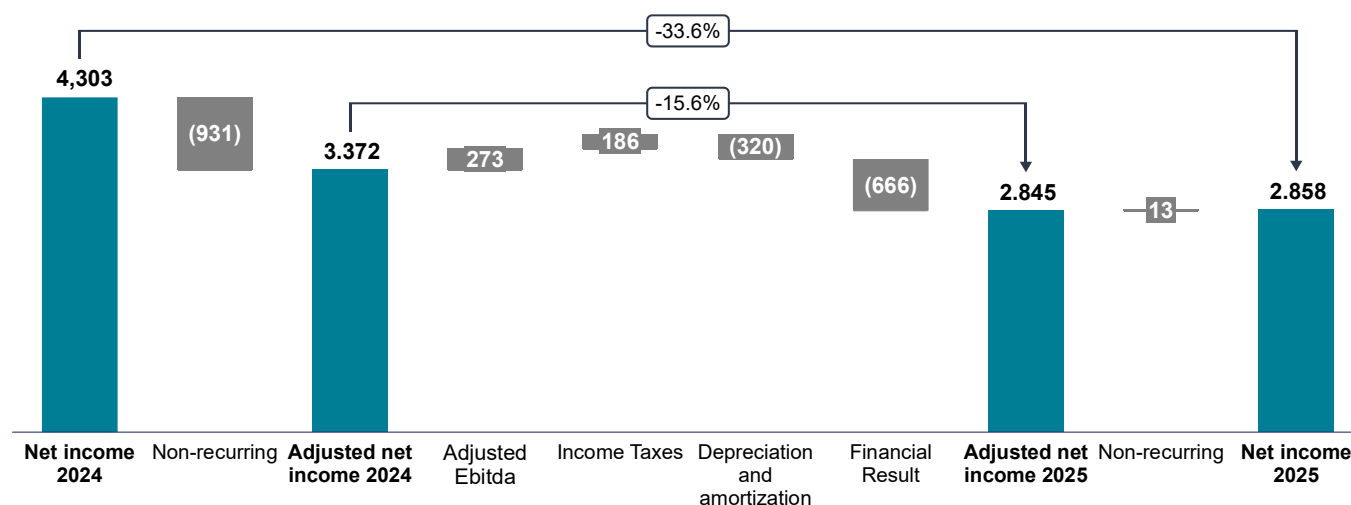
Net Income

Net income for 4Q25 was R\$ 727 million, R\$ 363 million or 33.3% down on the R\$ 1,090 million reported in the same quarter of the previous year. This decrease is a result of the combination of the following effects: (i) a negative effect of R\$ 198 million from net financial results; (ii) an increase of R\$ 96 million in depreciation and amortization; (iii) a reduction of R\$ 71 million in adjusted Ebitda; and (iv) a variation in non-recurring effects with a net negative impact of R\$ 30 million. These factors were attenuated by: (v) a R\$ 32 million reduction in income tax and social contribution based on recurring transactions. Excluding non-recurring effects, net income fell R\$ 333 million (31.4%) between the compared quarters.

On an annual basis, **net income** declined from R\$ 4,303 million in 2024 to **R\$ 2,858 million in 2025, a difference of R\$ 1,445 million, or a 33.6% reduction**. This was the result of the combination of the following effects: (i) variation in non-recurring effects, with a net negative impact of R\$ 918 million, substantially due to the sale of the stake in TAG; (ii) the negative impact of R\$ 666 million from net financial results; (iii) an increase of R\$ 320 million in depreciation and amortization; mitigated by (iv) an increase of R\$ 273 million in adjusted Ebitda; and (v) a reduction of R\$ 186 million in income tax and social contribution, considering recurring transactions. Excluding non-recurring effects, net income decreased by R\$ 527 million (15.6%) between compared years.

38

| Net Income Change | R\$ million

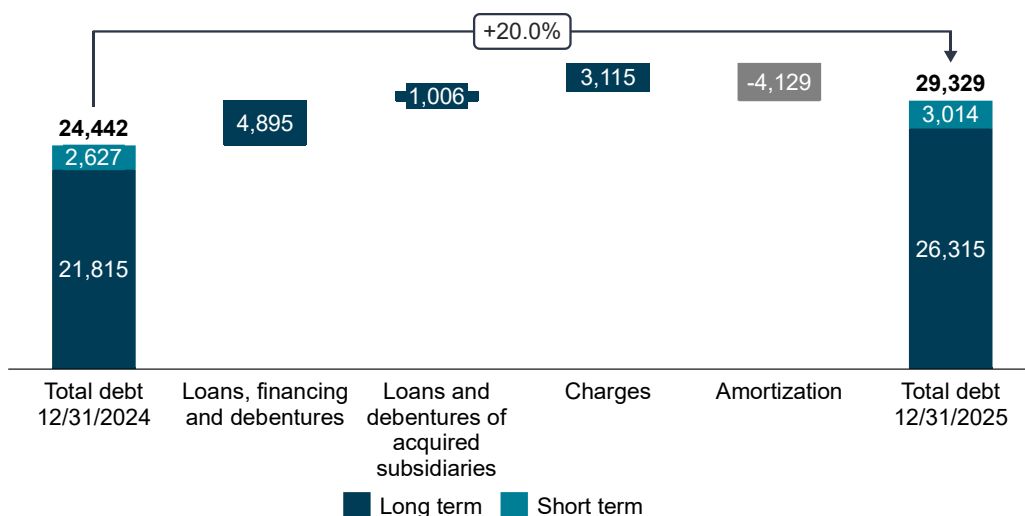


Debt

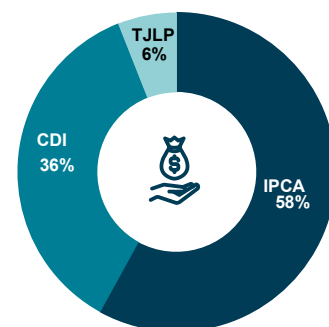
As of December 31, 2025, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totaled R\$ 29,329 million – an increase of 20.0%** (R\$ 4,887 million) compared to the position as of December 31, 2024. The **average debt maturity** at the end of the 4Q25 was **7.2 years**.

