

# RELEASE DE RESULTADOS 3T25

ENGIE Brasil Energia S.A.



**Para Divulgação Imediata**  
Mais informações:

**Eduardo Sattamini**  
*Diretor-Presidente*

**Pierre Leblanc**  
*Diretor Financeiro e de Relações com Investidores*

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

[ri.brenergia@engie.com](mailto:ri.brenergia@engie.com)

**Videoconferência  
de resultados**

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

[Clique aqui](#) para acessar a transmissão

Visite nosso Website  
[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

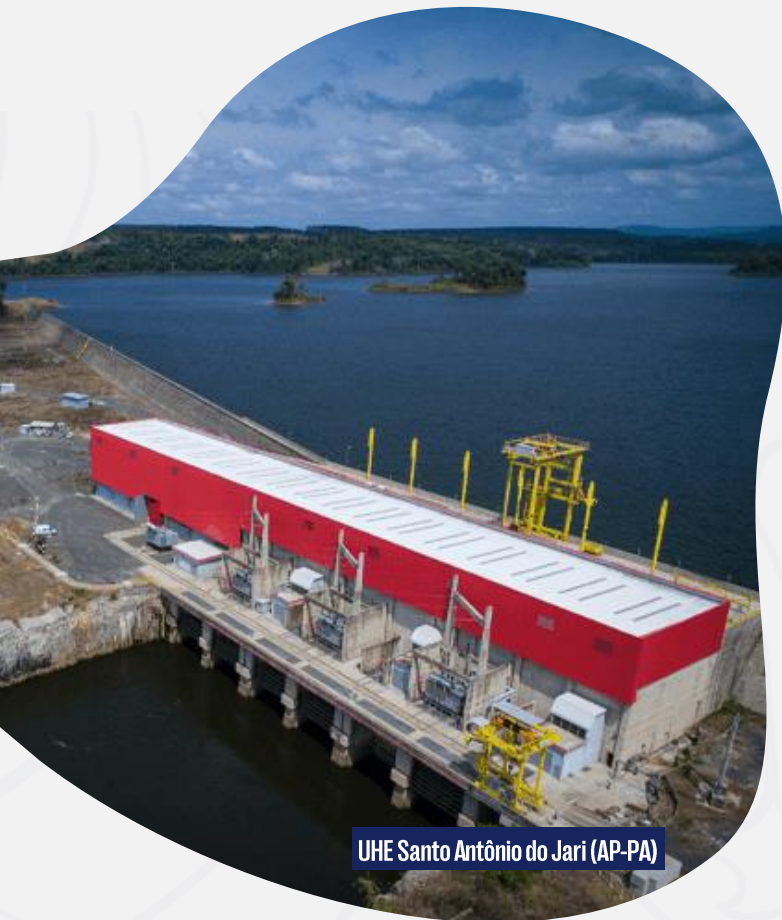
**IBOVESPA B3**

**ISEB3**

**IEE B3**



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



UHE Santo Antônio do Jari (AP-PA)

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

POR DENTRO DA

# EGIE3

20ª EDIÇÃO

28 de novembro

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

## DESTAQUES



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



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



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



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



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



No fim do 3T25, **165 dos 188 aerogeradores do Conjunto Eólico Serra do Assuruá**, na Bahia estavam em operação comercial e 23 em teste, o que corresponde a 846 MW instalados e comissionados.



O **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol** contava com **quatro das 16 centrais fotovoltaicas operando comercialmente e 12 em fase de teste**, ao fim do 3T25, totalizando 752 MWac em operação.



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

# Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

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

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

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

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

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

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

<sup>6</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.

<sup>7</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>8</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguará e Miranda).

<sup>9</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

## Eventos Subsequentes



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



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

### Importante

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

Conjunto Fotovoltaico Assu Sol (RN)



# Mensagem da Administração

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

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

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

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

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

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

UHE Salto Santiago (PR)



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

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

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

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

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

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

## Boa leitura!



**Eduardo Sattamini**  
Diretor-Presidente



**Pierre Leblanc**  
Diretor Financeiro e de Relações  
com Investidores



# Detalhamento dos Ativos da Companhia

## Ativos de Geração de Energia



No fim do 3T25, a ENGIE Brasil Energia contava com **10.581,3 MW de capacidade instalada**, operando um parque gerador de 12.281,0 MW, composto de 130 usinas, sendo 13 hidrelétricas e 117 de fontes renováveis complementares — central a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 127 pertencem integralmente à Companhia e três (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

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

### | Parque Gerador em 30 de setembro de 2025

| Usina                 | Tipo         | Localização             | Capacidade Instalada (MW) |                           | Vencimento da Concessão | Garantia física (MWm) Participação da Companhia |
|-----------------------|--------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------|
|                       |              |                         | Total                     | Participação da Companhia |                         |                                                 |
| Itá                   | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS)   | 1.450,0                   | 1.126,9                   | dez/32                  | 528,7                                           |
| Salto Santiago        | Hidrelétrica | Rio 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                     | jun/40                  | 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                     | mar/37                  | 127,6                                           |
| Total - Hidrelétricas |              |                         | 8.739,9                   | 7.040,2                   |                         | 3.576,6                                         |

| Usina                                  | Tipo     | Centrais geradoras <sup>1</sup> | Localização                  | Capacidade Instalada (MW) |                           | Vencimento da Autorização  | Garantia física (MWm) Participação da Companhia |
|----------------------------------------|----------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------|
|                                        |          |                                 |                              | Total                     | Participação da Companhia |                            |                                                 |
| Conjunto Serra do Assuruá <sup>2</sup> | Eólica   | 21                              | Gentio do Ouro (BA)          | 742,5                     | 742,5                     | nov/56                     | 366,4                                           |
| Conjunto Assú Sol <sup>3</sup>         | 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 <sup>4</sup>       | 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 <sup>5</sup> | 0,2                                             |
| Tubarão                                | Eólica   |                                 | Tubarão (SC)                 | 2,1                       | 2,1                       | não aplicável <sup>5</sup> | 0,3                                             |
| Tubarão 2                              | Eólica   |                                 | Tubarão (SC)                 | 4,2                       | 4,2                       | não aplicável <sup>5</sup> | 0,0                                             |
| Total - Complementares                 |          |                                 |                              | 3.541,1                   | 3.541,1                   |                            | 1.579,4                                         |

|       |          |          |         |
|-------|----------|----------|---------|
| Total | 12.281,0 | 10.581,3 | 5.156,0 |
|-------|----------|----------|---------|

<sup>1</sup> Para composição dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos.

<sup>2</sup> Conjunto composto por 24 centrais eólicas, das quais 21 em operação comercial integral em 30/09/2025.

<sup>3</sup> Conjunto composto por 16 centrais solares, das quais 4 em operação comercial integral em 30/09/2025.

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

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



## Ativos de Transmissão de Energia

| Ativos de Transmissão em Operação em 30 de setembro de 2025

| Linhas de Transmissão             | Localização                   | Extensão km    | RAP anual<br>(R\$ milhões) * | Subestações                            | Propriedade | Vencimento<br>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                  |
| <b>Total</b>                      |                               | <b>2.871,0</b> | <b>825,9</b>                 |                                        |             |                         |

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

## Ativos de Transporte de Gás



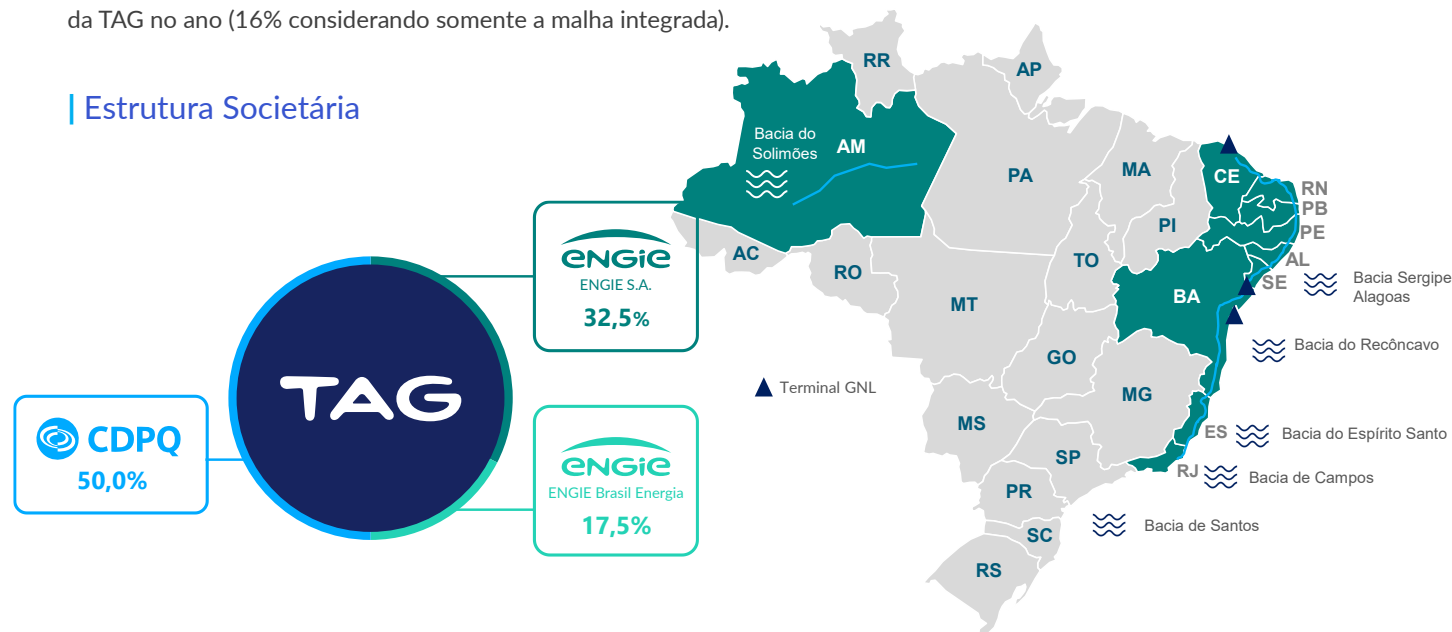
### Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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

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

A TAG encontra-se 100% contratada, via contratos legados de longo prazo com a Petrobras e um contrato de conexão para atendimento ao Polo Sergipe, na Região Nordeste, todos regulados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Além destes, a TAG assinou **534 contratos firmes em 2025 (55 ativos)**, que totalizaram um volume de 12,6 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade de transporte, em contratos de entrada e saída, representando cerca de 14% da receita total da TAG no ano (16% considerando somente a malha integrada).

### | Estrutura Societária



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

### | Projeto Concluído:

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

## Projeto em Implantação:

- **Ponto de saída Buriti**, no Amazonas, um novo ponto de saída, conectado à rede da distribuidora local e será implantado para atender à expansão da demanda termelétrica da região de Manaus, trazendo segurança energética e apoiando a descarbonização da região. **O projeto teve sua Autorização de Construção emitida em julho de 2025.** A previsão para conclusão é o segundo trimestre de 2026.

## Principais Projetos em Desenvolvimento:

- **Ponto de entrada Suape**, novo ponto de entrada, que permitirá a injeção de gás originário do Terminal de Regaseificação GNL no Porto de Suape, localizado em Ipojuca (PE).
- **Ponto de entrada Miranga**, novo ponto de entrada para conexão da nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Miranga, da Petroreconcavo, à rede da TAG, na Estação de Distribuição de Gás (EDG) Catu, em Pojuca (BA).
- **Estação de compressão Itajuípe**, localizada no trecho Norte do Gasene, para incrementar a capacidade de transporte atual em 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O projeto está listado no Novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).
- **Gasoduto dos Goytacazes (GASOG), conexão do terminal de regaseificação do Porto do Açú ao gasoduto Cabiúnas-Vitória**, com 45 km de extensão e 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade de transporte. O termo de compromisso para projeto conceitual foi aprovado no final de 2022.
- **Estocagem**: a TAG e a Origem Energia assinaram acordo não vinculante para desenvolvimento do primeiro projeto de estocagem de gás natural no Brasil. O investimento total, estimado para o projeto, quando viabilizado, será de aproximadamente US\$ 200 milhões, divididos em diferentes etapas. Na fase inicial, a capacidade de armazenamento será de 51 milhões de m<sup>3</sup>/ano. No longo prazo, a capacidade pode chegar a 500 milhões de m<sup>3</sup>/ano.

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

## Detalhamento dos Contratos

| Contrato/Trecho                  | Extensão (km) | Cliente   | Vencimento do Contrato <sup>1</sup> | Volumes Contratados (MM m <sup>3</sup> /dia) | % da Receita Operacional Líquida <sup>2</sup> | Índice de reajuste                      |
|----------------------------------|---------------|-----------|-------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Gasene                           | 1.400         | Petrobras | nov/33                              | 30,3                                         | 40,1%                                         | 46% Cesta IGP <sup>3</sup> ; 54% US PPI |
| Malha Nordeste                   | 2.100         | Petrobras | dez/25                              | 21,6                                         | 23,2%                                         | IGP-M                                   |
| Pilar-Ipojuca                    | 200           | Petrobras | nov/31                              | 15,0                                         | 6,3%                                          | IGP-M                                   |
| Urucu-Coari-Manaus               | 800           | Petrobras | nov/30                              | 6,7                                          | 29,7%                                         | 50% IGP-M; 50% IPCA                     |
| Conexão GNL Sergipe              | 25            | Eneva     | out/54                              | 14,0                                         | 0,5%                                          | 20% IGP-M; 80% IPCA                     |
| Lagoa Parda-Vitória <sup>4</sup> | 100           | Diversos  | dez/25                              | 0,3                                          | 0,2%                                          | 55% IGP-M; 45% IPCA                     |
| <b>Total</b>                     | <b>~4.600</b> |           |                                     | <b>87,9</b>                                  | <b>100,0%</b>                                 |                                         |

<sup>1</sup> Após o vencimento dos contratos, será iniciado um ciclo de revisão tarifária, estimado em 5 anos, que determinará a receita máxima permitida (RAP).

<sup>2</sup> Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

<sup>3</sup> 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

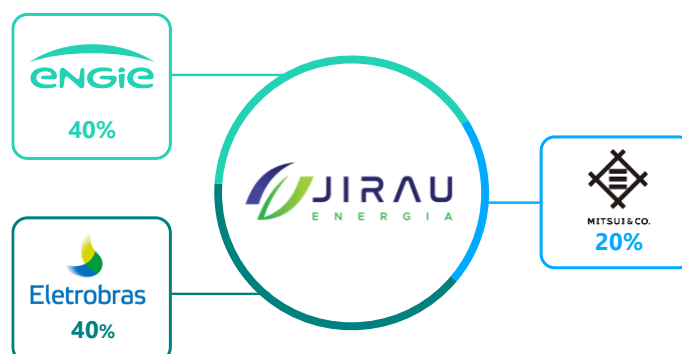
<sup>4</sup> Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.

## Expansão



### Jirau Energia - Rondônia.

A Jirau Energia é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia. A Usina Hidrelétrica Jirau conta com suas 50 unidades geradoras em operação desde novembro de 2016, totalizando **3.750 MW de capacidade instalada**.



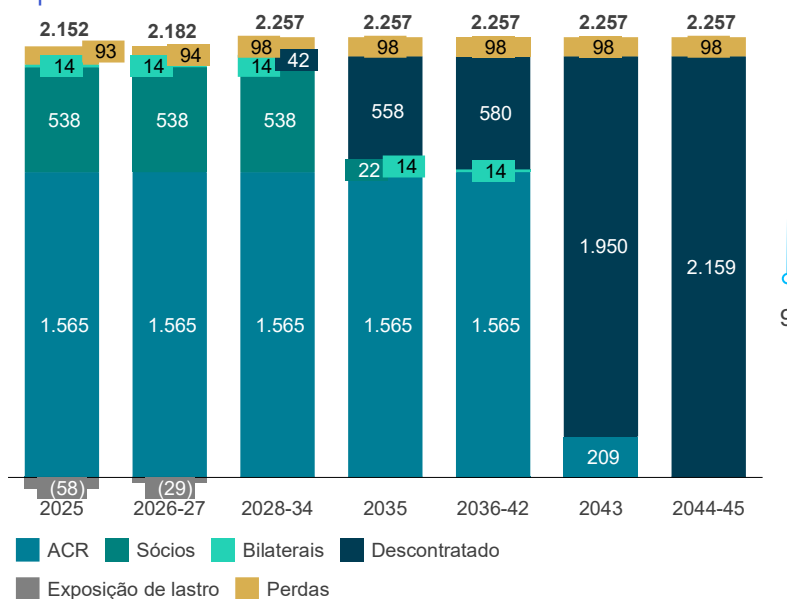
Em 20 de maio de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria nº 2.946, estabelecendo **os novos montantes de garantia física** para a Usina Hidrelétrica Jirau. Os valores definidos são de 2.222,6 MW médios para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MW médios para operação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

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

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

No 3T25, a Jirau Energia gerou 826 MW médios, 113,2% acima dos 387 MW médios gerados no 3T24, **atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 100%** no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). Do total gerado **no 3T25, 811 MW médios formam a parcela atribuída ao Brasil**, descontada a cota pertencente ao governo da Bolívia.

## 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.

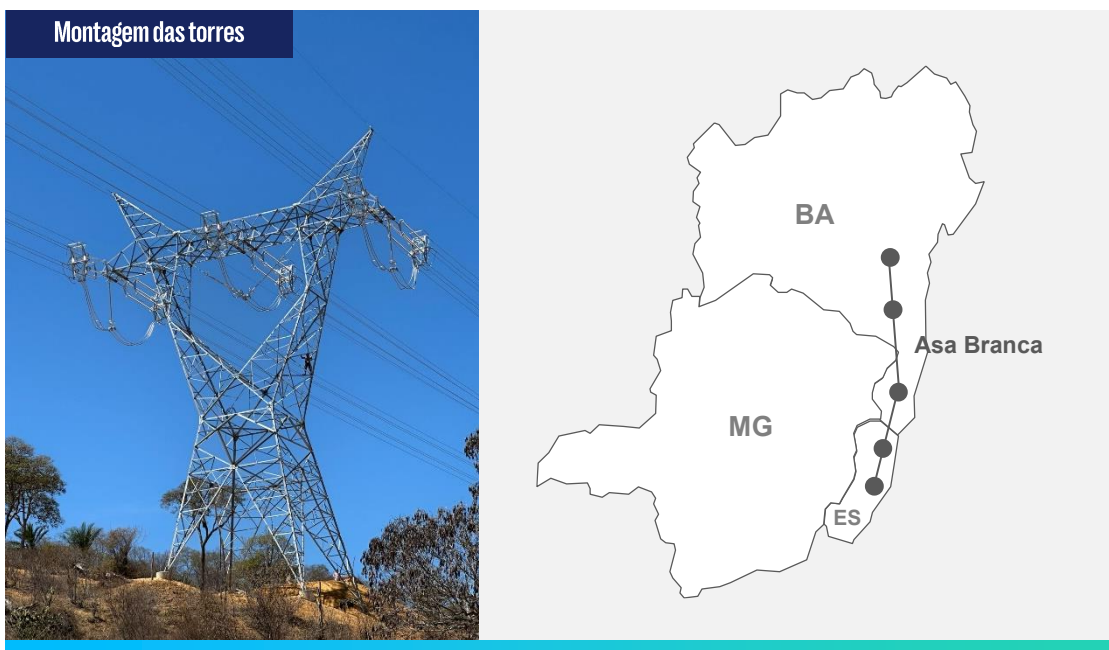
Em 24 de junho de 2025, foi **emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) a Licença Prévia** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas. No 3T25 foi protocolado o **pedido de Licença de Instalação** neste mesmo órgão.