The variation in Company's debt is mainly related to the combination of the following factors during the 2025 full year: (i) R\$ 4,086 million from debenture issuances; (ii) 809 million of loans and financing for the construction of new projects; (iii) R\$ 1,006 million in inflow of loans and debentures from subsidiaries acquired; (iv) generation of R\$ 3,115 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (v) R\$ 4,129 million in amortization of loans, financing, debentures, and preferred shares.

| Total Debt Change | R\$ million



| Debt Breakdown



39

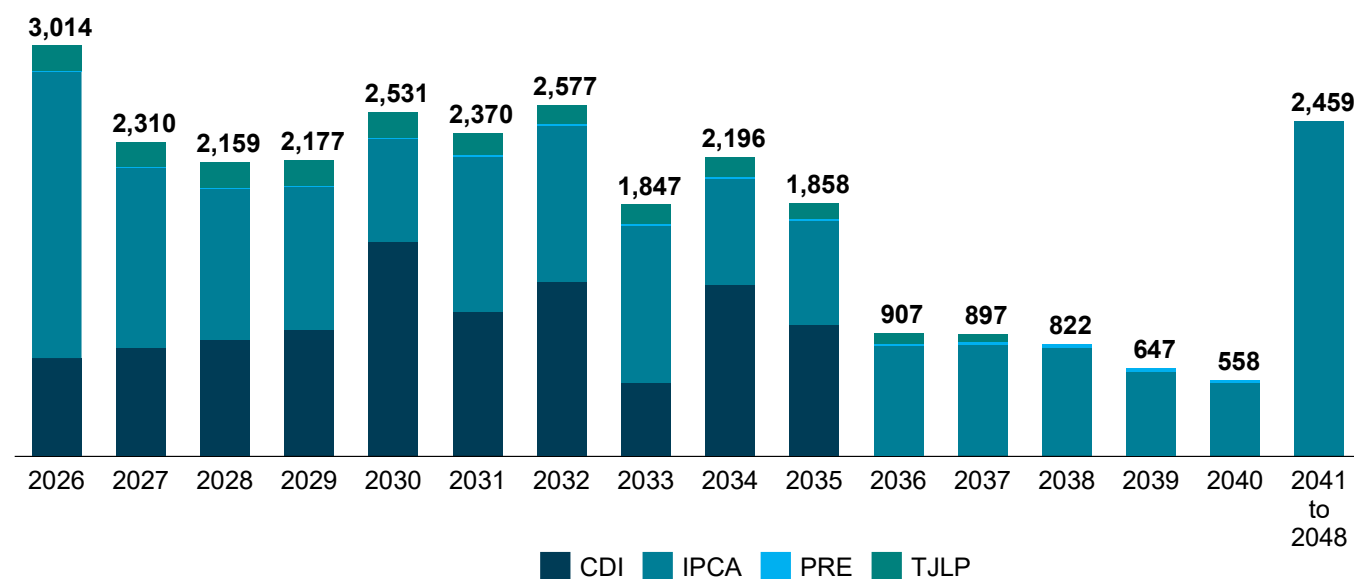
The average weighted nominal cost of debt at the end of 4Q25 was **11.4%** – equivalent to IPCA + 6.8% – 0.9 p.p. higher than recorded at the end of the 4Q24 (10.5% – equivalent to IPCA + 5.4%).

On December 31, 2025, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 25,514 million, an increase of 26.8%** compared to the end of 4Q24.

| Net Debt

(in R\$ million)	12/31/2025	12/31/2024	Chg. %
Gross debt	29,149	24,135	20.8
Result of hedge operations	181	307	(41.2)
Deposits earmarked for the payment of debt	(457)	(357)	28.0
Cash and cash equivalents	(3,359)	(3,959)	(15.2)
Total net debt	25,514	20,126	26.8
Net debt/Adjusted Ebitda last 12 months	3.3X	2.7X	

| Maturity Term Loans | R\$ million



Capital Expenditures

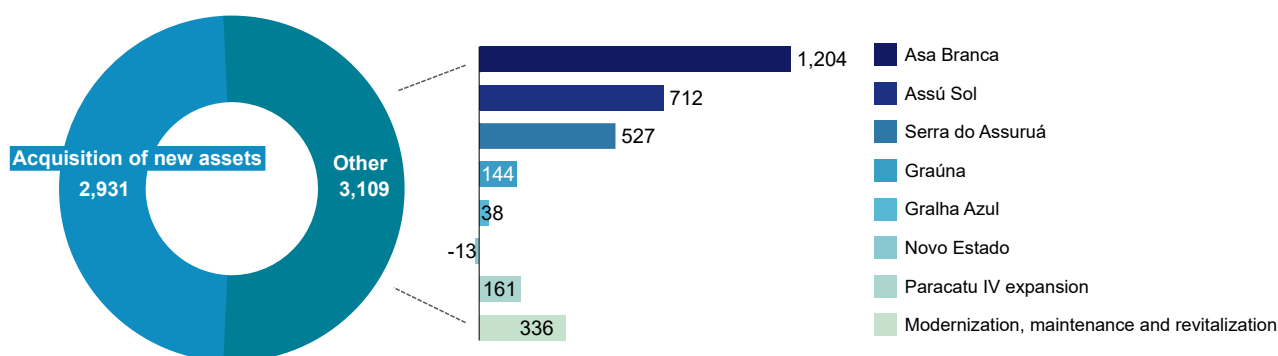
Total investments at ENGIE Brasil Energia in 4Q25 reached R\$ 627 million, of which: (i) R\$ 3 million paid as a supplement to the acquisition of a corporate stake in the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii) R\$ 516 million in the construction of new projects, including: R\$ 197 million in Asa Branca Transmission System, R\$ 120 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex, R\$ 95 million in the implementation of the Serra do Assuruá Wind Complex, R\$ 73 million in Graúna Transmission System, R\$ 21 million in the execution of the reinforcement of the Ponta Grossa Substation, part of Gralha Azul Transmission System, and R\$ 10 million in the expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Plant; (iii) R\$ 72 million were allocated to the revitalization of the generating complex, mainly in hydroelectric and solar plants; and (iv) R\$ 36 million in modernization projects: R\$ 35 million at the Jaguará Hydroelectric Plant, R\$ 2 million at the Ponte de Pedra Hydroelectric Plant and -R\$ 1 million resulting from adjustments to advances and provisions incurred during the execution of improvements at the Salto Osório Hydroelectric Plant.



40

In the full year of 2025, ENGIE Brasil Energia's investments reached R\$ 6,040 million, of which: (i) R\$ 2.931 million relating to the acquisition of new assets, being: (i.i) R\$ 2,944 million in the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão Hydroelectric Plants — R\$ 2,286 million paid to the seller upon closing the transaction as an adjusted purchase price and the assumption of R\$ 658 million in net debt (total debt less cash and restricted deposits) —; (i.ii) a reduction of R\$ 16 million corresponding to the adjustment of the final value in the acquisition of the photovoltaic plants, after completion of the incorporation report; and (i.iii) R\$ 3 million in additional investment in the acquisition of a stake in the Serra do Assuruá Wind Complex; (ii) R\$ 2,773 million applied to the construction of new projects: R\$ 1,204 million in Asa Branca Transmission System, R\$ 712 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex, R\$ 527 million in the implementation of the Serra do Assuruá Wind Complex, R\$ 144 million in Graúna Transmission system, R\$ 38 million in the execution of the reinforcement of the Ponta Grossa Substation, part of Gralha Azul Transmission system, R\$ 161 million in the expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Plant, and -R\$ 13 million in Novo Estado Transmission system, resulting from a successful tax action, causing a reduction in the total capex of the project; (iii) R\$ 254 million allocated to the revitalization of the generating complex, mainly hydroelectric and solar plants; and (iv) R\$ 82 million allocated to modernization projects: R\$ 68 million at the Jaguará Hydroelectric Plant, R\$ 4 million at the Ponte de Pedra Hydroelectric Plant and R\$ 10 million at the Salto Osório Hydroelectric Plant.

| 2025 Capital Expenditures | R\$ million



Dividends and Interest on Shareholders' Equity

ENGIE Brasil Energia's Board of Directors, at the meeting of August 7, 2025, approved the credit of **interim dividends** based on the financial statements raised on June 30, 2025 in the amount of **R\$ 719.2 million (R\$ 0.88143194897 per share)**, representing a payout of 55% of distributable net income for the first half of 2025. The Company's shares were traded ex-dividends as from August 22, 2025. The payment was made on December 23, 2025.

Subsequently, at the Meeting of December 12, 2025, the distribution of **interest on shareholders' equity** for fiscal year 2025 of **R\$ 100.0 million (R\$ 0.08754276626 per share)** was approved. The ex-interest on shareholders' equity date was December 19, 2025 and the payout date will be decided by the Executive Board in due course.

In addition, the Meeting of February 25, 2026 approved the proposal for distribution of **mandatory and complementary dividends** for fiscal year 2025 of **R\$ 557.8 million (R\$ 0.48828975686 per share)**. The proposal mentioned is to be ratified by the Annual General Meeting – on which it is incumbent to decide the conditions for payout and crediting.

The total amount proposed for distribution of earnings in 2025 reached **R\$ 1.377,0 million (R\$ 1.20542677239 per share)**, equivalent to 55% of the adjusted net income, a **dividend yield of 4.2%**. The price per share already reflects the capital increase with bonus shares made in December 2025.

41

Commitment to Sustainable Development

Sustainable Management

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

All plants under the Company's responsibility adhere to Sustainable Management Policy, which covers the areas of Governance, Quality, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On December 31, 2025, out of the 133 plants installed in 14 states of Brazil's five regions, 11 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR ISO 45001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 65.6% of the total operated by the Company.