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

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

| Lote         | Localização                          | RAP Contratada (R\$ milhões) <sup>1</sup> | Capex estimado Aneel (R\$ milhões) |
|--------------|--------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------|
| 5            | Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo | 282,7                                     | 2.667,0                            |
| <b>Total</b> |                                      | <b>282,7</b>                              | <b>2.667,0</b>                     |

<sup>1</sup> Valor na data-base de junho de 2025.



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

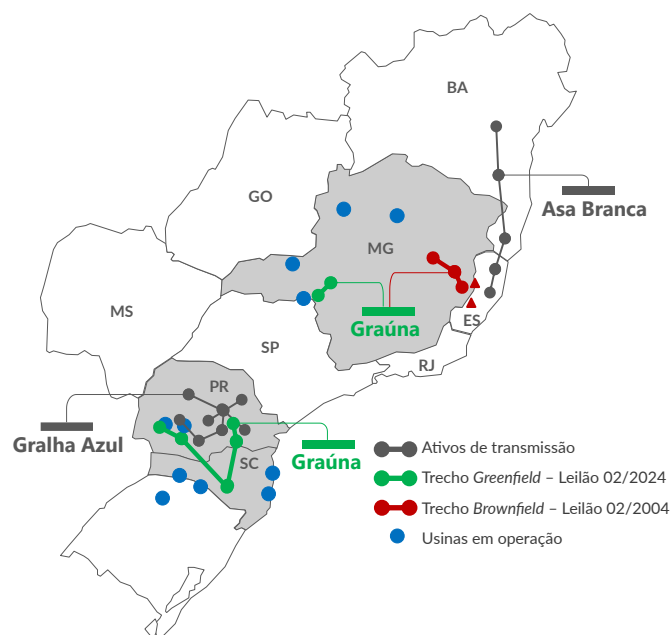
Arrematado no Leilão de Transmissão nº 02/2024, promovido pela Aneel, o Lote 1 foi denominado como Graúna e contempla a implantação de **seis novas linhas de transmissão, sendo uma delas um seccionamento, totalizando cerca de 732 quilômetros de extensão, além de duas novas subestações e cinco ampliações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

O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão é de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, que ocorreu em 9 de dezembro de 2024.

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

Em 18 de julho de 2025, a **Companhia assumiu a operação do trecho brownfield do projeto**, composto por 162 quilômetros de extensão e duas subestações, localizados nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Receita Anual Permitida (RAP) desse trecho é de R\$ 14,0 milhões, correspondente a aproximadamente 5% do total do projeto.

O prazo máximo para conclusão das obras é de 60 meses, com possibilidade de antecipação. O projeto apresenta sinergias 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<br>(R\$ milhões) <sup>1</sup> | Capex estimado Aneel<br>(R\$ milhões) |
|--------------|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------|
| 1            | Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo | 268,3                                        | 2.933,6                               |
| <b>Total</b> |                                                                  | <b>268,3</b>                                 | <b>2.933,6</b>                        |

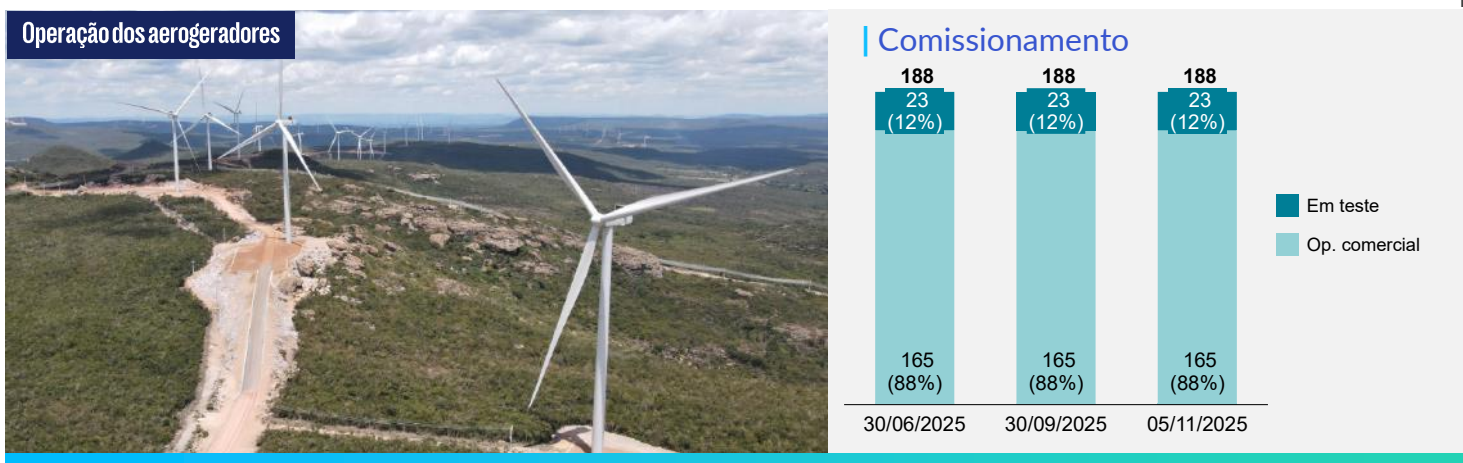
<sup>1</sup> Valor na data-base de junho de 2025.

## Conjunto Eólico Serra do Assuruá – Bahia.

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

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

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



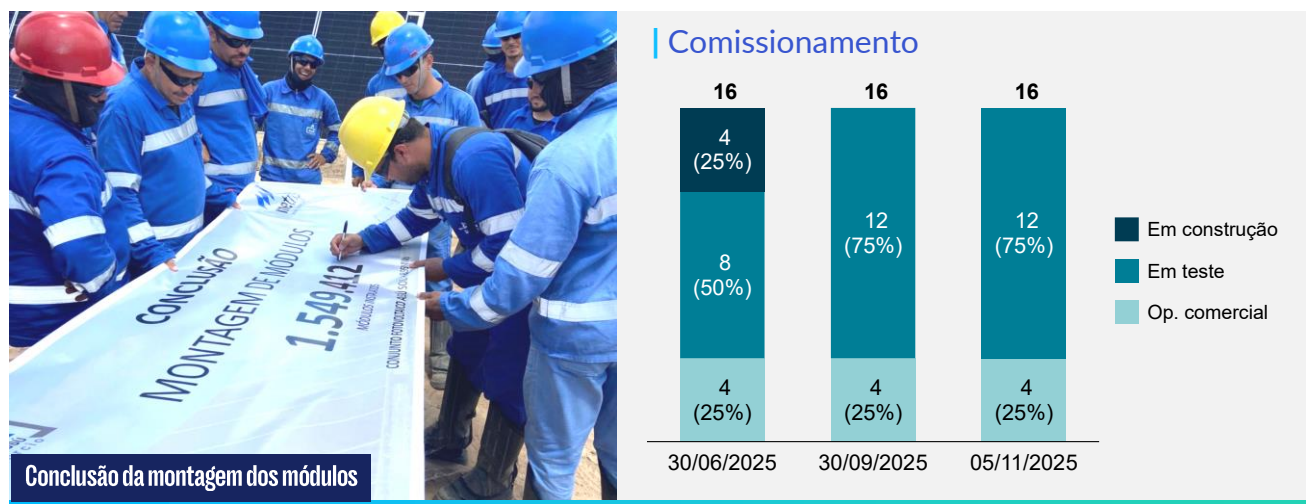
## Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – Rio Grande do Norte.

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

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

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

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



## Projetos em Desenvolvimento

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

| Usina                                     | Tipo   | Localização                | Capacidade Instalada (MW) |                           |
|-------------------------------------------|--------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
|                                           |        |                            | Total                     | Participação da Companhia |
| Conjunto Fotovoltaico Santo Agostinho     | Solar  | Lajes e Pedro Avelino (RN) | 509,0                     | 509,0                     |
| Conjunto Fotovoltaico Campo Largo         | Solar  | Umburanas e Sento Sé (BA)  | 308,0                     | 308,0                     |
| Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II | Eólica | Lajes e Pedro Avelino (RN) | 279,0                     | 279,0                     |
| Conjunto Eólico Umburanas - Fase II       | Eólica | Umburanas (BA)             | 250,0                     | 250,0                     |
| Conjunto Eólico Campo Largo III           | Eólica | Umburanas e Sento Sé (BA)  | 250,0                     | 250,0                     |
| Conjunto Fotovoltaico Alvorada            | Solar  | Bom Jesus da Lapa (BA)     | 100,0                     | 100,0                     |
| Total                                     |        |                            | 1.696,0                   | 1.696,0                   |

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

## Desempenho Operacional

### Disponibilidade do Parque Gerador e Linhas de Transmissão de Energia

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

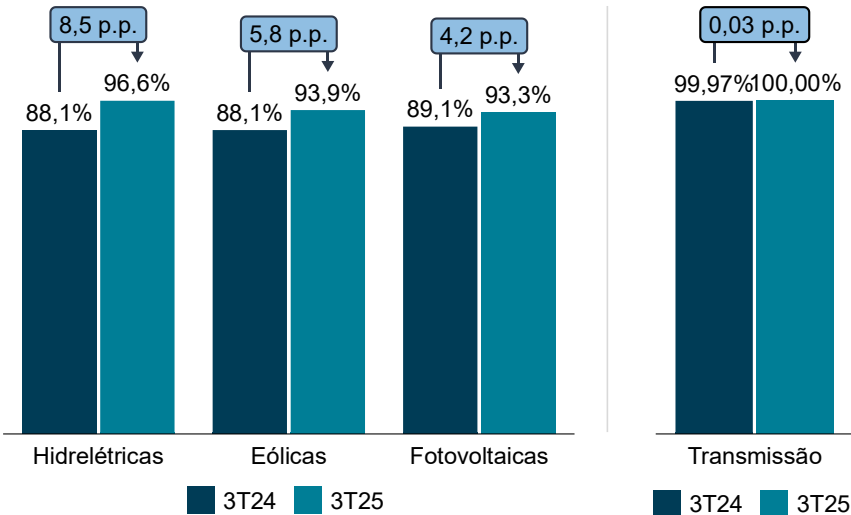
Já em relação às **usinas complementares**, desde o 1T25 a Companhia divulga a **disponibilidade energética** dos seus conjuntos eólicos e fotovoltaicos, **metodologia que reflete um melhor ponto de vista técnico do negócio**, uma vez que essas fontes se apresentam de forma cada vez mais expressiva no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

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

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

Para os **ativos de transmissão** Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real e Graúna, a ENGIE Brasil Energia apresentou alto desempenho operacional, **com um índice de disponibilidade total de 100% no 3T25 e 99,98% no acumulado de 2025**. Os ativos de transmissão têm apresentado resultados de performance operacional de excelência desde sua entrada em operação comercial.

#### | Disponibilidade | Considerando as Paradas Programadas e Forçadas



## Geração de Energia

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

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

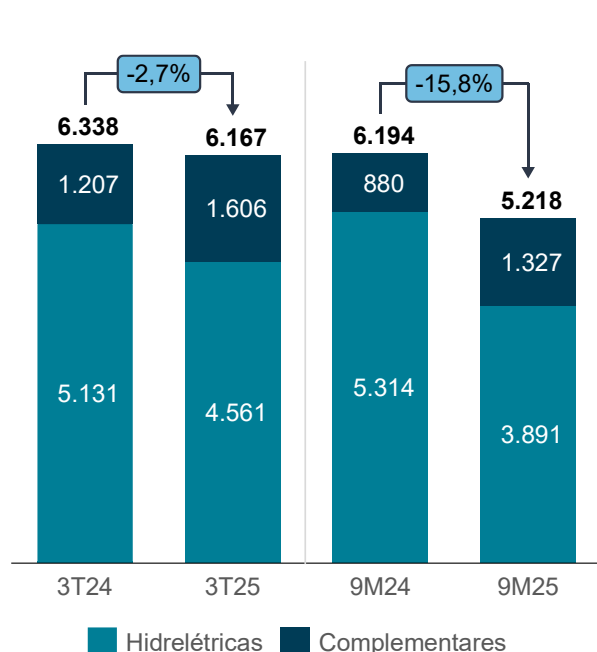
A redução na geração das **usinas hidrelétricas** no 3T25, em relação ao mesmo período de 2024, está associada principalmente à condição sistêmica de sobreoferta de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa situação tem levado à redução, à limitação ou até ao corte da geração, tanto em usinas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

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

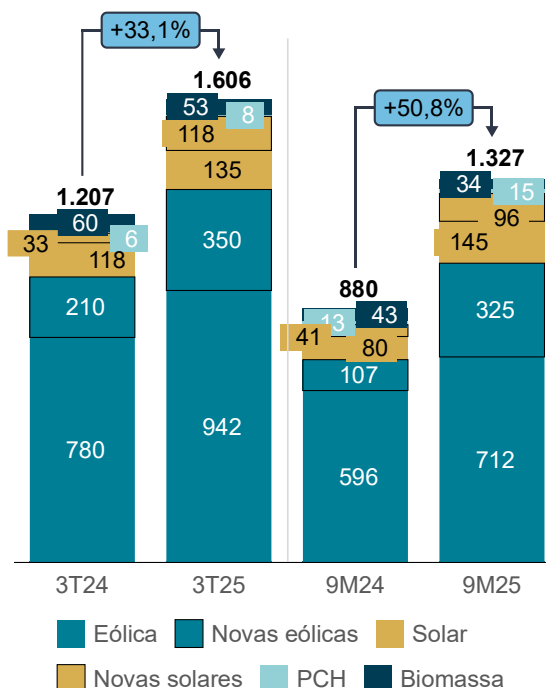
Esse desempenho foi favorecido pela entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, pela reconstrução da Usina Fotovoltaica Paracatu 4 e pelo início da operação do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Juntos esses ativos foram responsáveis por 1.266 GWh (573 MW médios), um acréscimo de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

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 9M24 ocorre em razão de 2024 ter sido ano bissexto.

## Curtailment

O Curtailment, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pode ser classificado em três principais categorias: **Energética** (quando há impossibilidade de alocar a geração na carga), **Confiabilidade Elétrica** (devido a razões relacionadas à confiabilidade elétrica de equipamentos externos às usinas) e **Indisponibilidade Externa** (causada por indisponibilidades de instalações externas às usinas). Destas, apenas a razão de Indisponibilidade Externa permite que o agente seja potencialmente ressarcido pelas limitações de geração, desde que as condições estejam em conformidade com as regras estabelecidas pela Aneel e pelo ONS.

Segundo análise dos dados divulgados pelo ONS, no **3T25**, as usinas eólicas e solares operadas pela ENGIE Brasil Energia registraram **24% de frustração de geração**. As demais integrantes do Sistema Integrado Nacional (SIN) registraram indisponibilidade total de 22%. As usinas eólicas da Companhia atingiram 19% de redução total, mesmo percentual do SIN e as solares 36%, percentual igual do SIN, conforme pode ser observado na tabela a seguir:

### | Curtailment por fonte

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

### | Curtailment por ativo

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

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

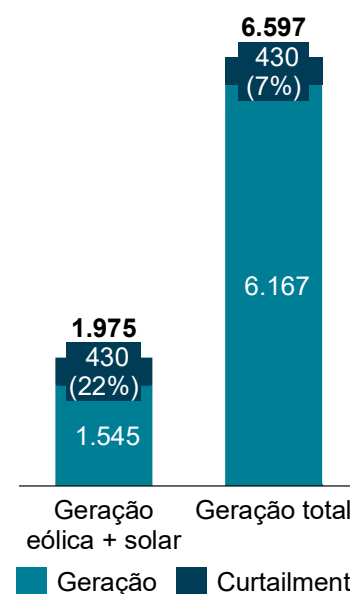
Nota:

<sup>1</sup> Capacidade comercial operacional em 30/09/2025.

<sup>2</sup> 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 3T25 | MW médios



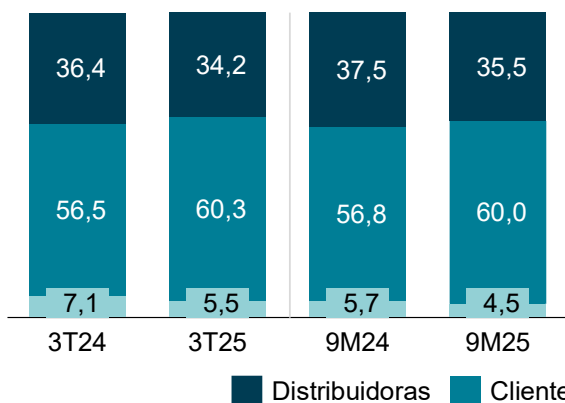
## Transporte de Gás

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

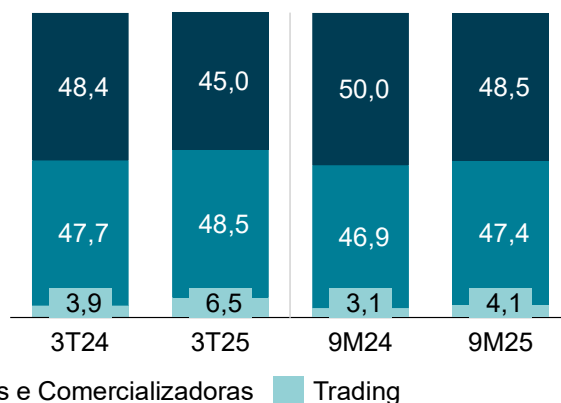
## Portfólio de Venda de Energia Elétrica

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

| Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



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



## Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de setembro de 2025**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

### Balanço de Energia

| (em MW médios)                                                         | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         | Em R\$/MWh            |                    |                       |                           |
|------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|---------------------------|
| Recursos Próprios                                                      | 4.794        | 5.193        | 5.207        | 5.206        | 5.207        | 5.166        | Preço Bruto no Leilão | Data de Referência | Preço Bruto Corrigido | Líquido de PIS/Cofins/P&D |
| + Compras para Revenda                                                 | 780          | 500          | 376          | 353          | 226          | 204          |                       |                    |                       |                           |
| <b>= Recursos Totais (A)</b>                                           | <b>5.574</b> | <b>5.693</b> | <b>5.583</b> | <b>5.559</b> | <b>5.433</b> | <b>5.370</b> |                       |                    |                       |                           |
| Vendas Leilões do Governo <sup>1</sup>                                 | 1.992        | 2.180        | 2.154        | 2.144        | 2.144        | 2.144        |                       |                    |                       |                           |
| 2005-EN-2010-30                                                        | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 115,1                 | dez-05             | 329,3                 | 295,9                     |
| 2006-EN-2009-30                                                        | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 128,4                 | jun-06             | 361,7                 | 324,9                     |
| 2006-EN-2011-30                                                        | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 135,0                 | nov-06             | 377,3                 | 339,0                     |
| 2007-EN-2012-30                                                        | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 126,6                 | out-07             | 339,0                 | 304,6                     |
| Proinfa                                                                | 19           | 19           | 10           | -            | -            | -            | 147,8                 | jun-04             | 472,0                 | 454,8                     |
| 1º Leilão de Reserva                                                   | 2            | -            | -            | -            | -            | -            | 158,1                 | ago-08             | 379,9                 | 366,1                     |
| Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)                                | 8            | -            | -            | -            | -            | -            | -                     | -                  | 398,3                 | 383,8                     |
| 2014-EN-2019-25                                                        | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 206,2                 | nov-14             | 363,4                 | 350,1                     |
| 2014-EN-2019-20                                                        | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 139,3                 | nov-14             | 245,6                 | 222,8                     |
| 2015-EN-2018-20                                                        | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 188,5                 | ago-15             | 307,8                 | 279,4                     |
| 8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro) | 119          | 119          | 119          | 119          | 119          | 119          | 298,2                 | nov-15             | 471,4                 | 427,8                     |
| 7º Leilão de Reserva (São Pedro)                                       | 15           | 15           | 15           | 15           | 15           | 15           | 301,8                 | nov-15             | 515,3                 | 467,7                     |
| 2017-EN-2019-20                                                        | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 136,4                 | nov-14             | 246,0                 | 223,2                     |
| 2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)                                         | 27           | 27           | 27           | 27           | 27           | 27           | 189,5                 | nov-14             | 209,2                 | 189,9                     |
| 2024-EE-2025-2                                                         | 17           | 17           | -            | -            | -            | -            | 162,6                 | -                  | 162,6                 | 147,6                     |
| 2012-EN-2017-30                                                        | 63           | 151          | 151          | 151          | 151          | 151          | 95,3                  | dez-12             | 184,2                 | 167,2                     |
| 2010-EN-2015-30                                                        | 80           | 190          | 190          | 190          | 190          | 190          | 104,0                 | dez-10             | 231,5                 | 210,1                     |
| Vendas Reguladas - Cotas                                               |              |              |              |              |              |              |                       |                    |                       |                           |
| 2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30                                          | 227          | 227          | 227          | 227          | 227          | 227          | -                     | jul-17             | 220,0                 | 209,9                     |
| 2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30                                          | 132          | 132          | 132          | 132          | 132          | 132          | -                     | jul-17             | 253,0                 | 241,3                     |
| + Vendas Bilaterais                                                    | 2.958        | 2.766        | 2.272        | 1.767        | 930          | 748          |                       |                    |                       |                           |
| <b>= Vendas Totais (B)</b>                                             | <b>4.950</b> | <b>4.946</b> | <b>4.426</b> | <b>3.911</b> | <b>3.074</b> | <b>2.892</b> |                       |                    |                       |                           |
| - Hedge GSF Estrutural (0,80)                                          | 572          | 572          | 572          | 572          | 572          | 572          |                       |                    |                       |                           |
| <b>Saldo (A - B)</b>                                                   | <b>52</b>    | <b>175</b>   | <b>585</b>   | <b>1.076</b> | <b>1.787</b> | <b>1.906</b> |                       |                    |                       |                           |
| Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>2, 3</sup> :             | 222,2        | 221,9        | 226,4        |              |              |              |                       |                    |                       |                           |
| Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>4</sup> :               | 178,8        | 159,3        | 165,9        |              |              |              |                       |                    |                       |                           |

1 XXXX-YY-XXXX-YY, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → ano de início de fornecimento

YY → 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.

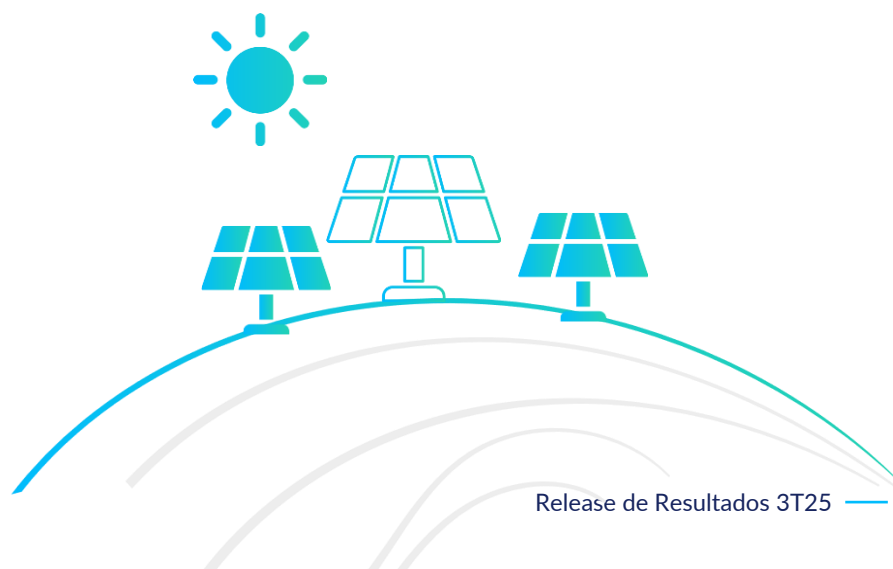
3 Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

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 – 3T25 X 3T24 | R\$ milhões

|                                                                         | Energia elétrica |             |         |                   |             |
|-------------------------------------------------------------------------|------------------|-------------|---------|-------------------|-------------|
|                                                                         | Geração¹         | Transmissão | Trading | Transporte de Gás | Consolidado |
| 3T25                                                                    |                  |             |         |                   |             |
| Receita operacional líquida                                             | 2.549            | 643         | 151     | -                 | 3.343       |
| Custos operacionais                                                     | (1.319)          | (378)       | (149)   | -                 | (1.846)     |
| Lucro bruto                                                             | 1.230            | 265         | 2       | -                 | 1.497       |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                           | (133)            | (5)         | (3)     | -                 | (141)       |
| Outras receitas operacionais, líquidas                                  | (6)              | -           | -       | -                 | (6)         |
| Alienação de subsidiária                                                | 11               | -           | -       | -                 | 11          |
| Resultado de equivalência patrimonial                                   | -                | -           | -       | 166               | 166         |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 1.102            | 260         | (1)     | 166               | 1.527       |
| 3T24                                                                    |                  |             |         |                   |             |
| Receita operacional líquida                                             | 2.168            | 291         | 78      | -                 | 2.537       |
| Custos operacionais                                                     | (1.063)          | (92)        | (79)    | -                 | (1.234)     |
| Lucro (prejuízo) bruto                                                  | 1.105            | 199         | (1)     | -                 | 1.303       |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                           | (122)            | (7)         | (1)     | -                 | (130)       |
| Outras receitas operacionais, líquidas                                  | 3                | 25          | -       | -                 | 28          |
| Alienação de participação societária em controlada em conjunto          | -                | -           | -       | (1)               | (1)         |
| Resultado de equivalência patrimonial                                   | -                | -           | -       | 182               | 182         |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 986              | 217         | (2)     | 181               | 1.382       |
| Variação                                                                |                  |             |         |                   |             |
| Receita operacional líquida                                             | 381              | 352         | 73      | -                 | 806         |
| Custos operacionais                                                     | (256)            | (286)       | (70)    | -                 | (612)       |
| Lucro bruto                                                             | 125              | 66          | 3       | -                 | 194         |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                           | (11)             | 2           | (2)     | -                 | (11)        |
| Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas                       | (9)              | (25)        | -       | -                 | (34)        |
| Alienação de subsidiária                                                | 11               | -           | -       | -                 | 11          |
| Alienação de participação societária em controlada em conjunto          | -                | -           | -       | 1                 | 1           |
| Resultado de equivalência patrimonial                                   | -                | -           | -       | (16)              | (16)        |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 116              | 43          | 1       | (15)              | 145         |

<sup>1</sup> Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

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

# Receita Operacional Líquida

| Receita por segmento – 3T25 X 3T24 | R\$ milhões

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

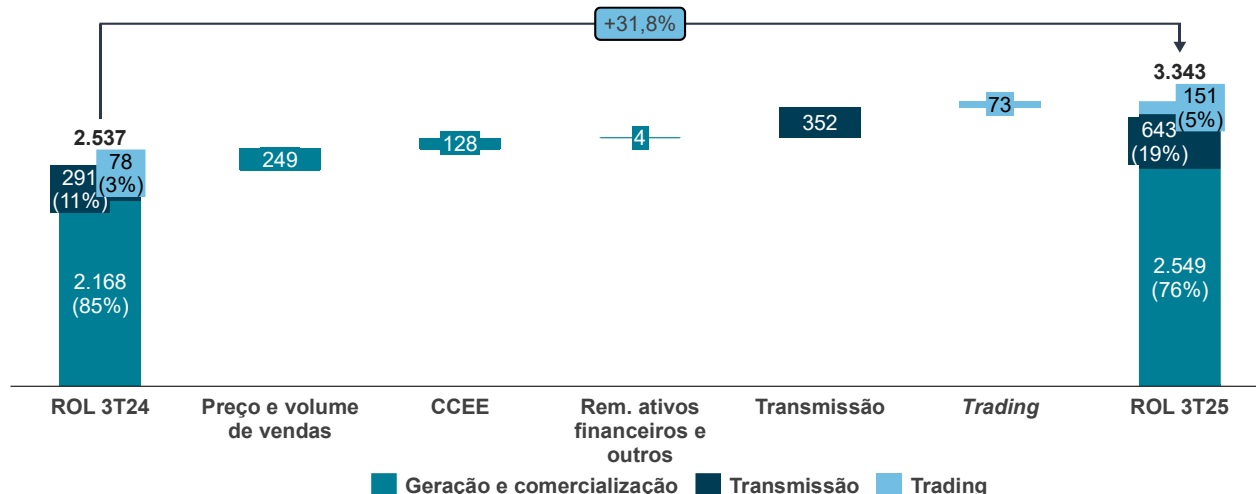
<sup>1</sup> Consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

<sup>2</sup> Distribuidoras de energia elétrica.

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

Essa variação decorre, principalmente, dos seguintes efeitos: (i) acréscimo de R\$ 381 milhões (17,6%) na receita operacional líquida de geração e venda de energia do portfólio; (ii) elevação de R\$ 352 milhões (121,0%), ocasionada, substancialmente, pela evolução da construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, a qual impactou no crescimento da receita operacional líquida do segmento de transmissão; e (iii) elevação de R\$ 73 milhões (93,6%) no segmento de *trading*. Mais detalhes dos segmentos de transmissão e *trading* estão descritos a seguir em itens específicos.

## | Receita Operacional Líquida por Segmento | R\$ milhões



19

## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

### Geração e Venda de Energia do Portfólio

#### | Preço Médio Líquido de Venda e Volume de Vendas

O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita e operações de *trading*, foi de **R\$ 211,61/MWh no 3T25**. Esse valor foi **2,0% inferior** ao do 3T24, que foi de R\$ 215,96/MWh.

Durante os anos de 2024 e 2025 ocorreram ressarcimentos causados pela entrega de energia eólica e solar em quantidades inferiores às firmadas nos contratos no ambiente regulado com as distribuidoras. Desconsiderando o impacto dos ressarcimentos nos trimestres, o preço médio líquido de venda de energia passou de R\$ 226,92/MWh no 3T24, para **R\$ 219,73/MWh no 3T25, redução de 3,2%**.

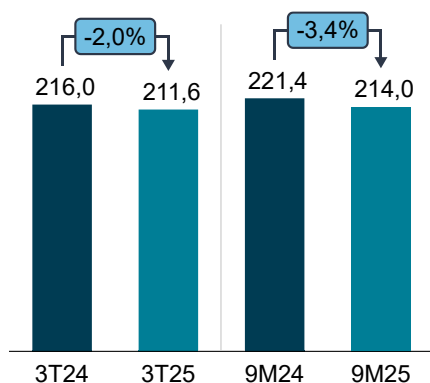
A redução do preço entre os períodos em análise foi motivada, substancialmente, (i) pela melhoria contínua nas condições hidrológicas registradas nos últimos anos, aliada ao aumento na oferta de energias renováveis e ao crescimento da geração distribuída, fatores que contribuíram para a queda dos preços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

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

O aumento na quantidade de energia vendida observado no trimestre, foi motivado, substancialmente, pelo adicional do volume de venda às distribuidoras, em decorrência da aquisição das usinas hidrelétricas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão e pelo aumento de venda no ambiente de contratação livre, ocasionado pelo acréscimo da capacidade instalada própria entre os períodos analisados, oriundo da finalização da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ocorrida no segundo semestre de 2024, e das entradas em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, ocorridos durante 2024 e 2025.

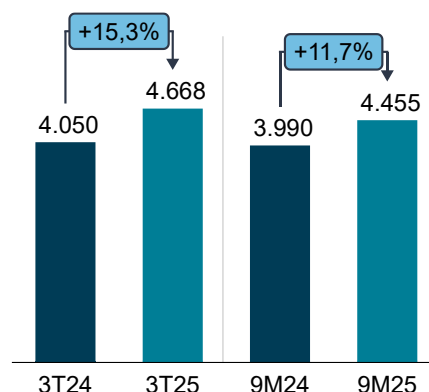
As **variações nos volumes de vendas e nos preços médios de venda, ocasionaram, em conjunto, aumento de R\$ 249 milhões** no trimestre, na receita operacional líquida da Companhia.

## | Preço Médio Líquido de Vendas<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de trading.

## | Volume de Vendas<sup>2</sup>



<sup>2</sup> Líquido de operações de trading.

20

## | Transações de Energia

### Ambiente de Contratação Livre:

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

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

### Ambiente de Contratação Regulado:

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

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

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

## | Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

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

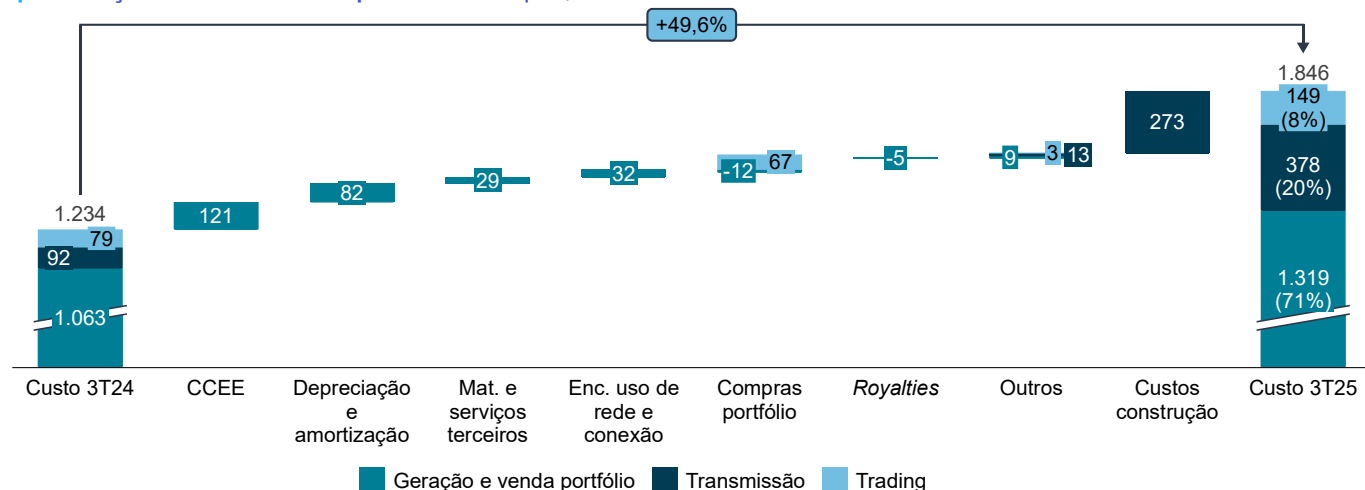
## Custos Operacionais

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

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

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

## Evolução dos Custos Operacionais | R\$ milhões



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

## Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

### Geração e Venda de Energia do Portfólio

- Compras de energia:** entre o 3T24 e o 3T25 houve redução de R\$ 12 milhões (3,8%) nas compras de energia, substancialmente motivada pela combinação da diminuição de 7,3% no preço médio líquido de compras de energia (R\$ 23 milhões) e do acréscimo de 76 GWh (35 MW médios) na quantidade de energia comprada (R\$ 11 milhões). O acréscimo do volume deve-se ao aumento das compras para gestão de portfólio da Companhia. Já a variação do preço médio de compras reflete a melhoria no cenário hidrológico nos momentos de contratação, conforme anteriormente mencionado, combinado com o aumento de oferta de energias renováveis ocorrido nos últimos anos, fatores que pressionaram negativamente os preços de energia do mercado livre.
- Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 82 milhões (31,5%), entre os trimestres em análise. A variação decorre, principalmente, (i) pelas entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, a partir de agosto de 2024 e janeiro de 2025, respectivamente; (ii) da finalização da entrada em operação comercial dos parques do Conjunto Eólico Santo Agostinho, ao longo de 2024; (iii) do início da amortização do direito de uso dos ativos – intangíveis oriundo da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Juazeiro, São Pedro, Sol do Futuro, Sertão Solar e Lar do Sol (“Conjuntos Fotovoltaicos”); e (iv) do acréscimo de depreciação das subsidiárias adquiridas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão.
- Encargos de uso da rede elétrica e conexão:** acréscimo de R\$ 32 milhões (18,2%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente (i) da entrada em operação comercial parcial do Conjunto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) da aquisição das subsidiárias Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão; e (iii) do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.
- Materiais e serviços de terceiros:** aumento de R\$ 29 milhões (26,6%) entre os trimestres analisados. Os principais motivadores resultam, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Serra do Assuruá e Santo Agostinho e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol; (ii) aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos; e (iii) prestação de serviços de consultoria e assessoria.
- Transações no mercado de energia de curto prazo:** os custos com essas transações foram superiores em R\$ 121 milhões (756,3%) entre os trimestres em análise. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.
- Repactuação do risco hidrológico:** em setembro de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Homologatória nº 2.932/2021, que homologou os prazos de extensão de outorga para usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como forma de compensação pelos prejuízos acumulados até 31 de dezembro de 2020. Essa medida decorre do novo tratamento aplicado ao período anterior à vigência da repactuação do risco hidrológico, conforme previsto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, em complemento à Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Em 1º de abril de 2025, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 3.439/2025, a qual, ampliou o período de cobertura dos impactos no MRE até 30 de junho de 2023, reconhecendo que os prejuízos das usinas hidrelétricas continuaram se acumulando mesmo após 2020. Diante disto, a Companhia obteve a extensão do prazo de concessão de suas usinas de 1 a 3 dias, e o efeito no resultado foi um ganho de R\$ 9 milhões em 2025.