Journey for Climate

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

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

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

Highlights of the Quarter

- The annual call notice for inviting proposals was published for the **Women of Our Neighborhood** program, an initiative promoting female entrepreneurship. The value invested in the program surpasses R\$ 1.1 million, **R\$ 10 thousand being applied in each one of the 115 selected projects** in the regions where ENGIE and its partners carry on business. This year enterprises in 63 cities in 17 states were contemplated. As a means of underscoring the program's commitment to racial equity, at least 50% of all the successful projects were awarded to black women. In addition to the cash award to drive the business forward, each selected entrepreneur receives training in entrepreneurial management. The full list of winners can be found on the website www.engie.com.br/mulheres-do-nosso-bairro.
- Still on the theme of actions relating to corporate social responsibility, the **Goodwill Partners Program**, mobilizing companies from different sectors – including 15 from the energy sector itself – to act jointly on initiatives for generating income, education, health and culture, has completed its fourth year of activities with 70 active partners and more than R\$ 9 million mobilized since inception. This joint action reinforces the commitment to UNO's 17th Sustainable Development Goal, which is to incentivize partnerships for sustainable development.
- ENGIE Brasil Energia received **two important accolades during COP30 meeting** in Belém: ENGIE Brasil's **Suppliers Decarbonization Program** was one of seven case studies chosen to make up the Business Action Bank global platform based on an initiative of the WBCSD (World Business Council for Sustainable Development); ENGIE was among the companies celebrating their **inclusion in the three Sustainability Indices** of the Brazilian Stock Exchange, B3 – ISE B3, ICO2 B3, and IDIVERSA B3.
- The Company was also showcased in the 3rd edition of the **Intrapreneurship Award**, reinforcing its commitment to innovation and the development of high-impact solutions for the business, obtaining a prominent position in several categories: Sustainability Innovation (3rd place), Open Innovation (3rd place), Climate Urgency (3rd place), among others.
- The **1st Call Notice for Proposals for Water Use and Conservation**, launched this year by ENGIE Brasil Energia, selected five projects, with initiatives planned in the states of Bahia, Ceará, and Rio Grande do Norte, directly covering eight municipalities. There were 31 entries in this first edition, and each selected project will receive R\$ 15,000, totaling R\$ 75,000 in investments, which can later be replicated and amplified. The objective of the call notice is to promote initiatives focused on the protection, conservation, and recovery of water resources in the northeastern semi-arid region.



Sustainability Indices

Since 2012, it has been a practice of the Company to publish the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annual results presentations. The following table shows the indicators for 4Q25 X 4Q24.

| Sustainability Indices

Aspect	Theme	Unit of measurement	Performance 4Q25	Performance 4Q24	Change	Performance 12M25	Performance 12M24	Change
E	Emissions intensity by energy generation	tonCO ₂ e/MWh	0.0126	0.0154	-18.3%	0.0047	0.0054	-12.2%
	Emissions intensity by revenue	tCO ₂ e/million R\$	49.1	62.7	-21.7%	18.5	24.9	-25.7%
	Total emissions (Scope 1, 2 and 3)	Tons	167,952.0	205,111.6	-18.1%	237,548.4	279,748.2	-15.1%
	Water consumption intensity	m ³ /MWh	0.030	0.042	-29.4%	0.033	0.031	6.4%
	Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program ¹	People	23,739	26,480	-10.4%	94,005	122,251	-23.1%
S	Frequency rate - Direct employees + service providers	n° accid/million hours	0.820	0.453	0.37 p.p.	0.580	0.274	0.31 p.p.
	Frequency rate - Direct employees	n° accid/million hours	0.000	0.000	0.00 p.p.	0.000	0.00	0.00 p.p.
	Frequency rate - Service providers	n° accid/million hours	1.080	0.520	0.56 p.p.	0.680	0.31	0.37 p.p.
	% of employees formally trained	%	2.6%	5.0%	-2.4 p.p.	99.0%	99.5%	-0.5 p.p.
	Turnover rate	%	2.2%	3.9%	-1.7 p.p.	6.4%	9.1%	-2.7 p.p.
G	Voluntary turnover rate	%	1.3%	0.9%	0.4 p.p.	3.7%	2.6%	1.0 p.p.
	Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources	R\$	4,556,589	17,589,132	-74.1%	13,478,229	39,352,330	-65.7%
	Investments in Social Responsibility - Own Resources	R\$	1,305,468	1,303,648	0.1%	5,618,190	5,832,066	-3.7%
	Investment in Innovation	R\$	23,429,359	17,889,596	31.0%	63,132,148	58,504,570	7.9%
	Headcount	Employees	1,312	1,173	11.8%	1,312	1,173	11.8%
G	% of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001) ²	%	81.0%	85.3%	-4.3 p.p.	81.0%	85.3%	-4.3 p.p.
	% of women in the Company	%	31.7%	32.1%	-0.4 p.p.	31.7%	32.1%	-0.4 p.p.
	% of women in leadership positions	%	31.8%	31.4%	0.4 p.p.	31.8%	31.4%	0.4 p.p.
	% employees with disabilities	%	4.8%	5.1%	-0.3 p.p.	4.8%	5.1%	-0.3 p.p.

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

Capital Markets

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

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

Share Performance – EGIE3

In the final quarter of 2025, the Ibovespa reported an appreciation of 10.2%, reflecting a scenario of greater optimism in the domestic market. This performance was driven by a consistent inflow of foreign capital, expectations of a fresh cycle of cuts in Selic interest rates in 2026 and by good results of companies linked to sectors such as banks, energy and commodities. In addition, the favorable international outlook with signs of monetary easing in developed economies contributed to the increased appetite for Brazilian assets. Despite some sporadic volatility, the quarter witnessed the consolidation of the positive trend in the main stock index.

As for the year 2025 as a whole, the Ibovespa posted an historic performance accumulating an increase of 34.0%, the highest since 2016. During the year, the market closed the trading day at record prices on 32 occasions on the back of increased investor confidence and greater appetite for risk. The index peaked on December 4 at 164,455 points and despite reduced liquidity typical of the period, closed at 161,125 points on the final trading day of the year.

In the 4Q25, ENGIE Brasil Energia's shares appreciated by 8.2%. In the same period, the Electricity Sector Index (IEEX) and the Ibovespa presented positive performances of 13.3% and 10.2%, respectively.

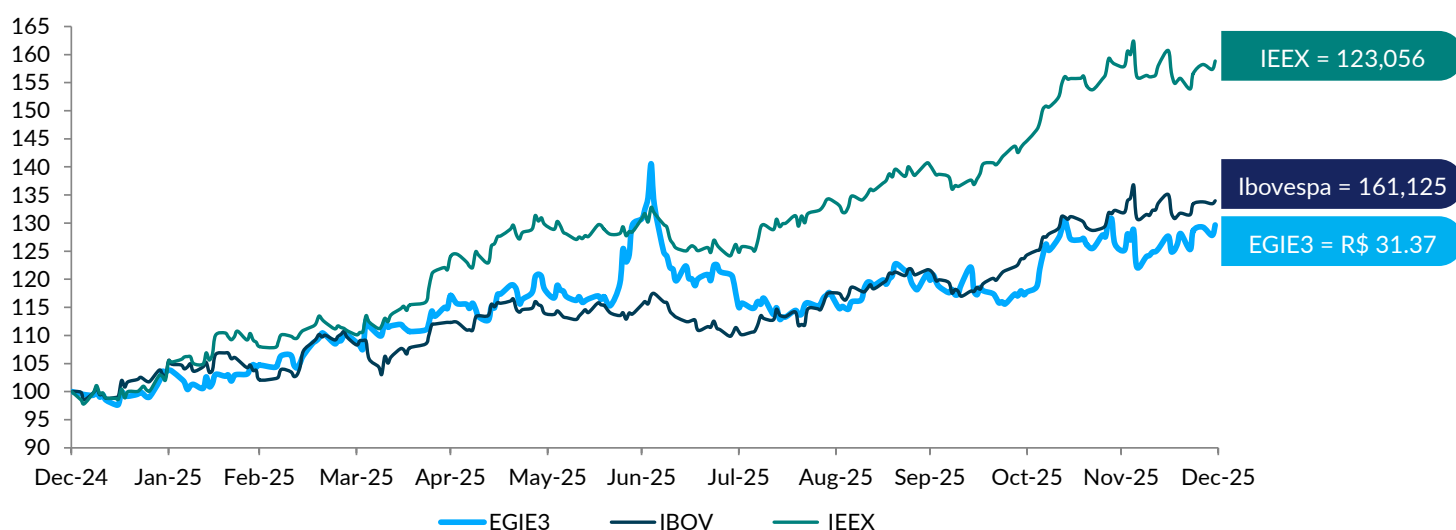
From the point of view of year to date, the Company's shares performed positively, rising 29.6% against an appreciation of 58.8% in the case of the IEEX and 34.0% when measured against Ibovespa performance.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 59.2 million in the 4Q25, 6.1% higher than in 4Q24 when the volume was R\$ 55.8 million.

On the last trading day in December 2025, the closing price of the Company's shares was R\$ 31.37/share, translating into a **market capitalization of R\$ 35.8 billion**.

44

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



ATTACHMENT 1

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET – ASSETS

(In thousands of R\$)	12/31/2025	12/31/2024
Current Assets	6,911,102	7,198,390
Cash and cash equivalents	3,358,552	3,958,758
Accounts receivables from clients	1,322,661	1,174,405
Credit of income tax and social contribution	517,755	490,704
Dividends receivable	12	-
Derivative financial instruments - hedge	-	54,670
Derivative financial instruments - trading	87,914	34,844
Restricted deposits	46,723	37,274
Concession financial assets	414,211	395,040
Contractual assets	783,178	646,028
Other current assets	375,519	402,090
Non current asset held for sale	4,577	4,577
Non Current Assets	48,401,807	42,913,911
Long Term Assets	13,309,044	11,387,786
Derivative financial instruments - hedge	44,323	55,305
Derivative financial instruments - trading	28,497	7,289
Restricted deposits	486,458	360,682
Deposits in court	92,677	72,591
Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation	36,899	43,234
Concession financial assets	3,160,294	3,070,039
Contractual assets	8,710,991	7,028,394
Other non current assets	748,905	750,252
Investments	1,155,320	1,250,625
Property, Plant and Equipment	28,182,030	24,857,228
Intangible	5,369,554	5,088,963
Right of use of leases	385,859	329,309
Total	55,312,909	50,112,301

ATTACHMENT 2

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET - LIABILITIES

(In thousands of R\$)	12/31/2025	12/31/2024
Current Liabilities	6,158,138	7,273,026
Suppliers	916,391	1,061,422
Dividends and interest on shareholder's equity	121,521	1,595,587
Loans and financing	1,419,136	911,871
Debentures	1,522,823	1,698,919
Redeemable preferred shares	22,873	10,142
Lease liabilities	49,492	38,459
Concessions payable (Use of Public Asset)	835,932	796,725
Tax and social contribution obligations payable	204,438	323,212
Other fiscal and regulatory obligations	165,011	142,120
Labor obligations	161,375	130,989
Derivative financial instruments - trading	87,336	29,139
Provision	5,838	5,819
Obligations related to retirement benefits	39,746	32,284
Other current liabilities	606,226	496,338
Non Current Liabilities	35,240,278	30,558,877
Loans and financing	13,753,916	12,931,409
Debentures	11,963,481	8,105,450
Redeemable preferred shares	466,375	477,145
Lease liabilities	380,960	315,538
Concessions payable (Use of Public Asset)	4,356,835	4,572,379
Derivative financial instruments - trading	26,674	6,986
Provision	702,793	598,429
Obligations related to retirement benefits	215,828	231,977
Deferred income taxes and social contribution	2,762,822	2,519,353
Other non current liabilities	610,594	800,211
Shareholders' Equity	13,914,493	12,280,398
Share capital	6,863,707	4,902,648
Capital reserve	(176,543)	(176,543)
Net income reserves	5,682,218	6,386,073
Additional dividends	525,890	348,033
Adjustment on fixed asset	(137,544)	(193,510)
Non controlling interests	1,156,765	1,013,697
Total	55,312,909	50,112,301