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

## Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia



Gralha Azul (PR)

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação de infraestrutura relacionada à concessão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real, Asa Branca e Graúna, e está exposta aos riscos e benefícios dessas construções. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta na prestação de serviços de construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão. A Receita Anual Permitida (RAP) é recebida a partir da entrada em operação comercial do Sistema de Transmissão. Dessa forma, só há entrada de recursos advindos da atividade operacional a partir deste momento. Os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado entraram em operação comercial integral em 19 e 27 de fevereiro de 2023, respectivamente. Em 8 de julho de 2024, a Companhia finalizou a implantação do projeto Gavião Real Transmissora de Energia com sua energização completa, conforme consta nos Termos de Liberação (TLD) emitidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em 12 de julho de 2024. Adicionalmente, em 18 de julho de 2025, a Companhia assumiu a operação do trecho *brownfield* do Sistema de Transmissão Graúna, correspondente a aproximadamente 5% da RAP total do projeto.

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

Sistema de Transmissão Asa Branca; e (ii) do acréscimo R\$ 31 milhões (15,2%) na remuneração dos ativos de concessão, ocasionado, especialmente, pelo aumento do saldo nominal devido ao avanço na construção do Sistema de Transmissão Asa Branca, atenuado pela redução dos índices inflacionários entre os trimestres comparados.

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

Abaixo a composição do Ebitda regulatório de transmissão:

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

## Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

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

**O resultado bruto entre os trimestres em análise variou positivamente em R\$ 3 milhões**, motivado pelo impacto positivo de R\$ 7 milhões nas transações de curto prazo, atenuado pela queda de R\$ 3 milhões oriundo da marcação a mercado das transações de fornecimento futuro, na comparação entre os períodos — diferença entre os preços contratados e os de mercado.

## Detalhamento das Operações de Curto Prazo

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

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

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

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

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

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

Essas variações foram consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) pelo aumento da energia livre devido à estratégia de alocação de energia sazonalizada no decorrer dos períodos, combinado com o aumento do PLD; atenuado (ii) pelo impacto negativo em virtude da redução do Fator de Ajuste do MRE (GSF), tendo em vista a alocação de garantia física e a geração das usinas participantes (a média do GSF passou de 79,2% no 3T24 para 64,9% no 3T25); e (iii) pelo efeito negativo no MRE, em virtude de geração hidrelétrica inferior ao registrado no ano anterior e a consequente redução do valor a ser reembolsado pelos demais agentes do MRE. Em conjunto, houve a contribuição da variação positiva nas operações de fechamento de mês, recontabilizações e modulações entre os trimestres analisados.

Em dezembro de 2024, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2025 em R\$ 751,73/MWh e R\$ 58,60/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

| PLD médio em R\$/MWh | 3T25   | 3T24   | Var. (%) |
|----------------------|--------|--------|----------|
| Sul                  | 253,06 | 171,21 | 47,8%    |
| Sudeste/Centro-Oeste | 252,51 | 171,15 | 47,5%    |
| Nordeste             | 240,03 | 143,80 | 66,9%    |

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

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

## Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

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

## Alienação de Subsidiária

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

## Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

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

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

<sup>1</sup> 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)                               | 3T25         |                           | 3T24         |                           |
|-------------------------------------------------------|--------------|---------------------------|--------------|---------------------------|
|                                                       | 100%         | Participação da Companhia | 100%         | Participação da Companhia |
| <b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b> | <b>1.674</b> | <b>293</b>                | <b>1.738</b> | <b>305</b>                |
| Depreciação e amortização                             | 180          | 32                        | 167          | 29                        |
| Amortização da mais valia                             | 150          | 26                        | (10)         | (2)                       |
| <b>Ebitda<sup>1</sup></b>                             | <b>2.004</b> | <b>351</b>                | <b>1.895</b> | <b>332</b>                |
| <b>Margem Ebitda</b>                                  | <b>86,9%</b> |                           | <b>85,8%</b> |                           |

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

**Entre o 3T24 e o 3T25, o resultado de equivalência patrimonial reduziu R\$ 16 milhões (8,8%),** passando de R\$ 182 milhões para R\$ 166 milhões, respectivamente. A variação foi consequência do decréscimo do lucro líquido da TAG.

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

## Balanco Patrimonial

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

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



## Ebitda e Margem Ebitda

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

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

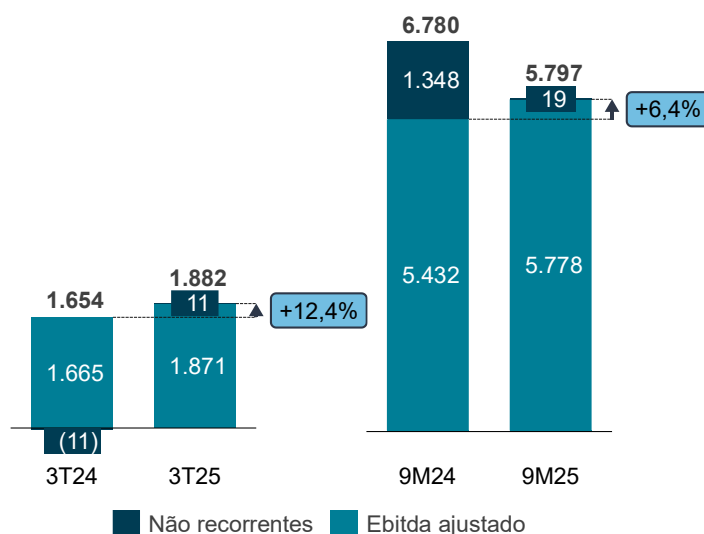
<sup>1</sup> Conforme as orientações estabelecidas na Resolução CVM nº 156 (RCVM 156) e Ofício-Circular CVM/SNC/SEP nº 01/2023, de 23 de junho de 2022 e 13 de fevereiro de 2022, respectivamente.

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

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

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

### | Ebitda Ajustado<sup>1</sup> | R\$ milhões



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

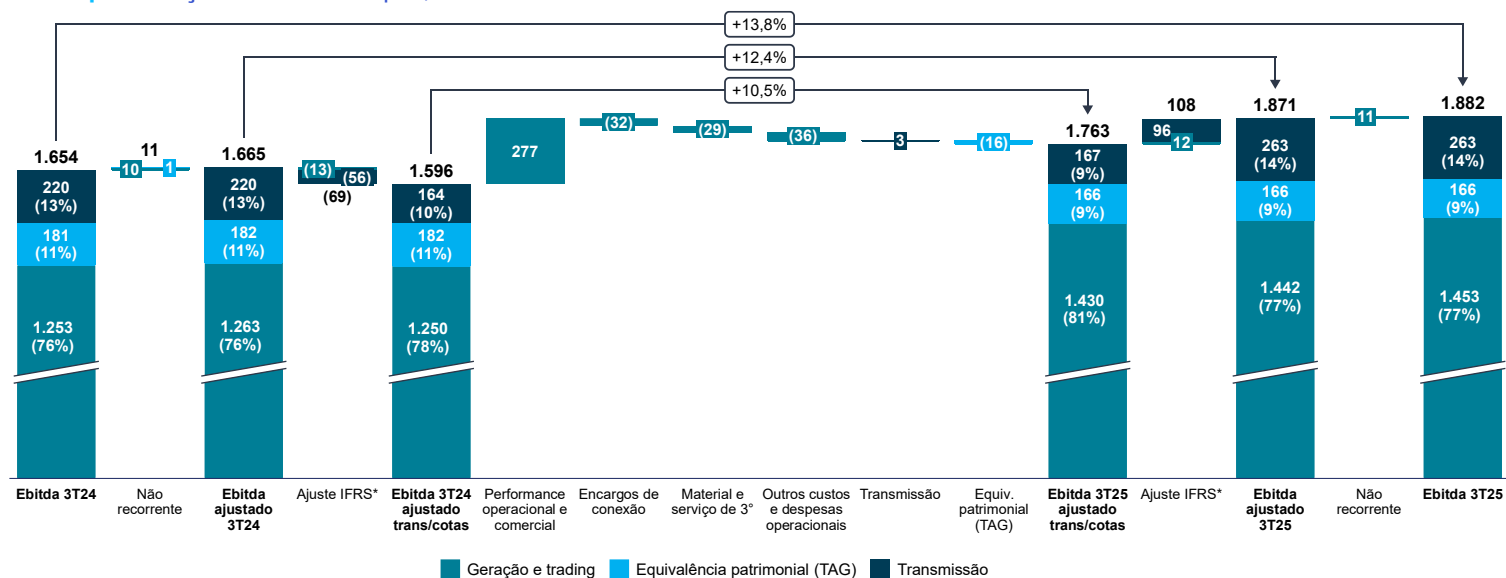
reconhecimento da revisão do ativo de contrato no 3T24; (iv) queda de R\$ 12 milhões na margem de O&M (RAP de O&M, líquida dos custos); e (v) redução de R\$ 2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

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

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

28

## Evolução do Ebitda | R\$ milhões



\* IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade).  
<sup>1</sup> Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

## Resultado Financeiro

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

**Receitas financeiras:** no 3T25, as receitas financeiras atingiram R\$ 221 milhões, R\$ 88 milhões ou 66,2% acima dos R\$ 133 milhões auferidos no 3T24, substancialmente, pelo aumento de R\$ 79 milhões na receita com aplicações financeiras. O acréscimo foi motivado, principalmente, pelo aumento da média dos saldos de aplicações financeiras nos períodos em questão e pelo crescimento do CDI.

**Despesas financeiras:** as despesas financeiras no 3T25 foram de R\$ 657 milhões, isto é, R\$ 212 milhões ou 47,6% acima das registradas no 3T24, que foram de R\$ 445 milhões. As principais variações observadas foram decorrentes do aumento de R\$ 222 milhões sobre a dívida, entre os trimestres analisados, em virtude do (i) acréscimo de R\$ 240 milhões de juros sobre a dívida, em virtude das emissões das 12<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>, 14<sup>a</sup> e 15<sup>a</sup> emissões de debêntures da Companhia, ocorridas em julho de 2024, outubro de 2024, março de 2025 e julho de 2025, respectivamente e do crescimento do CDI e da TJLP entre os períodos; atenuado pela (ii) redução de R\$ 18 milhões relativos à atualização monetária pela redução do IPCA entre os períodos.

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

**Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público):** as despesas de concessões a pagar reduziram em R\$ 45 milhões (25,7%), atingindo R\$ 130 milhões no 3T25 em contrapartida aos R\$ 175 milhões no 3T24, em virtude, principalmente, do decréscimo de R\$ 43 milhões de atualização monetária, em decorrência, principalmente, da redução do IPCA e do IGPM.

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

O valor apurado de **IR e CSLL no 3T25 foi R\$ 223 milhões**, variação de R\$ 14 milhões (5,9%) quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, o qual foi R\$ 237 milhões. A variação foi motivada, principalmente, pela apuração de prejuízo fiscal em determinadas empresas consolidadas. Desconsiderando os efeitos não recorrentes, decorrentes da alienação e aquisição de subsidiária, as despesas com IR e CSLL, reduziram R\$ 21 milhões (8,8%), entre os trimestres analisados.



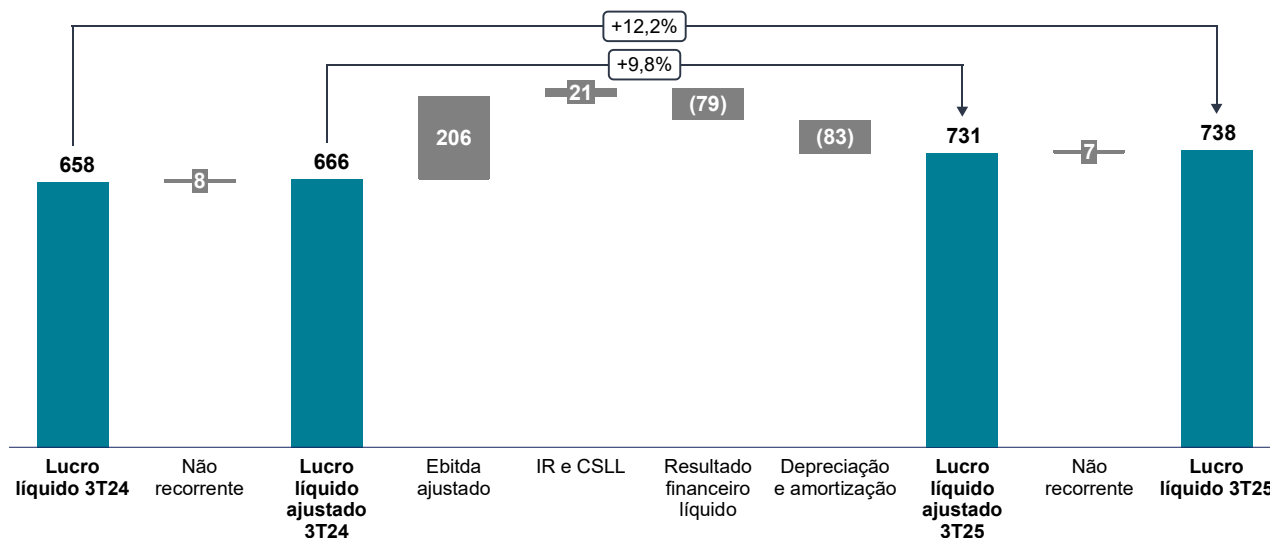
UHE Jaguará (MG)

## Lucro Líquido Ajustado

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

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

### | Evolução do Lucro Líquido | R\$ milhões

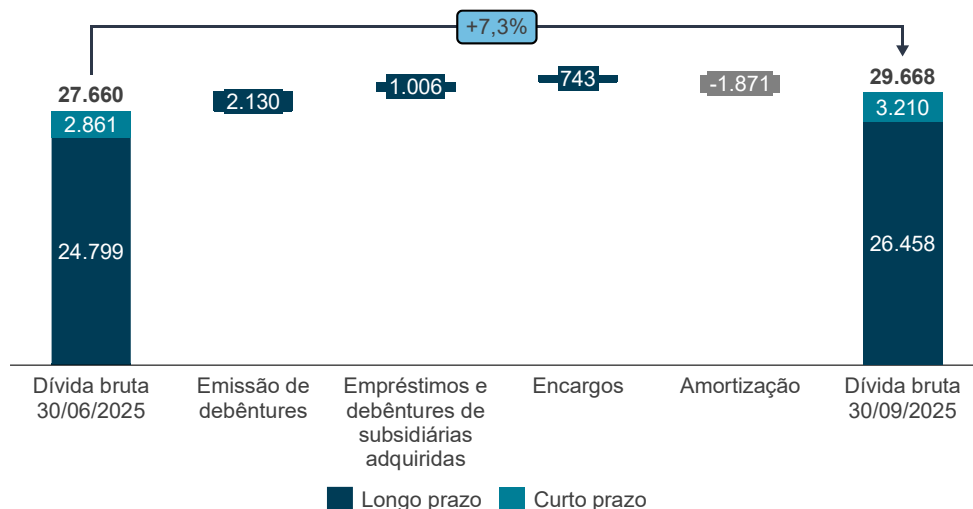


## Endividamento

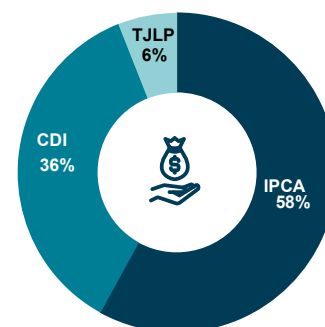
Em 30 de setembro de 2025, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis, líquidos dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 29.668 milhões – aumento de 7,3%** (R\$ 2.008 milhões) comparativamente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

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

### | Evolução da Dívida Bruta | R\$ milhões



### | Composição da Dívida



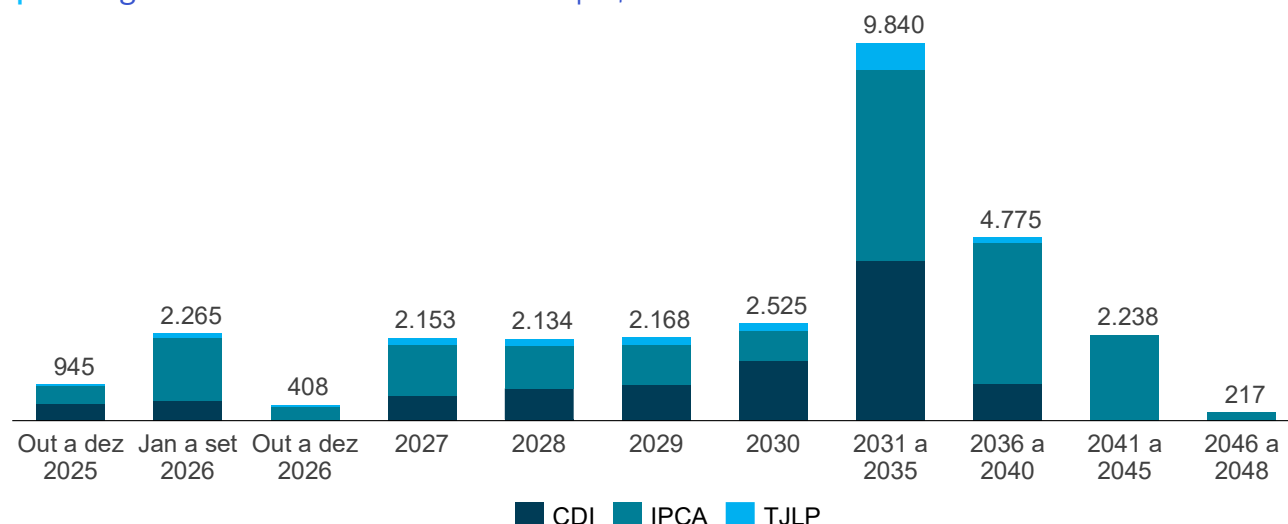
O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T25 foi 12,0% — equivalente a IPCA + 6,4% — 0,2 p.p. acima do registrado no fim do 2T25 (11,8% — equivalente a IPCA + 6,1%).

Em 30 de setembro de 2025, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 24.534 milhões, aumento de 13,8%** em relação ao registrado no 2T25.