ATTACHMENT 3

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED INCOME STATEMENTS

(In thousands of R\$)	4Q25	4Q24	Chg. %	12M25	12M24	Chg. %
Net Operational Revenue	3,417,629	3,270,906	4.5	12,860,075	11,218,635	14.6
Operational Costs	(1,977,004)	(1,674,952)	18.0	(6,853,514)	(5,112,053)	34.1
Electric power purchases	(483,267)	(446,074)	8.3	(1,392,681)	(1,563,232)	-10.9
Transactions in the short term energy market	(136,389)	(79,713)	71.1	(439,469)	(133,521)	229.1
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(212,628)	(181,859)	16.9	(804,182)	(706,434)	13.8
Financial compensation for use of hydro resources (royalties)	(63,256)	(53,346)	18.6	(186,302)	(224,602)	-17.1
Personnel	(86,235)	(64,821)	33.0	(294,324)	(254,733)	15.5
Materials and third-party services	(171,353)	(195,291)	-12.3	(583,751)	(514,365)	13.5
Depreciation and amortization	(374,534)	(278,871)	34.3	(1,350,328)	(1,031,423)	30.9
Insurance	(65,320)	(35,772)	82.6	(181,028)	(121,585)	48.9
Constitution of operating provisions, net	4,854	3,678	32.0	(17,203)	8,495	-302.5
Cost of implementing transmission infrastructure	(369,437)	(316,661)	16.7	(1,500,771)	(462,567)	224.4
Others	(19,439)	(26,222)	-25.9	(103,475)	(108,086)	-4.3
Gross Income	1,440,625	1,595,954	-9.7	6,006,561	6,106,582	-1.6
Operating Income (Expenses)	(117,937)	(129,216)	-8.7	(425,640)	861,354	-149.4
Selling, general and administrative expenses	(139,797)	(147,330)	-5.1	(519,381)	(508,070)	2.2
Reversal of provision for reduction in the Impairment, net	-	14,104	-100.0	-	45,061	-100.0
Disposal of subsidiary and equity interest in a jointly controlled company	-	25,095	-100.0	20,309	1,352,048	-98.5
Other operating revenues (expenses), net	21,860	(21,085)	-203.7	73,432	(27,685)	-365.2
Result of corporate participations	155,520	218,532	-28.8	687,404	714,115	-3.7
Equity income	155,520	218,532	-28.8	687,404	714,115	-3.7
Income Before Financial Result and Taxes	1,478,208	1,685,270	-12.3	6,268,325	7,682,051	-18.4
Net Financial Result	(645,447)	(447,203)	44.3	(2,641,807)	(1,976,080)	33.7
Financial income	152,998	133,316	14.8	729,335	622,113	17.2
Financial expenses	(661,736)	(361,104)	83.3	(2,754,420)	(1,842,511)	49.5
Concession payable expenses (Use of Public Asset)	(136,709)	(219,415)	-37.7	(616,722)	(755,682)	-18.4
Income Before Taxes	832,761	1,238,067	-32.7	3,626,518	5,705,971	-36.4
Income tax	(73,263)	(83,275)	-12.0	(542,142)	(983,859)	-44.9
Social contribution	(33,489)	(65,048)	-48.5	(226,457)	(419,271)	-46.0
Net Income for the Period	726,009	1,089,744	-33.4	2,857,919	4,302,841	-33.6
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	617,451	1,068,913	-42.2	2,582,841	4,279,349	-39.6
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol	108,558	20,831	421.1	275,078	23,492	1,070.9
Number of Ordinary Shares	1,142,298,836	1,142,298,836		1,142,298,836	1,142,298,836	
Net Income per Share	0.5405	0.9358	-42.2	2.2611	3.7463	-39.6