## | Dívida Líquida

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

## | Cronograma de Vencimento da Dívida | R\$ milhões

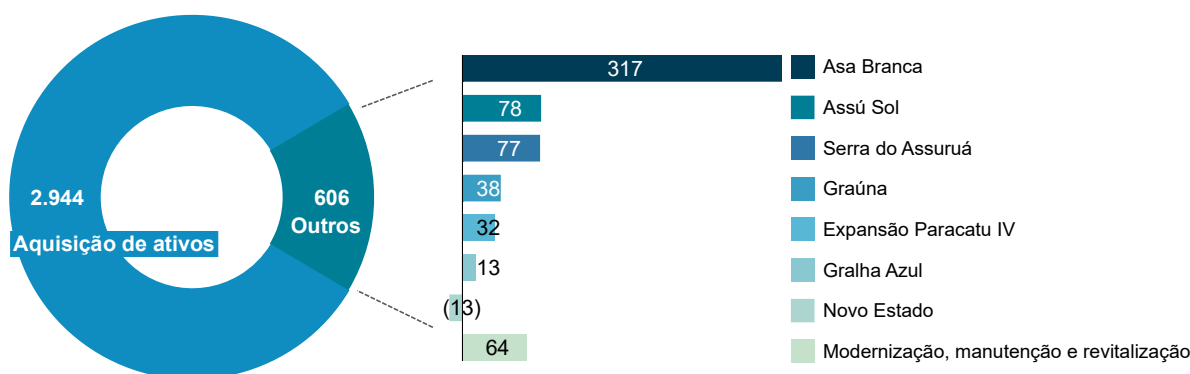


## Investimentos

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



## Investimentos | R\$ milhões



32

# Compromisso com o Desenvolvimento Sustentável

## Gestão Sustentável

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

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Governança, Qualidade, Meio Ambiente, Mudanças Climáticas, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 30 de setembro de 2025, das 130 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 11 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR ISO 45001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 67,9% da capacidade total operada pela Companhia.

## Jornada pelo Clima

O Grupo ENGIE estabeleceu, globalmente, compromisso de i) redução das emissões de CO<sub>2</sub> em 59% entre 2017 e 2030, o que é uma *Science Based Target* (Metas Baseadas na Ciência); e ii) atingimento da neutralidade de emissões até 2045.

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

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

## Destaques do Trimestre

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

- Foi inaugurado o **Centro de Cultura de Saudade do Iguaçu, no Paraná**, o sétimo apoiado pela Companhia. O espaço recebeu investimento de mais de R\$ 7 milhões via Lei de Incentivo à Cultura. Os Centros contribuem com a preservação da cultura local e valorização da história e dos costumes desses territórios, além de funcionarem como contraturno escolar, promovendo inclusão social e digital. Atualmente, mais de 1.100 crianças e adultos frequentam as oficinas oferecidas pelos espaços em operação.
- Foi lançada a quinta edição do **Editais de Educação**, o maior desde o lançamento do programa. Neste ano, foram contempladas 43 iniciativas de escolas localizadas nos municípios onde a ENGIE ou empresas parceiras atuam. Cada uma delas recebe R\$ 10 mil, totalizando R\$ 430 mil em investimentos que incentivem e financiem iniciativas em prol de crianças e adolescentes do Ensino Médio, Fundamental I e II das redes pública e privada de educação.
- A Companhia realiza anualmente, em agosto, a **Jornada Agosto Lilás**, para promoção da conscientização e do combate à violência doméstica contra a mulher. A jornada conta com o apoio do Instituto Maria da Penha e de 26 empresas que integram o movimento Parcerias do Bem, criado para reunir diferentes setores em torno de iniciativas de responsabilidade social. Além de palestras e conscientização para público interno e parceiros, este ano a campanha foi marcada pela inauguração da Casa de Acolhimento da Estação Feminina, em Castro (PR), um espaço dedicado à proteção e ao apoio de meninas de 12 a 17 anos, vítimas de violência, oferecendo acolhimento, informação e oportunidades de desenvolvimento.
- No trimestre, a ENGIE Brasil Energia, em parceria com a Vestas, celebrou a conclusão da turma em **formação técnica em eletrotécnica, em Umburanas (BA)**, com foco na inclusão de gênero e no desenvolvimento regional. O curso, ministrado pelo SENAI-BA ao longo de dois anos, formou 19 alunos, sendo a maioria mulheres — um avanço significativo em um setor historicamente masculino. A ação reforça o compromisso das empresas com a transição energética justa e diversa, qualificando mão de obra local e inspirando comunidades.



## Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como prática divulgar, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade. A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao 3T25 e 3T24.

### | Indicadores de Sustentabilidade

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

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

# Mercado de Capitais

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

## Desempenho das Ações – EGIE3

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

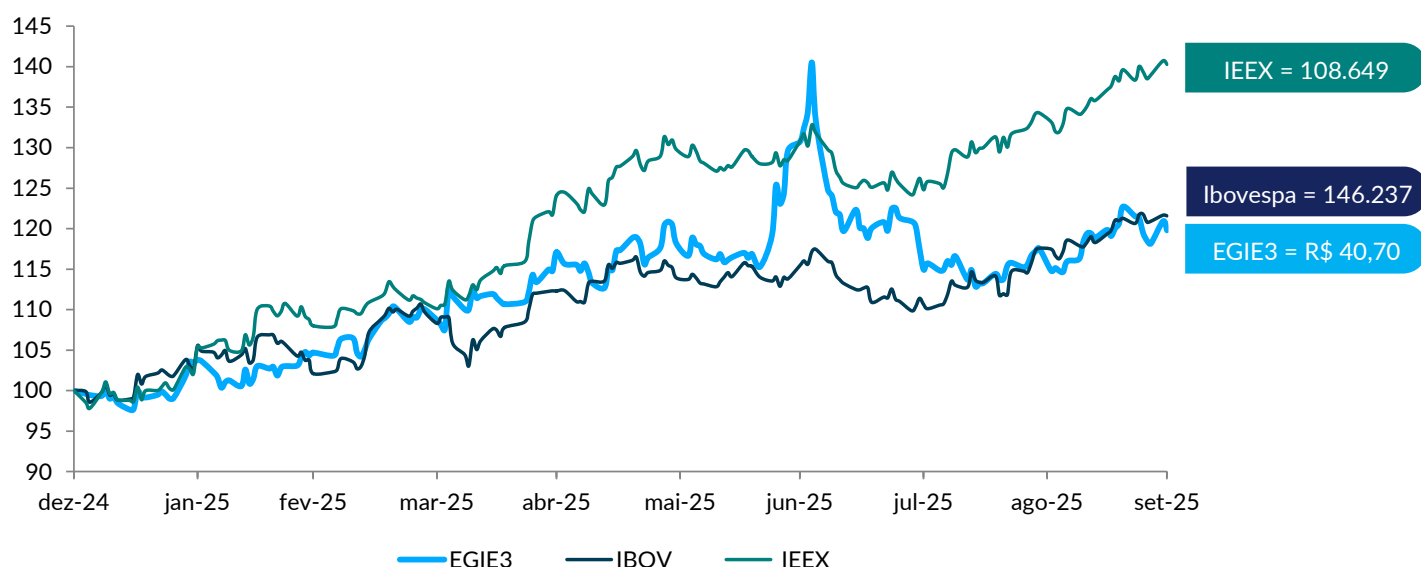
**As ações da ENGIE Brasil Energia registraram desvalorização de 8,4% no 3T25.** No mesmo período, o Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) e o Ibovespa apresentaram desempenhos positivos de 7,3% e 5,3%, respectivamente.

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

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

No último pregão de setembro de 2025, as ações da Companhia encerraram cotadas a R\$ 40,70/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 33,2 bilhões.**

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



# ANEXO 1

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – ATIVO

| (Valores em R\$ mil)                                            | 30/09/2025        | 31/12/2024        |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Ativo Circulante</b>                                         | <b>8.217.512</b>  | <b>7.198.390</b>  |
| Caixa e equivalentes de caixa                                   | 4.625.662         | 3.958.758         |
| Contas a receber de clientes                                    | 1.338.373         | 1.174.405         |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social               | 467.307           | 490.704           |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>             | 67                | 54.670            |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>           | 82.711            | 34.844            |
| Depósitos vinculados                                            | 49.448            | 37.274            |
| Ativo financeiro de concessão                                   | 412.567           | 395.040           |
| Ativo de contrato                                               | 767.066           | 646.028           |
| Outros ativos circulantes                                       | 469.734           | 402.090           |
| Ativo não circulante mantido para venda                         | 4.577             | 4.577             |
| <b>Ativo Não Circulante</b>                                     | <b>48.326.600</b> | <b>42.913.911</b> |
| <b>Realizável a Longo Prazo</b>                                 | <b>13.029.551</b> | <b>11.387.786</b> |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>             | 48.011            | 55.305            |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>           | 22.858            | 7.289             |
| Depósitos vinculados                                            | 510.697           | 360.682           |
| Depósitos judiciais                                             | 94.818            | 72.591            |
| Prêmio de riscos a apropriar - Repactuação de risco hidrológico | 39.582            | 43.234            |
| Ativo financeiro de concessão                                   | 3.152.464         | 3.070.039         |
| Ativo de contrato                                               | 8.404.043         | 7.028.394         |
| Outros ativos não circulantes                                   | 757.078           | 750.252           |
| <b>Investimentos</b>                                            | <b>1.376.040</b>  | <b>1.250.625</b>  |
| <b>Imobilizado</b>                                              | <b>28.038.285</b> | <b>24.857.228</b> |
| <b>Intangível</b>                                               | <b>5.527.517</b>  | <b>5.088.963</b>  |
| Direito de uso de arrendamentos                                 | 355.207           | 329.309           |
| <b>Total</b>                                                    | <b>56.544.112</b> | <b>50.112.301</b> |

## ANEXO 2

### ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

#### BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO – PASSIVO

| (Valores em R\$ mil)                                  | 30/09/2025        | 31/12/2024        |
|-------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Passivo Circulante</b>                             | <b>7.600.856</b>  | <b>7.273.026</b>  |
| Fornecedores                                          | 881.046           | 1.061.422         |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio            | 1.464.432         | 1.595.587         |
| Empréstimos e financiamentos                          | 1.577.551         | 911.871           |
| Debêntures                                            | 1.544.998         | 1.698.919         |
| Ações preferenciais resgatáveis                       | 32.959            | 10.142            |
| Arrendamentos a pagar                                 | 43.543            | 38.459            |
| Concessões a pagar (Uso de Bem Público)               | 836.217           | 796.725           |
| Imposto de renda e contribuição social a pagar        | 222.563           | 323.212           |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias              | 136.582           | 142.120           |
| Obrigações trabalhistas                               | 133.072           | 130.989           |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i> | 80.370            | 29.139            |
| Provisões                                             | 5.835             | 5.819             |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria            | 37.113            | 32.284            |
| Outros passivos circulantes                           | 604.575           | 496.338           |
| <b>Passivo Não Circulante</b>                         | <b>35.480.385</b> | <b>30.558.877</b> |
| Empréstimos e financiamentos                          | 13.878.776        | 12.931.409        |
| Debêntures                                            | 11.959.521        | 8.105.450         |
| Ações preferenciais resgatáveis                       | 478.449           | 477.145           |
| Arrendamentos a pagar                                 | 354.995           | 315.538           |
| Concessões a pagar (Uso de Bem Público)               | 4.437.823         | 4.572.379         |
| Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i> | 21.637            | 6.986             |
| Provisões                                             | 665.628           | 598.429           |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria            | 212.458           | 231.977           |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos      | 2.831.001         | 2.519.353         |
| Outros passivos não circulantes                       | 640.097           | 800.211           |
| <b>Patrimônio Líquido</b>                             | <b>13.462.871</b> | <b>12.280.398</b> |
| Capital social                                        | 4.902.648         | 4.902.648         |
| Reserva de capital                                    | (176.543)         | (176.543)         |
| Reservas de lucros                                    | 6.386.073         | 6.386.073         |
| Dividendos adicionais propostos                       | -                 | 348.033           |
| Ajustes de avaliação patrimonial                      | (88.941)          | (193.510)         |
| Lucros acumulados                                     | 1.280.929         | -                 |
| Participação de acionista não controlador             | 1.158.705         | 1.013.697         |
| <b>Total</b>                                          | <b>56.544.112</b> | <b>50.112.301</b> |

# ANEXO 3

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

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

# ANEXO 4

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADOS

| (Valores em R\$ mil)                                                                          | 9M25               | 9M24               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais</b>                                             |                    |                    |
| Lucro antes dos tributos sobre o lucro                                                        | 2.793.757          | 4.467.904          |
| <b>Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:</b>                                 |                    |                    |
| Resultado de participações societárias                                                        | (531.884)          | (495.583)          |
| Depreciação e amortização                                                                     | 1.008.331          | 783.324            |
| Reversão de provisão para redução ao valor recuperável de ativos, líquida                     | -                  | (30.957)           |
| Juros e variação monetária                                                                    | 1.866.949          | 1.330.952          |
| Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)                                           | 480.013            | 536.267            |
| Alienação de participação societária em controlada em conjunto                                | -                  | (1.336.133)        |
| Alienação de subsidiária                                                                      | (20.309)           | 9.180              |
| Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários                                    | 105.168            | 43.465             |
| Repactuação do risco hidrológico                                                              | (9.288)            | -                  |
| Remuneração de ativo financeiro de concessão                                                  | (383.276)          | (364.952)          |
| Remuneração de ativo de contrato                                                              | (799.418)          | (679.251)          |
| Perdas não realizadas em operações de trading, líquidos                                       | 2.445              | 9.243              |
| Receita de construção de infraestrutura de transmissão                                        | (1.196.147)        | (147.962)          |
| Perdas por ineficiência na construção                                                         | 35.899             | 9.159              |
| Outros                                                                                        | 42.073             | 3.275              |
| <b>Lucro Ajustado</b>                                                                         | <b>3.394.313</b>   | <b>4.137.931</b>   |
| <b>(Aumento) redução nos ativos</b>                                                           |                    |                    |
| Contas a receber de clientes                                                                  | (112.203)          | 21.194             |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social                                             | 1.810              | (69.642)           |
| Depósitos vinculados e judiciais                                                              | (18.251)           | 18.667             |
| Ativo financeiro de concessão                                                                 | 283.324            | 273.186            |
| Ativo de contrato                                                                             | 501.835            | 497.886            |
| Outros ativos                                                                                 | (22.610)           | 21.648             |
| <b>(Redução) aumento nos passivos</b>                                                         |                    |                    |
| Fornecedores                                                                                  | (28.560)           | (21.788)           |
| Obrigações fiscais e regulatórias                                                             | 14.648             | (45.737)           |
| Obrigações trabalhistas                                                                       | 2.083              | 1.837              |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria                                                    | (37.060)           | (33.696)           |
| Outros passivos                                                                               | 22.541             | 368.519            |
| <b>Caixa Gerado pelas Operações</b>                                                           | <b>4.001.870</b>   | <b>5.170.005</b>   |
| Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de hedge                                            | (1.172.140)        | (969.297)          |
| Pagamento de imposto de renda e contribuição social                                           | (529.587)          | (906.721)          |
| <b>Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais</b>                                             | <b>2.300.143</b>   | <b>3.293.987</b>   |
| <b>Atividades de Investimento</b>                                                             | <b>(3.451.066)</b> | <b>(4.084.700)</b> |
| Dividendos recebidos de controladas em conjunto                                               | 360.687            | 815.000            |
| Aquisição de subsidiárias                                                                     | (2.286.053)        | (2.361.046)        |
| Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária adquirida                                        | 242.397            | 271.494            |
| Aplicação no imobilizado e no intangível                                                      | (1.411.372)        | (4.899.075)        |
| Alienação de participação societária em controlada em conjunto                                | -                  | 2.766.468          |
| Redução de capital em controladas                                                             | 234.313            | -                  |
| Ajuste de preço (pagamento) na aquisição de subsidiárias                                      | 16.320             | -                  |
| Pagamento de obrigações vinculadas à aquisição de ativos                                      | (1.003)            | (84.904)           |
| Recebimento pela alienação de subsidiária, líquido dos custos de venda                        | 20.309             | 27.584             |
| Caixa e equivalentes de caixa de subsidiária alienada                                         | -                  | (19.873)           |
| Pagamento de parcelas de concessões (Uso de Bem Público)                                      | (625.723)          | (599.634)          |
| Outros                                                                                        | (941)              | (714)              |
| <b>Atividades de Financiamento</b>                                                            | <b>1.817.827</b>   | <b>(415.883)</b>   |
| Ingresso de instrumentos de dívida                                                            | 4.895.264          | 2.503.760          |
| Pagamento de instrumentos de dívida, líquido de hedge                                         | (1.872.732)        | (1.788.706)        |
| Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio                                       | (1.204.842)        | (1.134.002)        |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida                                                     | 137                | 3.065              |
| <b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                                               | <b>666.904</b>     | <b>(1.206.596)</b> |
| <b>Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                                           |                    |                    |
| Saldo inicial                                                                                 | 3.958.758          | 5.255.767          |
| Saldo final                                                                                   | 4.625.662          | 4.049.171          |
| <b>Aumento de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                                               | <b>666.904</b>     | <b>(1.206.596)</b> |
| <b>Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                          |                    |                    |
| Dividendos adicionais e intercalares                                                          | 1.085.394          | 1.333              |
| Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto                               | 360.687            | 490.000            |
| Dividendos e juros sobre capital próprio prescritos                                           | 7.701              | 12.013             |
| ICMS sobre venda de energia elétrica                                                          | (114.065)          | 10.858             |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social                                             | (23.524)           | 13.667             |
| Fornecedores de imobilizado e intangível                                                      | (278.208)          | 344.078            |
| Renúncia de dividendos de subsidiárias adquiridas                                             | (48.971)           | -                  |
| Pagamento de parcela não efetiva do hedge de obrigações (Fornec. de imobilizado e intangível) | -                  | (83.135)           |
| Baixa de investimento pela alienação de participação societária em controlada em conjunto     | -                  | (1.430.335)        |
| Baixa de investimento pela alienação de subsidiária                                           | -                  | (34.975)           |
| Ativos líquidos de controladas adquiridas                                                     | 1.406.837          | 1.204.362          |
| Passivo contingente na aquisição de subsidiária                                               | 30.086             | 6.587              |

# ANEXO 5

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### FACT SHEET 3T25

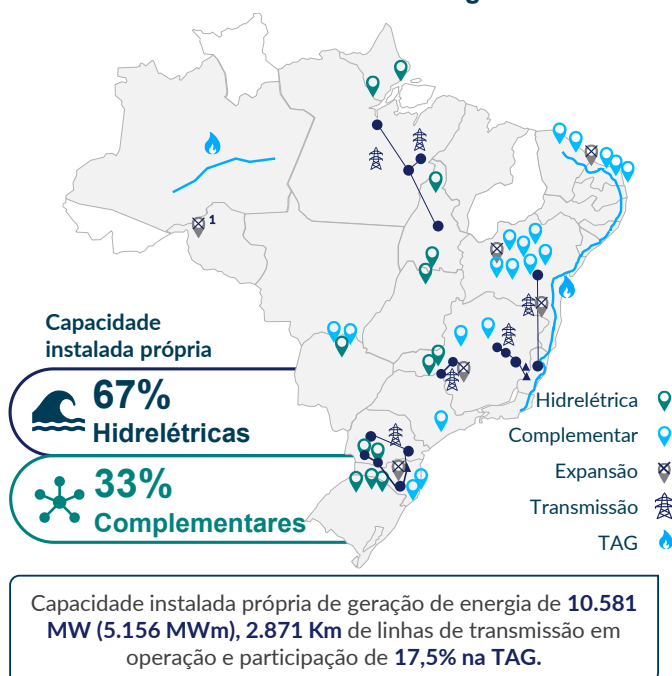


#### Visão Geral

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

Em 30.09.2025, seu valor de mercado era de R\$ 33,2 bilhões e sua capacidade instalada própria totalizava **10.581 MW**, composta por **130 usinas**, das quais 13 são hidrelétricas e 117 complementares: uma a biomassa, 85 eólicas, duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 29 solares. No segmento de transmissão, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real estão em operação integral e Graúna em operação parcial.

#### Portfólio equilibrado de negócios em infraestrutura em energia



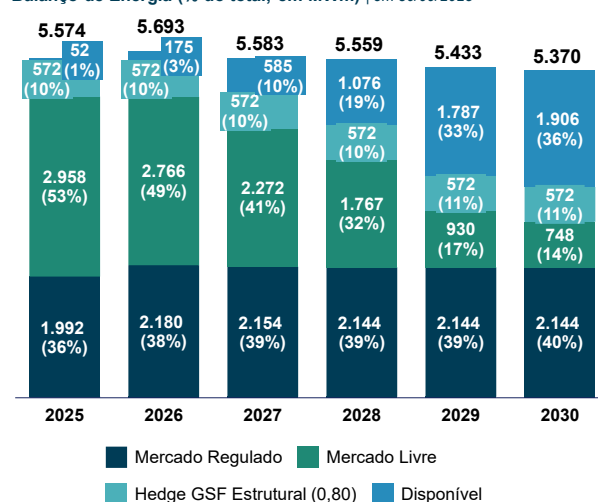
#### Composição Acionária

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 30/09/2025



**EGIE**  
B3 LISTED NM

**IBOVESPA B3**

**IEE B3**

**ITAG B3**



# ANEXO 5

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### FACT SHEET 3T25

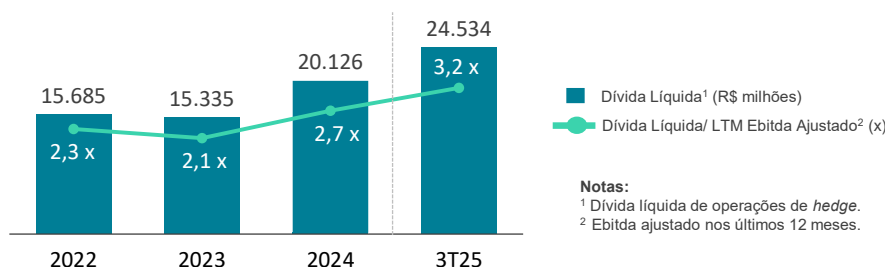
| Consolidado (em R\$ milhões)                                       | 3T25   | 3T24   | Var.      | 9M25   | 9M24   | Var.      |
|--------------------------------------------------------------------|--------|--------|-----------|--------|--------|-----------|
| Receita Operacional Líquida (ROL)   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

#### Notas:

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



### Endividamento (R\$ milhões)



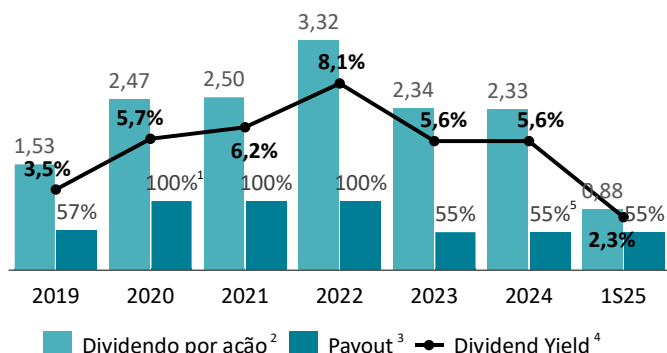
#### Notas:

- <sup>1</sup> Dívida líquida de operações de hedge.
- <sup>2</sup> Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.



### Política de Dividendos

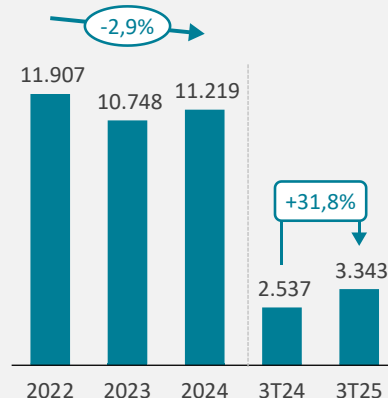
- Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível.
- Compromisso da Administração: **payout** mínimo de **55%** do lucro líquido distribuível.
- Ao menos 2 proventos por ano.



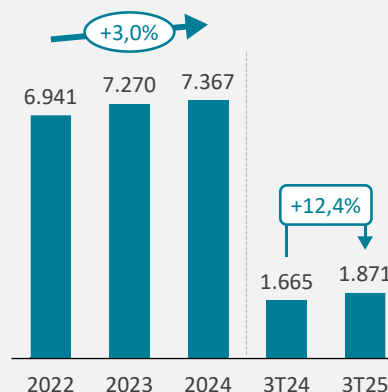
#### Notas:

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

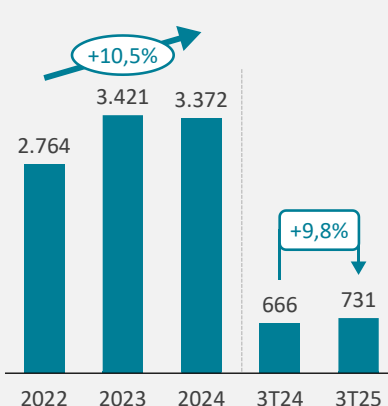
### Receita líquida (R\$ milhões)



### Ebitda ajustado (R\$ milhões)



### Lucro líquido ajustado (R\$ milhões)



#### Relações com Investidores

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

ISEB3

ICO2 B3

IDIVERSA B3

# EARNINGS RELEASE 3Q25

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](mailto:ri.BREnergia@engie.com)

**Video conference**

On November 6, 2025 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](http://www.engie.com.br/investidores)

**IBOVESPA B3**

**ISEB3**

**IEE B3**



Florianópolis, Brazil, November 5, 2025. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Third Quarter and nine months period ending on September 30, 2025 (3Q25/9M25). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reais (R\$), except where otherwise indicated. Rounding effects may cause differences in percentage changes, when comparing the comments on Economic-Financial Performance, presented in R\$ million, with the Income Statement (Appendix III), presented in R\$ thousand.



Santo Antonio do Jari HPP (AP-PA)

**Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão** hydropower plants now incorporated into ENGIE Brasil Energia's asset portfolio.

I N S I D E

**EGIE3**

2025

November 28

\* The recording of the event will be made available the week following the event.

## HIGHLIGHTS



**Net operating revenue** reached **R\$ 3,343 million** in 3Q25, 31.8% (R\$ 806 million) higher than recorded in 3Q24.



**Adjusted Ebitda<sup>2</sup>** in 3Q25 reached **R\$ 1,871 million**, an increase of 12.4% (R\$ 206 million) compared to the 3Q24.



The **adjusted net income** was **R\$ 731 million** in 3Q25, 9.8% (R\$ 65 million) higher than posted in the 3Q24.



The **average price of the energy sales agreements**, net of taxes on revenues and trading operations, was **R\$ 211.6/MWh** in 3Q25, 2.0% lower than registered in the 3Q24.



Excluding trading operations, the **energy sales volume** in 3Q25 was **10,308 GWh (4,668 average MW)**, 15.3% higher than sold in 3Q24.



At the end of 3Q25, **165 of the 188 wind turbines** of the **Serra do Assuruá Wind Complex**, in Bahia **were in commercial operation and a further 23 on a test basis**, corresponding to 846 MW installed and commissioned.



**Four of the 16 photovoltaic parks** were operating commercially and **12 on a test basis** at the **Assú Sol Photovoltaic Complex** at end of 3Q25, equivalent to 752 MWac in operation.



For the 15<sup>th</sup> time, the Company was recognized with Anefac's **Transparency Trophy**, awarded to companies employing the best governance and transparency practices in their financial statements published for the market.

# Summary of Financial and Operational Indicators

| Consolidated (in R\$ million)                                  | 3Q25   | 3Q24   | Var.      | 9M25   | 9M24   | Var.       |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|-----------|--------|--------|------------|
| Net Operating Revenue (NOR)                                    | 3,343  | 2,537  | 31.8%     | 9,442  | 7,948  | 18.8%      |
| Results from Operations (EBIT)                                 | 1,527  | 1,382  | 10.5%     | 4,790  | 5,997  | -20.1%     |
| Ebitda <sup>1</sup>                                            | 1,882  | 1,654  | 13.8%     | 5,797  | 6,780  | -14.5%     |
| Adjusted Ebitda <sup>2</sup>                                   | 1,871  | 1,665  | 12.4%     | 5,778  | 5,432  | 6.4%       |
| Adjusted Ebitda by transmission and quota effects <sup>3</sup> | 1,763  | 1,596  | 10.5%     | 5,284  | 5,141  | 2.8%       |
| Ebitda / NOR - (%) <sup>1</sup>                                | 56,3   | 65,2   | -8.9 p.p. | 61,4   | 85,3   | -23.9 p.p. |
| Adjusted Ebitda / NOR - (%) <sup>2</sup>                       | 56,0   | 65,6   | -9.6 p.p. | 61,2   | 68,3   | -7.1 p.p.  |
| Net Income                                                     | 738    | 658    | 12.2%     | 2,132  | 3,213  | -33.6%     |
| Adjusted Net Income                                            | 731    | 666    | 9.8%      | 2,119  | 2,314  | -8.4%      |
| Adjusted Return on Equity (ROE) <sup>4</sup>                   | 23,6   | 26,5   | -2.9 p.p. | 23,6   | 26,5   | -2.9 p.p.  |
| Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) <sup>5</sup>        | 14,9   | 16,7   | -1.9 p.p. | 14,9   | 16,7   | -1.9 p.p.  |
| Net Debt <sup>6</sup>                                          | 24,534 | 19,095 | 28.5%     | 24,534 | 19,095 | 28.5%      |
| Gross Power Production (avg MW) <sup>7</sup>                   | 6,167  | 6,338  | -2.7%     | 5,218  | 6,194  | -15.8%     |
| Energy Sold (avg MW) <sup>8</sup>                              | 4,668  | 4,050  | 15.3%     | 4,455  | 3,990  | 11.7%      |
| Average Net Sales Price (R\$/MWh) <sup>9</sup>                 | 211,61 | 215,96 | -2.0%     | 213,98 | 221,44 | -3.4%      |
| Number of Employees - Total                                    | 1,340  | 1,234  | 8.6%      | 1,340  | 1,234  | 8.6%       |
| EBE Employees                                                  | 1,311  | 1,211  | 8.3%      | 1,311  | 1,211  | 8.3%       |
| Employees on Under Construction Plants                         | 29     | 23     | 26.1%     | 29     | 23     | 26.1%      |

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

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

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

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

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

6 Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

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

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

9 Net of taxes and trading operations.

## Subsequent Events



The Company has again been certified as one of the best places to work according to the **GPTW - Great Place to Work Brasil** ranking. This accolade reinforces ENGIE's purpose of building an increasingly healthier, inclusive and engaging environment.



The Board of Directors approved the increase in the capital stock through 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 share for every 2.5 already held.

### 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 Photovoltaic Complex (RN)



# Message from Management

The third quarter of 2025 was characterized by the operational solidity and the market recognition, reinforcing ENGIE Brasil Energia's position as one of the leading companies in the domestic power generating sector as well as a benchmark in sustainability.

From the financial point of view, we were able to report consistent results sustained by the disciplined execution of strategy and the maturation of assets recently incorporated in the portfolio. **Net operating revenue** amounted to R\$ 3.3 billion, a year-over-year growth of 31.8%. **Adjusted Ebitda** reported R\$ 1.9 billion, an increase of 12.4% while **adjusted net income** amounted to R\$ 731 million, a 9.8% improvement in relation to the third quarter 2024. These results reflect efficiency in operational management, and an increase in energy sales volume and performance in both generation and transmission segments.

In the free energy market, the Company recorded expansion of 17.6% in the customer base compared to the same period in the preceding year, evidence of growing competitiveness in long-term solutions and enhanced interest in renewable and sustainable sources.

Among the projects under construction, special mention should be made of progress at the **Serra do Assuruá Wind Complex**, ENGIE's largest wind complex worldwide and located in Gentio do Ouro (BA). The assembly and commissioning of all 188 wind turbines, totaling 846 MW of installed capacity, have been concluded with their output delivered in its entirety to the Free Contracting Environment (ACL).

Located in Assú (RN), work on the **Assú Sol Photovoltaic Complex** had advanced to 99.5% completion by the end of September with four of the 16 plants already in commercial operation and the remaining 12 at test phase, equivalent of 752 MWac in operation. Entry into full commercial operation is scheduled for the first quarter of 2026, making the Complex one of the largest solar operations in Brazil.

In addition, the **Asa Branca Transmissora de Energia** (BA, MG and ES) moved ahead with the issuance of the Preliminary License and filing the application for the Installation License with the Federal Environmental Protection Agency (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) - Ibama for one of the sectors and respective substations in addition to progress made on civil work and assembly of structures and cables. The project, with approximately 1,000 kilometers in length, is to reinforce the infrastructure for the offtake of renewable energy generated in the Northeast, contributing to the safety and integration of the Brazilian electric energy system.

Salto Santiago HPP (PR)



We successfully obtained the recertification of **ISO 9001, 14001 and 45001** standards attesting to the maturity of our quality, environmental and occupational safety management systems.

ENGIE Brasil Energia was the focus of important recognition, underscoring its commitment to the ESG agenda and the generation of responsible value. We were once more certified as one of the best places to work in Brazil according to **the Great Place to Work** ranking as well as featuring in TIME magazine's (in partnership with Statista) among the Best Employers in Brazil – an accolade which reflects our inclusive, safe and engaging working environment.

For the 15th consecutive occasion, we were awarded the **Transparency Trophy** and, in 2025, the **Good ESG Practices** prize, both presented by ANEFAC, reaffirming our credibility and transparency in the market. We were also ranked second in the **Valor 1000 Award**, Energy Sector, consolidating our position of leadership and market trust in the Company's responsible actions.

Such recognition reflects solid and integrated management, supported by efficient processes and high standards of quality and governance. In this context, we obtained recertification of **ISO 9001, 14001, and 45001** standards, which attest to the maturity of

our quality, environmental, and occupational safety management systems — essential pillars for ensuring operational excellence and long-term sustainability.

Reinforcing this trajectory of continuous improvement, in October, **the Sustainability Officer was created and headed by Thais Soares**. The new structure strengthens the integration of environmental, social, and governance pillars in all the dimensions of the business and aligns the Company with ENGIE's global model, which is increasingly oriented towards the energy transition.

We ended the quarter confident in the future and with the conviction that we are on the right track for spearheading the Brazilian energy transition, combining economic performance, innovation, and social and environmental responsibility. We thank all employees, customers, investors, and partners who contribute to building this trajectory.

*Good reading!*

5



**Eduardo Sattamini**  
Chief Executive Officer



**Pierre Leblanc**  
Chief Financial and Investor  
Relations Officer



# Breakdown of Assets

## Energy Generation Assets



At the end of the 3Q25, ENGIE Brasil Energia had **10,581.3 MW of installed capacity** and operates a generating complex with 12,281.0 MW, comprised of 130 plants (13 hydro and 117 complementary energy source plants – biomass, SHP, wind powered and solar), 127 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 September 30, 2025

| Power Plants          | Source | Location                    | Installed Capacity (MW) |                 | Concession expiration date | Commercial capacity (aMW) |                |
|-----------------------|--------|-----------------------------|-------------------------|-----------------|----------------------------|---------------------------|----------------|
|                       |        |                             | Total                   | Company's Share |                            | 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           | Jun/40                     |                           | 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           | Mar/37                     |                           | 127.6          |
| <b>Total - Hydro</b>  |        |                             | <b>8,739.9</b>          | <b>7,040.2</b>  |                            |                           | <b>3,576.6</b> |

| Power Plants                          | Source    | Generating Units <sup>1</sup> | Location                     | Installed Capacity (MW) |                 | Authorization expiration date | Commercial capacity (aMW) |                |
|---------------------------------------|-----------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------------|---------------------------|----------------|
|                                       |           |                               |                              | Total                   | Company's Share |                               | Company's Share           |                |
| Serra do Assuruá Complex <sup>2</sup> | Wind Farm | 21                            | Lages and Pedro Avelino (RN) | 742.5                   | 742.5           | Nov/56                        |                           | 366.4          |
| Assu Sol Complex <sup>3</sup>         | 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 <sup>4</sup>       | Solar     | 3                             | Pirapora (MG)                | 198.0                   | 198.0           | Sep/41                        |                           | 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 Gelázio 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 <sup>5</sup>   |                           | 0.2            |
| Tubarão                               | Wind Farm |                               | Tubarão (SC)                 | 2.1                     | 2.1             | not applicable <sup>5</sup>   |                           | 0.3            |
| Tubarão 2                             | Wind Farm |                               | Tubarão (SC)                 | 4.2                     | 4.2             | not applicable <sup>5</sup>   |                           | 0.0            |
| <b>Total - Complementary</b>          |           |                               |                              | <b>3,541.1</b>          | <b>3,541.1</b>  |                               |                           | <b>1,579.4</b> |
| <b>Total</b>                          |           |                               |                              | <b>12,281.0</b>         | <b>10,581.3</b> |                               |                           | <b>5,156.0</b> |

<sup>1</sup> For the composition of wind and solar complexes.

<sup>2</sup> Complex composed of 24 wind power plants, 21 of which in full commercial operation on 9/30/2025.

<sup>3</sup> Complex composed of 16 wind power plants, 4 of which in full commercial operation on 9/30/2025.