ATTACHMENT 4

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

(In thousands of R\$)	12M25	12M24
Cash Flow from Operating Activities		
Income before taxes on income	3,626,519	5,705,971
Reconciliation of net income with operating cash flow:		
Equity loss	(687,404)	(714,115)
Depreciation and amortization	1,392,171	1,072,024
Impairment, net	-	(45,061)
Interests and monetary variation	2,504,934	1,782,033
Concessions payable expenses	616,722	755,682
Sale of equity stake in a jointly controlled company	-	(1,336,133)
Subsidiary sale	(20,309)	(15,915)
Adjustments to market value of securities	105,343	(100,084)
Extension of the concession	(9,858)	-
Remuneration of financial concession asset	(491,296)	(498,797)
Contract asset remuneration	(1,033,621)	(934,643)
Unrealized losses on trading operations, net	3,607	11,622
Transmission infrastructure construction revenue	(1,509,763)	(499,463)
Losses due to construction inefficiency	117,939	3,231
Others	2,173	21,615
Adjusted Net Income	4,617,157	5,207,967
(Increase) reduction in assets		
Accounts receivables from clients	(119,000)	(51,716)
Tax credits recoverable	(36,913)	(36,878)
Deposits in court and restricted deposits	(40,035)	13,012
Financial concession asset	381,870	367,259
Contract assets	689,965	611,231
Other assets	82,323	83,398
(Reduction) increase in liabilities		
Suppliers	23,535	40,313
Fiscal and regulatory obligations	(2,709)	(18,822)
Labor obligations	30,387	(5,398)
Obligations related to retirement benefits	(48,677)	(45,078)
Other liabilities	25,421	374,443
Cash Generated from Operating Activities	5,603,324	6,539,731
Payment of interests on debt, net of hedge	(1,642,118)	(1,377,917)
Payment of income tax and social contribution	(615,695)	(1,007,572)
Cash from Operating Activities	3,345,511	4,154,242
Investments Activities	(3,679,998)	(5,910,504)
Dividends and interest on equity received, net of income tax	704,351	937,500
Acquisitions of subsidiaries	(2,286,053)	(2,361,046)
Cash and cash equivalents from acquired subsidiaries	242,397	271,494
Used in fixed assets and intangibles	(1,752,248)	(6,646,060)
Sale of a corporate stake in a jointly held subsidiary	-	2,766,468
Capital reduction in subsidiaries	234,313	-
Purchase price adjustment in the acquisition of subsidiaries	16,320	-
Payment of liabilities linked to acquisition of assets	(4,007)	(104,225)
Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs	20,309	52,679
Cash and cash equivalents from disposed subsidiaries	(10,308)	(19,873)
Payments of concessions payable (Use of Public Asset)	(844,068)	(806,480)
Others	(1,004)	(961)
Financing Activities	(265,719)	459,253
Inflow of debt instruments	4,895,264	4,016,631
Payment of debt instruments, net of hedge	(2,486,873)	(2,462,243)
Payment of dividends and interest on equity, gross of income tax	(2,741,349)	(1,133,999)
Debt servicing deposits	67,239	38,864
Increase in Cash and Cash Equivalents	(600,206)	(1,297,009)
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents		
Opening balance	3,958,758	5,255,767
Closing balance	3,358,552	3,958,758
Increase in Cash and Cash Equivalents	(600,206)	(1,297,009)
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents		
Dividends intended by subsidiaries and joint venture	704,363	612,500
Prescribed dividends and interest on equity	14,380	16,934
ICMS on energy sales	(114,326)	11,833
Measurement of obligations with retirement benefits	10,834	(123,726)
Credit of income tax and social contribution	(22,228)	153,306
Supplier's of fixed assets and intangibles	(309,170)	166,884
Dividend waiver from acquired subsidiaries	(48,971)	-
Payment of ineffective hedge (Supplier's of fixed assets and intangibles)	-	(106,336)
Write-off of investment due to the sale of equity interest in a joint venture company	-	(1,430,335)
Write-off of investment due to the disposal of subsidiary	-	(34,975)
Net assets of acquired subsidiaries	1,506,374	1,204,362
Contingent liabilities on the acquisition of a subsidiary	30,086	-

ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4Q25

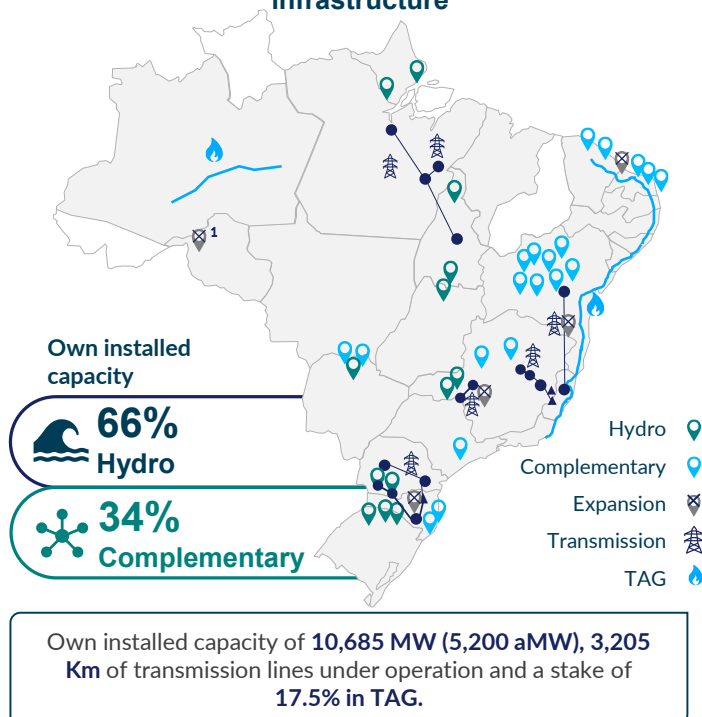


Corporate Overview

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

The market cap, as of December 31, 2025, was R\$ 35.8 billion, and the own installed capacity totaled **10,685 MW**, which comprises a generating complex of **133 plants**, of which 13 are hydroelectric power plants and 120 fired from complementary sources: one biomass-fired plant, 88 wind power plants, two small hydroelectric plants and 29 solar plants. In the transmission segment, the Gralha Azul, Novo Estado and Gavião Real Transmission Systems are in full operation and Graúna and Asa Branca in partial operation.

Balanced portfolio of business in energy infrastructure

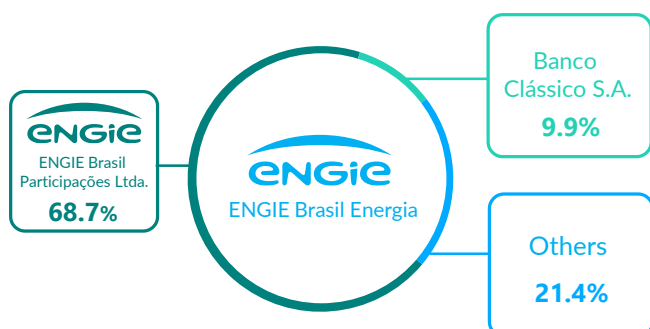


49



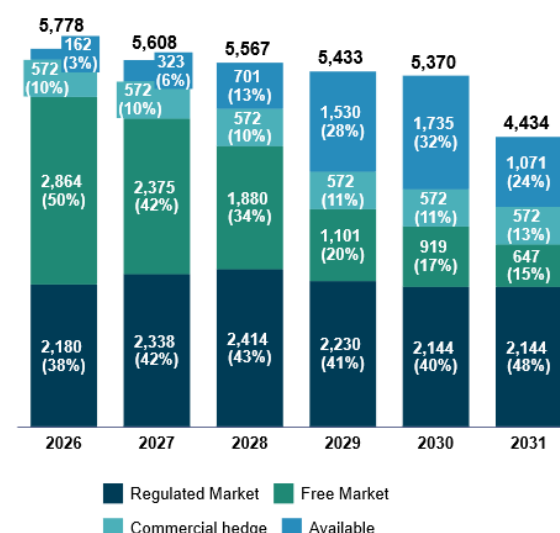
Ownership Structure

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



Energy Balance

Energy Balance (% of total; in aMW) | as of December 31, 2025



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3



ATTACHMENT 5

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

FACT SHEET 4Q25

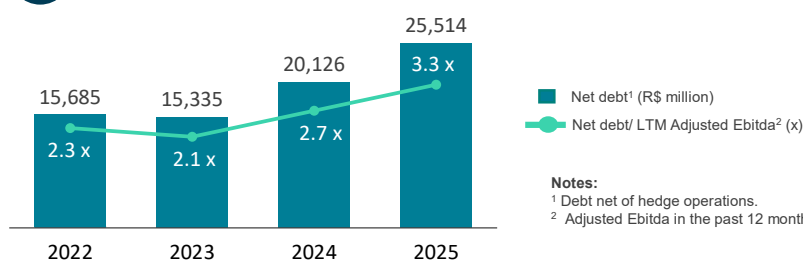
Consolidated (in R\$ million)	4Q25	4Q24	Chg.	12M25	12M24	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	3,418	3,271	4.5%	12,860	11,219	14.6%
Results from Operations (EBIT)	1,479	1,685	-12.2%	6,268	7,682	-18.4%
Adjusted Ebitda ¹	1,863	1,934	-3.7%	7,640	7,367	3.7%
Adjusted Ebitda by transmission and quota effects ²	1,820	1,766	3.1%	7,105	6,907	2.9%
Adjusted Ebitda / NOR - (%) ¹	54.5	59.1	-4.6 p.p.	59.4	65.7	-6.3 p.p.
Adjusted Net Income	727	1,060	-31.4%	2,845	3,372	-15.6%
Adjusted Return on Equity (ROE) ³	20.4	27.4	-7.0 p.p.	20.4	27.4	-7.0 p.p.
Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) ⁴	13.9	17.1	-3.3 p.p.	13.8	17.2	-3.4 p.p.
Gross Power Production (avg MW) ⁵	6,301	6,110	3.1%	5,491	6,173	-11.0%
Energy Sold (avg MW) ⁶	4,867	4,332	12.3%	4,559	4,106	11.0%
Average Net Sales Price (R\$/MWh) ⁷	210.66	224.93	-6.3%	213.18	220.79	-3.4%
Number of Employees - Total	1,350	1,210	11.6%	1,350	1,210	11.6%

Notes:

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

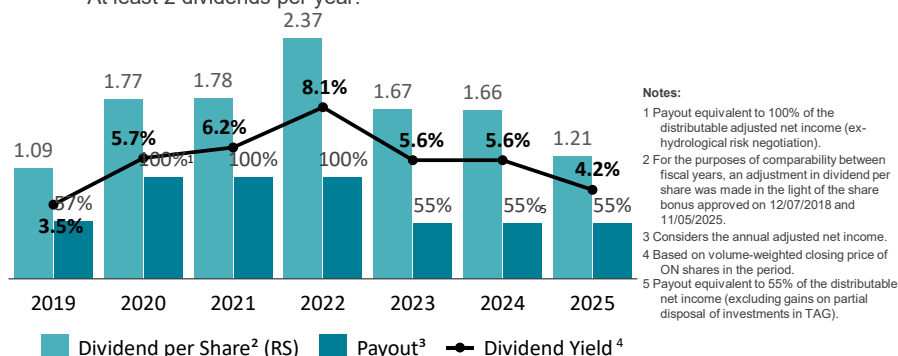


Indebtedness (R\$ million)



Dividend Policy

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

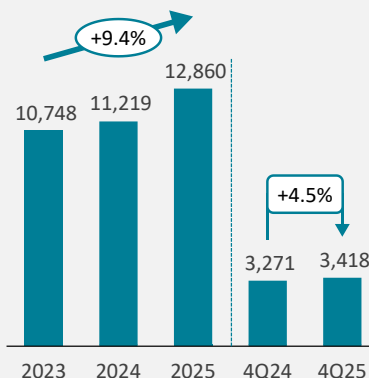


ISEB3

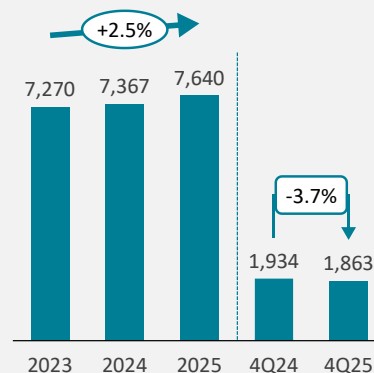
ICO2B3

IDIVERSA B3

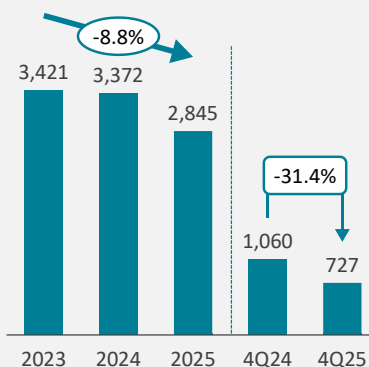
Net revenue (R\$ million)



Adjusted Ebitda (R\$ million)



Adjusted net income (R\$ million)



Investors Relations

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