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

<sup>5</sup> 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 September 30, 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                |
| <b>Total</b>                |                                 | <b>2,871.0</b> | <b>825.9</b>               |                                        |          |                       |

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

# Gas Transportation Assets



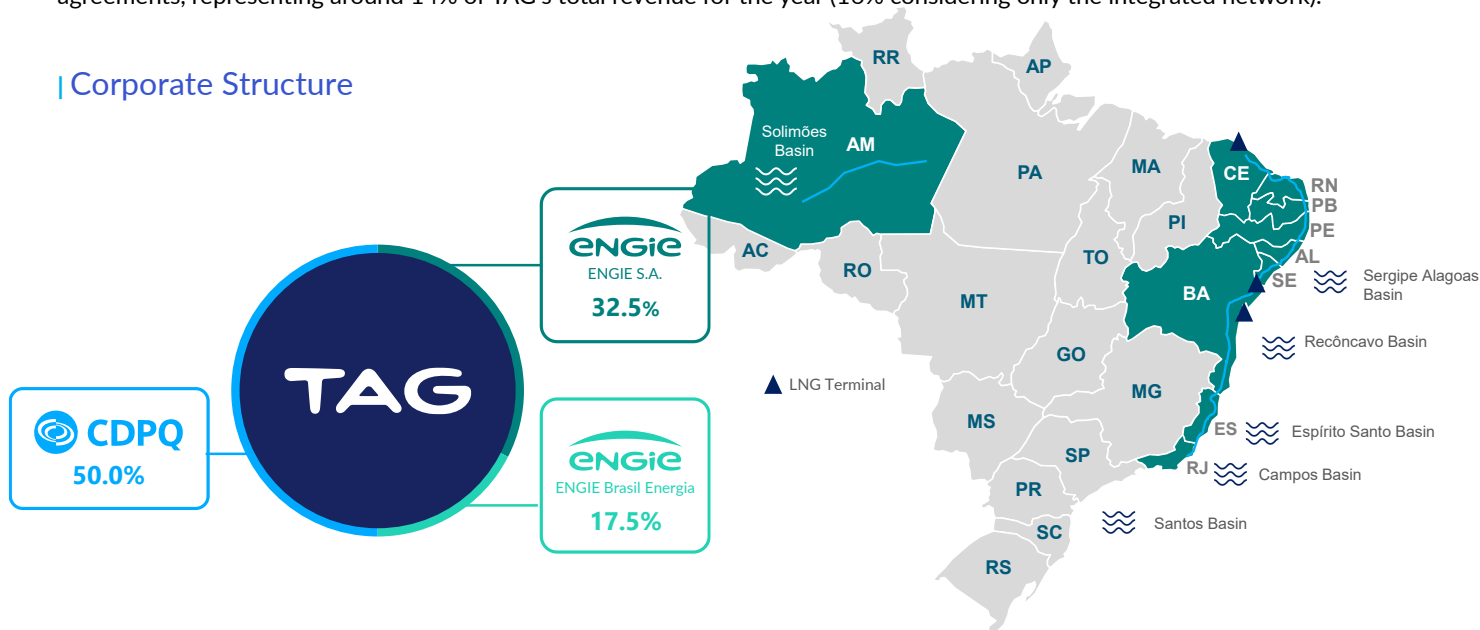
## Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

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 two entry and outlet points (one more under construction), connection with 10 gas distributors, serving two refineries, ten thermoelectric power plants and two 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 **534 firm contracts in 2025 (55 active)**, which totaled 12.6 million m<sup>3</sup> of transportation capacity, in entry and delivery point agreements, representing around 14% of TAG's total revenue for the year (16% 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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, when feasible, will be approximately US\$ 200 million, split into different stages. On completion of the initial stage, storage capacity will be 51 million m<sup>3</sup>/year. Over the long term, capacity may reach as much as 500 million m<sup>3</sup>/year.

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 <sup>1</sup> | Volumes Contracted (MM m <sup>3</sup> /day) | % of Net Operating Revenue <sup>2</sup> | Readjustment index                       |
|----------------------------------|----------------|-----------|--------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| Gasene                           | 1,400          | Petrobras | Nov/33                         | 30.3                                        | 40.1%                                   | 46% basket IGP <sup>3</sup> ; 54% US PPI |
| Malha Nordeste                   | 2,100          | Petrobras | Dec/25                         | 21.6                                        | 23.2%                                   | IGP-M                                    |
| Pilar-Ipojuca                    | 200            | Petrobras | Nov/31                         | 15.0                                        | 6.3%                                    | IGP-M                                    |
| Urucu-Coari-Manaus               | 800            | Petrobras | Nov/30                         | 6.7                                         | 29.7%                                   | 50% IGP-M; 50% IPCA                      |
| Conexão GNL Sergipe              | 25             | Eneva     | Oct/54                         | 14.0                                        | 0.5%                                    | 20% IGP-M; 80% IPCA                      |
| Lagoa Parda-Vitória <sup>4</sup> | 100            | Various   | Dec/25                         | 0.3                                         | 0.2%                                    | 55% IGP-M; 45% IPCA                      |
| <b>Total</b>                     | <b>~4,600</b>  |           |                                | <b>87.9</b>                                 | <b>100.0%</b>                           |                                          |

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

<sup>2</sup> Variations in revenue representativeness between GTAs may occur.

<sup>3</sup> 1/3 IGP-M, 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.

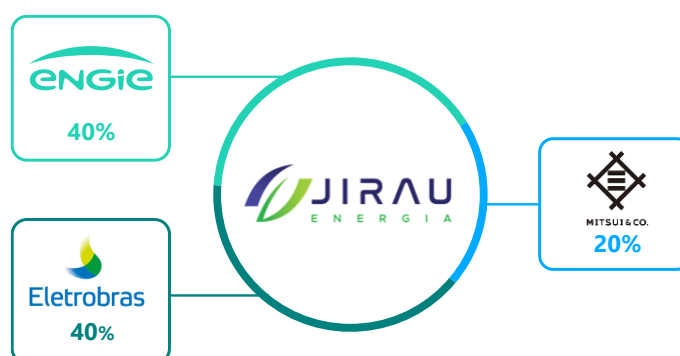
<sup>4</sup> Capacity of the section contracted under the entry and exit regime through the Capacity Offer Portal (POC) for the period from January to December 2025.

## 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.



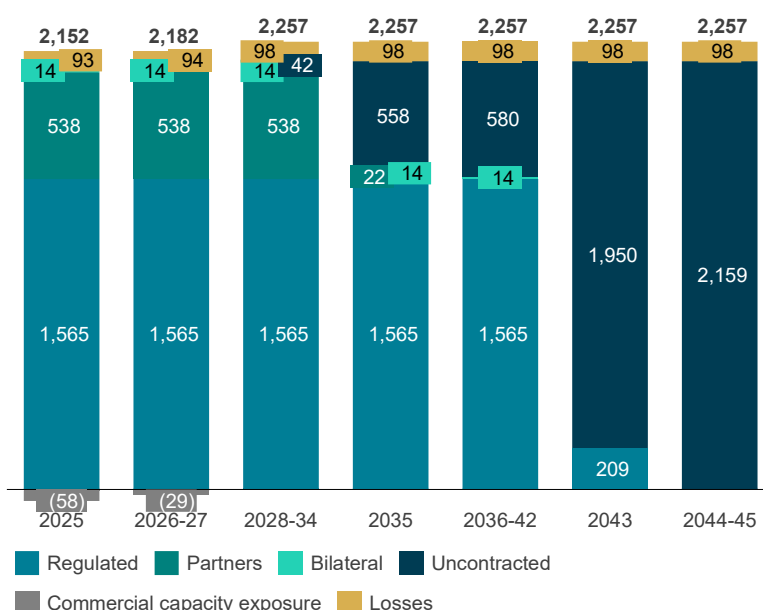
On May 20, 2025, the Ministry of Mines and Energy (MME) issued Order 2.946, establishing the **new physical guarantee amounts** for Jirau HPP. The defined values are 2,222.6 average MW for operation at the 90-meter extended level and 2,335.1 average MW for operation at the 90-meter constant level.

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.**

ENGIE Brasil Energia is awaiting a signal from its controlling company together with the Company's statutory bodies, begin studies and proposals for the transfer of the 40% stake in Jirau Energia, and 100% in the trading company Geramamóre Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

In 3Q25, Jirau Energia generated 826 average MW, 113.2% higher than the 387 average MW for 3Q24, 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 3Q25, the quota attributed to Brazil was 811 average MW, discounting the quota pertaining to the Bolivian government.

## Jirau Energia PPA's Portfolio | Average MW



## 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.

Again, in 3Q25, work on the LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III proceeded apace, **activities involving the assembly of equipment and commissioning** work at substations as well as **activities for the assembly of metallic structures for stringing cables and commissioning** in the transmission line. Start-up of operations along this stretch is scheduled for 4Q25.

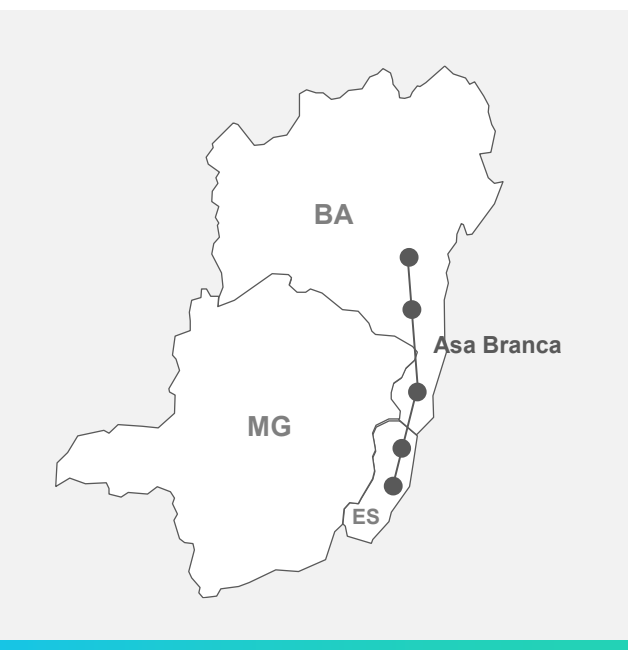
The maximum deadline for starting operations is March 2029.

| Block        | Location                                  | Contracted RAP<br>(R\$ million) <sup>1</sup> | Estimated Aneel Capex<br>(R\$ million) |
|--------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------|
| 5            | Bahia, Minas Gerais and<br>Espírito Santo | 282.7                                        | 2,667.0                                |
| <b>Total</b> |                                           | <b>282.7</b>                                 | <b>2,667.0</b>                         |

<sup>1</sup> Value as of June 2025.



Towers assembling



10

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

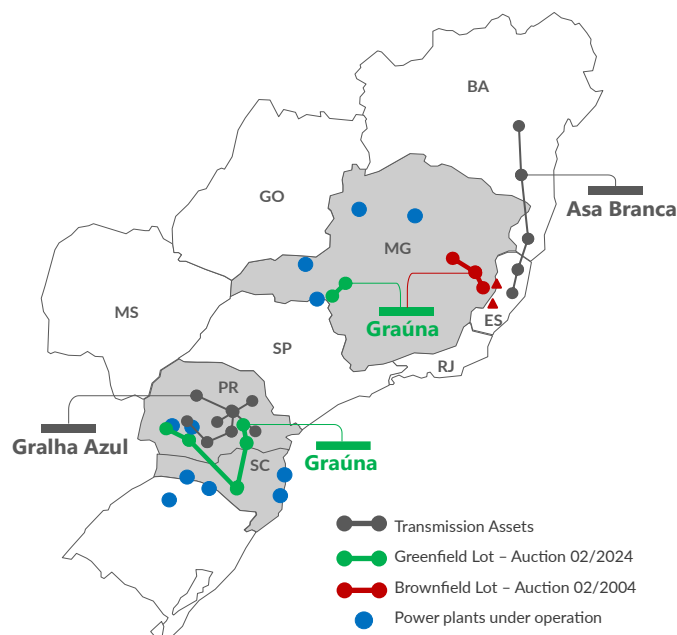
Winner of the Aneel Transmission Auction 02/2024, Block 1 was denominated Graúna and contemplates the implantation of **six new transmission lines, one of which is a sectioning, totaling around 732 kilometers in length, in addition to two new substations and five expansions of existing substations, in 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.

In 3Q25, the project saw further advances with **the negotiation of the Main Supply Contracts**, and the conclusion of submission of applications for all **Preliminary Licenses to the respective environmental organs**. Also, important initiatives in the quarter were land property regularizations, with the start of negotiations and approvals for construction work, progress in surveying and drilling activities, and progress in the development of executive projects.

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.

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<br>(R\$ million) <sup>1</sup> | Estimated Aneel Capex<br>(R\$ million) |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------|
| 1            | Santa Catarina, Paraná, Minas Gerais,<br>São Paulo and Espírito Santo | 268.3                                        | 2,933.6                                |
| <b>Total</b> |                                                                       | <b>268.3</b>                                 | <b>2,933.6</b>                         |

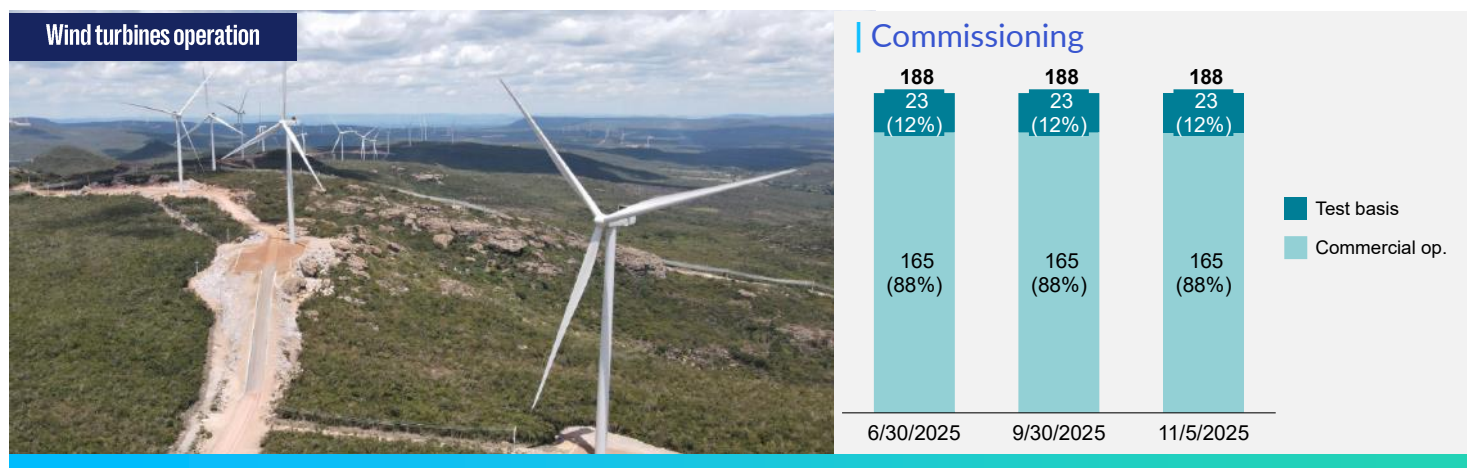
<sup>1</sup> Value as of June 2025.

## Serra do Assuruá Wind Complex – Bahia.

Comprising 24 wind farms, being installed in a single phase in the municipality of Gentio do Ouro, state of Bahia, the project's authorization grant has been issued by Aneel. The complex has an **estimated installed capacity of 846 MW and an estimated commercial capacity of 410.2 average MW**. Energy generated will be entirely directed to the Free Contracting Environment, the wind complex also being able to meet demand from clients in the energy self-production market. With the creation of around 3,000 direct and indirect jobs in the region, the **estimated investment is approximately R\$ 6 billion** (as of May/2022).

**Work on the construction of the complex has been completed, including the assembly and commissioning of the wind turbines**, all of them fully operational and awaiting Aneel approval for commercial operations to begin.

As of September 30, 2025, **165 wind turbines were operating commercially**, while a further **23 were at a test phase**, totaling 846 MW installed and commissioned.



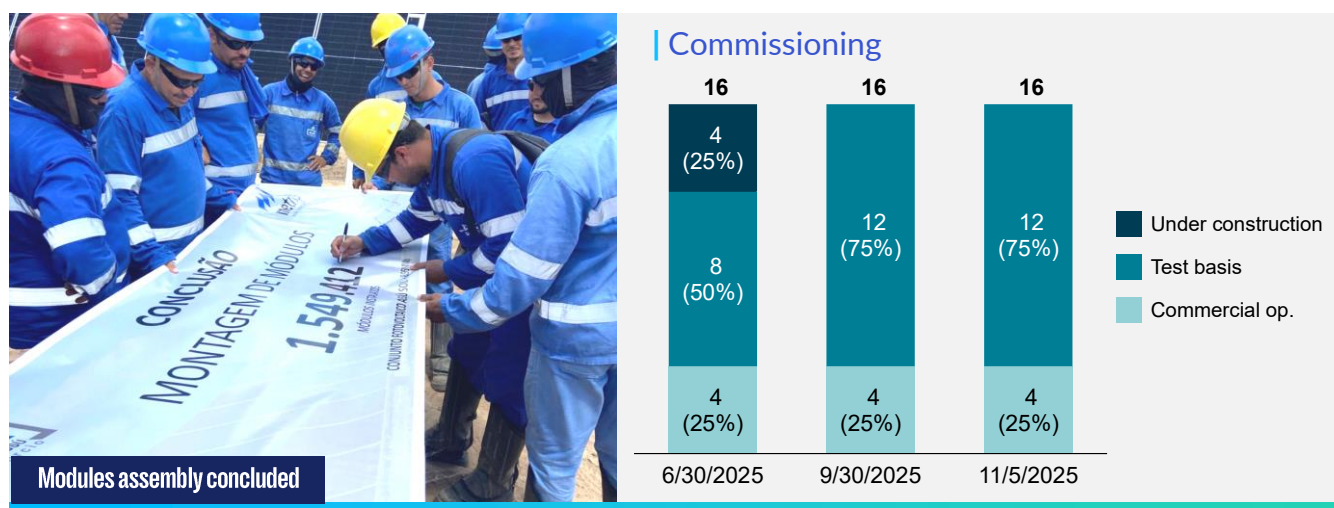
## Assú Sol Photovoltaic Complex – Rio Grande do Norte.

The project is located in the municipality of Assú, state of Rio Grande do Norte and is to have an **installed capacity of approximately 752 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 had advanced to 99.5% completion by the end of 3Q25.** Component supply, earth moving activities, tracker foundations and assembly, installation of solar panels, inverters and medium voltage substations, medium and low voltage interconnections, as well as commissioning, were already concluded in the quarter, culminating in the energization of the entire photovoltaic complex. Execution of residual drainage activities as well as reliability and performance tests of some photovoltaic units were still ongoing at the end of the quarter.

The entry into operation of the first photovoltaic units on a test basis took place in October 2024. **At the end of 3Q25, four of the 16 farms were already in commercial operations and 12 were in a test phase, output totaling 752 MWac in operation.**

The entry into full commercial operations is scheduled for the first quarter of 2026.



## Projects under Development

Projects under development are in the pipeline and at an advanced stage in the relative feasibility studies, albeit with no commitment to begin construction 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           |
| Campo Largo Solar Complex               | Solar  | Umburanas and Sento Sé (BA)  | 308.0                   | 308.0           |
| 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           |
| <b>Total</b>                            |        |                              | <b>1,696.0</b>          | <b>1,696.0</b>  |

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 3Q25, the hydropower plants operated by ENGIE Brasil Energia achieved an uptime ratio of **96.6%**, (considering programmed and forced stoppages) a year-on-year increase of 8.5 p.p., in comparison with the same quarter of 2024, when they operated at 88.1%. This variation is largely due modernization work on the Salto Santiago and Salto Osório hydropower plants in 3Q24.

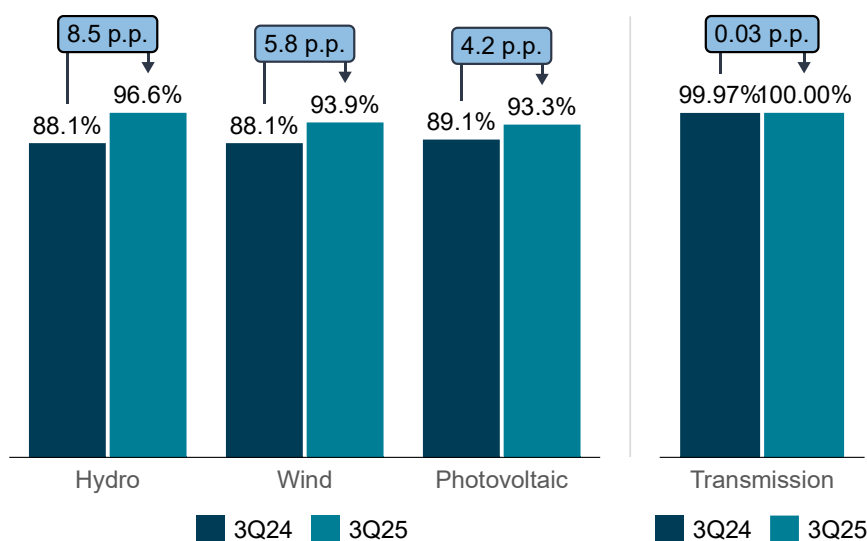
Regarding the **complementary plants**, since 1Q25, the Company discloses its **energy uptime ratio** for its wind and photovoltaic complexes, a **methodology which will reflect the business from a better technical point of view**, given that these sources of energy rank increasingly more important relative to the Company's overall portfolio.

The **energy uptime ratio in 3Q25 for the wind plants was 93.9%**, 5.8 p.p. higher than 3Q24 when it reached 88.1%. The improvement in performance reflects operational stabilization at the Santo Agostinho Wind Complex, start-up in operations of which in 3Q24 was characterized by a performance below current levels in the first few months.

In relation to the **photovoltaic plants**, the **energy uptime ratio was 93.3% in 3Q25** a growth of 4.2 p.p. in relation to the 89.1% recorded in 3Q24. This increase is related to the implementation of the Company's maintenance procedures on the photovoltaic plants acquired in 2024. Initiatives involved improvement to inverter, tracker and medium voltage network systems and optimization of solar module cleaning.

In **transmission assets**, Engie Brasil Energia recorded a strong operational performance at Gralha Azul, Novo Estado, Gavião Real and Graúna **with a total uptime index of 100% in 3Q25, and 99.98% for the full year 2025**. The transmission assets have turned in excellent operational performance since their entry into commercial operations.

#### | Uptime Operating | Considering Scheduled and Forced Shutdowns



## Energy Generation

In the **third quarter of 2025**, the plants operated by **ENGIE Brasil Energia** produced **13,617 GWh** (6,167 average MW), a **reduction of 2.7%** compared with the same period in 2024.

Of the total generated, the **hydropower plants** contributed with **10,071 GWh** (4,561 average MW), while the **complementary sources** generated **3,547 GWh** (1,606 average MW). These results represent a drop of 11.1% in hydropower generation and an increase of 33.1% in energy generated from complementary sources, compared to 3Q24.

The year-on-year reduction in generation from the **hydropower plants** in 3Q25 is a reflection of the systemic condition of energy oversupply in the National Interconnected System (SIN). This situation resulted in the reduction, limitation or even effective cuts in generation, both in regard to wind and solar plants as well as hydropower operations in order to maintain equilibrium between load and generation and to guarantee the operational security of the system. As to hydrometeorological conditions, the third quarter of 2025 reported a more favorable scenario than 2024, there thus being no hydrological justification for any reduction in generation.

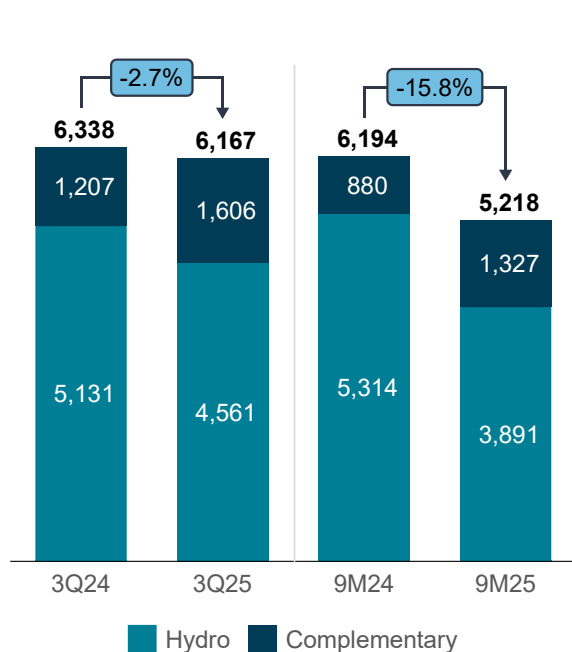
The increase in generation from the **complementary plants** in 3Q25 was driven by both wind plants, these producing 2,853 GWh (1,292 average MW), and also solar parks, responsible for an additional 559 GWh (253 average MW), increases of 30.7% and 67.2%, respectively, in relation to the third quarter 2024.

This performance benefited from the entry into commercial operations of the Serra do Assuruá Wind Complex, the completion of reconstruction work at the Paracatu 4 photovoltaic plant and initial operations at the Assú Sol Photovoltaic Complex. The combination of these assets was responsible for 1,266 GWh (573 average MW), growth of 1,045 GWh (473 average MW) when compared with 3Q24.

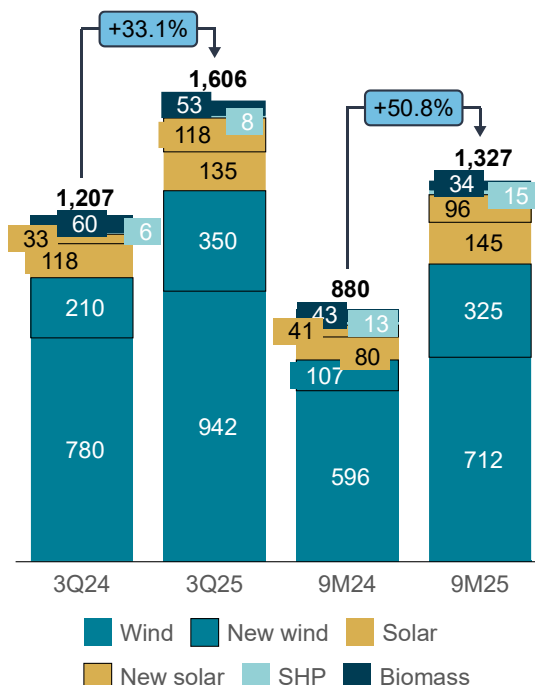
Also worth remembering that the decrease in the Company's hydropower generation does not necessarily cause deterioration in economic-financial performance. Similarly, an increase in this type of generation does not necessarily imply a growth in economic-financial performance. This is due to the application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

13

| Generation | Average MW



| Generation by Complementary Source | Average MW



Note:

The variation between the percentage calculated in GWh and average MW in 9M24 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). Of these, External Unavailability only allows the agent to potentially be reimbursed for generation limitations, as long as the conditions comply with the established Aneel and ONS parameters.

According to an analysis of the data published by the ONS in **3Q25**, the wind and solar power plants operated by ENGIE Brasil Energia recorded **24% generation curtailment**. The other plants that make up the National Interconnected System (SIN) recorded total availability of 22%. The Company's wind farms recorded a total reduction of 19%, the same percentage as the SIN, and 36% in solar, same as SIN, as can be seen in the following table:

### | Curtailment by source

|                                  | 3Q25 |       |       | 3Q24 |       |       |
|----------------------------------|------|-------|-------|------|-------|-------|
|                                  | Wind | Solar | Total | Wind | Solar | Total |
| Curtailment ENGIE Brasil Energia | 19%  | 36%   | 24%   | 13%  | 20%   | 15%   |
| Curtailment SIN                  | 19%  | 36%   | 22%   | 11%  | 25%   | 13%   |

### | Curtailment by asset

| Wind power plants         | Commercial capacity (aMW) | 3Q25 (%) | 3Q24 (%) |
|---------------------------|---------------------------|----------|----------|
| Trairi (CE)               | 97.2                      | 33%      | 17%      |
| Santo Agostinho (RN)      | 224.2                     | 34%      | 31%      |
| Campo Largo I and II (BA) | 359.0                     | 15%      | 9%       |
| Serra do Assuruá (BA)     | 742.5 <sup>1</sup>        | 12%      | 1%       |
| Umburanas (BA)            | 213.3                     | 19%      | 7%       |

| Solar power plants <sup>2</sup> | Commercial capacity (aMW) | 3Q25 (%) | 3Q24 (%) |
|---------------------------------|---------------------------|----------|----------|
| Sol do Futuro (CE)              | 16.2                      | 24%      | 19%      |
| Floresta (RN)                   | 25.1                      | 39%      | 55%      |
| Assú V (RN)                     | 9.2                       | 41%      | 30%      |
| Assú Sol (RN)                   | 171.6 <sup>1</sup>        | 31%      | -        |
| Juazeiro (BA)                   | 34.8                      | 44%      | 33%      |
| Sertão Solar (BA)               | 26.1                      | 44%      | 25%      |
| São Pedro (BA)                  | 16.0                      | 48%      | 31%      |
| Lar do Sol (MG)                 | 53.0                      | 36%      | 10%      |
| Paracatu (MG)                   | 34.0                      | 35%      | 9%       |

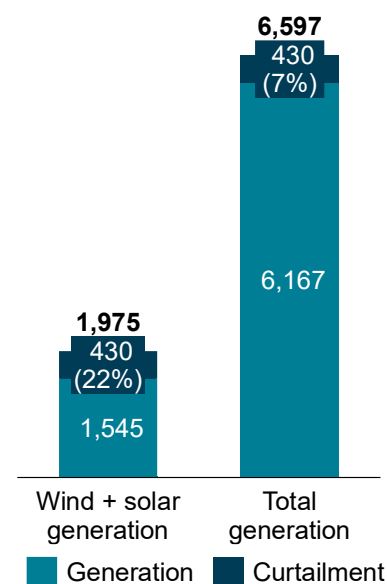
Notes:

<sup>1</sup> Operational commercial capacity on 09/30/2025.

<sup>2</sup> 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.

### | % Curtailment over 3Q25 Generation | average MW



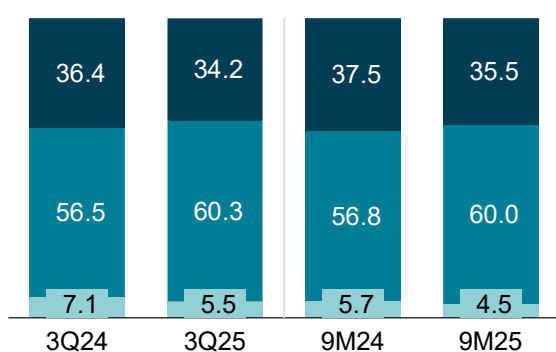
## Gas Transportation

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 3Q25, 534 firm contracts (55 active) were signed with 24 carriers, totaling a volume of 12.6 million m<sup>3</sup>/day of transport capacity. This volume represents approximately 14% of the total volume contracted by TAG, and 16% considering only the integrated network (excluding the Urucu-Manaus Gas Transport Pipeline (GTA), where Petrobras remains the sole carrier).

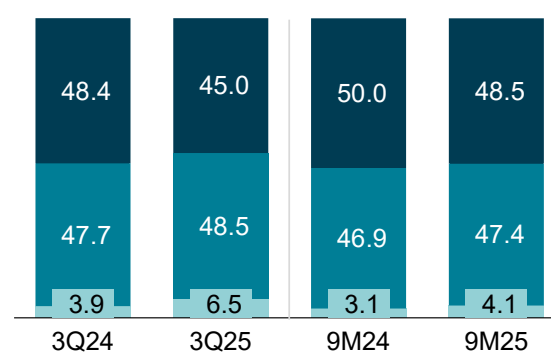
## Electric Energy Sales Portfolio

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.

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 **September 30, 2025**, is as follows:

### | Energy Balance

| (in average MW)                                                              | 2025         | 2026         | 2027         | 2028         | 2029         | 2030         | In R\$/MWh   |             |              |                       |
|------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-----------------------|
| Own Resources                                                                | 4,794        | 5,193        | 5,207        | 5,206        | 5,207        | 5,166        | Auction      |             | Adjusted     | Price Net of          |
| + Purchases for Resale                                                       | 780          | 500          | 376          | 353          | 226          | 204          | Gross        | Reference   | Gross        | PIS/                  |
| <b>= Total Resources (A)</b>                                                 | <b>5,574</b> | <b>5,693</b> | <b>5,583</b> | <b>5,559</b> | <b>5,433</b> | <b>5,370</b> | <b>Price</b> | <b>Date</b> | <b>Price</b> | <b>Cofins/P&amp;D</b> |
| Government Auction Sales <sup>1</sup>                                        | 1,992        | 2,180        | 2,154        | 2,144        | 2,144        | 2,144        |              |             |              |                       |
| 2005-NE-2010-30                                                              | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 115.1        | Dec-05      | 329.3        | 295.9                 |
| 2006-NE-2009-30                                                              | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 128.4        | Jun-06      | 361.7        | 324.9                 |
| 2006-NE-2011-30                                                              | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 135.0        | Nov-06      | 377.3        | 339.0                 |
| 2007-NE-2012-30                                                              | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 126.6        | Oct-07      | 339.0        | 304.6                 |
| Proinfa                                                                      | 19           | 19           | 10           | -            | -            | -            | 147.8        | Jun-04      | 472.0        | 454.8                 |
| 1st Reserve Energy Auction                                                   | 2            | -            | -            | -            | -            | -            | 158.1        | Aug-08      | 379.9        | 366.1                 |
| Auction Mix (New Energy / Reserve)                                           | 8            | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -           | 398.3        | 383.8                 |
| 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      | 471.4        | 427.8                 |
| 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           | 17           | -            | -            | -            | -            | 162.6        | -           | 162.6        | 147.6                 |
| 2012-EN-2017-30                                                              | 63           | 151          | 151          | 151          | 151          | 151          | 95.3         | Dec-12      | 184.2        | 167.2                 |
| 2010-EN-2015-30                                                              | 80           | 190          | 190          | 190          | 190          | 190          | 104.0        | Dec-10      | 231.5        | 210.1                 |
| 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                                                            | 2,958        | 2,766        | 2,272        | 1,767        | 930          | 748          |              |             |              |                       |
| <b>= Total Sales (B)</b>                                                     | <b>4,950</b> | <b>4,946</b> | <b>4,426</b> | <b>3,911</b> | <b>3,074</b> | <b>2,892</b> |              |             |              |                       |
| - Structural GSF Hedge (0.80)                                                | 572          | 572          | 572          | 572          | 572          | 572          |              |             |              |                       |
| <b>Balance (A - B)</b>                                                       | <b>52</b>    | <b>175</b>   | <b>585</b>   | <b>1,076</b> | <b>1,787</b> | <b>1,906</b> |              |             |              |                       |
| Sales average net price (R\$/MWh) <sup>2, 3,</sup>                           | 222.2        | 221.9        | 226.4        |              |              |              |              |             |              |                       |
| Purchases average net price (R\$/MWh) <sup>4,</sup>                          | 178.8        | 159.3        | 165.9        |              |              |              |              |             |              |                       |

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 – 3Q25 X 3Q24 | R\$ million

|                                                                | Electric energy         |              |         | Gas transportation | Consolidated |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|---------|--------------------|--------------|
|                                                                | Generation <sup>1</sup> | Transmission | Trading |                    |              |
| 3Q25                                                           |                         |              |         |                    |              |
| Net operating revenue                                          | 2,549                   | 643          | 151     | -                  | 3,343        |
| Operational costs                                              | (1,319)                 | (378)        | (149)   | -                  | (1,846)      |
| Gross income                                                   | 1,230                   | 265          | 2       | -                  | 1,497        |
| Selling, general and administrative expenses                   | (133)                   | (5)          | (3)     | -                  | (141)        |
| Other operating revenues, net                                  | (6)                     | -            | -       | -                  | (6)          |
| Disposal of subsidiary                                         | 11                      | -            | -       | -                  | 11           |
| Equity income                                                  | -                       | -            | -       | 166                | 166          |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 1,102                   | 260          | (1)     | 166                | 1,527        |
| 3Q24                                                           |                         |              |         |                    |              |
| Net operating revenue                                          | 2,168                   | 291          | 78      | -                  | 2,537        |
| Operational costs                                              | (1,063)                 | (92)         | (79)    | -                  | (1,234)      |
| Gross income (loss)                                            | 1,105                   | 199          | (1)     | -                  | 1,303        |
| Selling, general and administrative expenses                   | (122)                   | (7)          | (1)     | -                  | (130)        |
| Other operating revenues, net                                  | 3                       | 25           | -       | -                  | 28           |
| Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary | -                       | -            | -       | (1)                | (1)          |
| Equity income                                                  | -                       | -            | -       | 182                | 182          |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 986                     | 217          | (2)     | 181                | 1,382        |
| Change                                                         |                         |              |         |                    |              |
| Net operating revenue                                          | 381                     | 352          | 73      | -                  | 806          |
| Operational costs                                              | (256)                   | (286)        | (70)    | -                  | (612)        |
| Gross income                                                   | 125                     | 66           | 3       | -                  | 194          |
| Selling, general and administrative expenses                   | (11)                    | 2            | (2)     | -                  | (11)         |
| Other operating revenues (expenses), net                       | (9)                     | (25)         | -       | -                  | (34)         |
| Disposal of subsidiary                                         | 11                      | -            | -       | -                  | 11           |
| Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary | -                       | -            | -       | 1                  | 1            |
| Equity income                                                  | -                       | -            | -       | (16)               | (16)         |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 116                     | 43           | 1       | (15)               | 145          |

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

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

# Net Operating Revenue

| Operating revenue by segment – 3Q25 X 3Q24 | R\$ million

|                                                | Electric Energy |              |         |       |
|------------------------------------------------|-----------------|--------------|---------|-------|
|                                                | Generation      | Transmission | Trading |       |
| 3Q25                                           |                 |              |         |       |
| Free contracting environment <sup>1</sup>      | 1,132           | -            | -       | 1,132 |
| Regulated contracting environment <sup>2</sup> | 1,049           | -            | -       | 1,049 |
| Construction revenue                           | -               | 386          | -       | 386   |
| Remuneration of concession assets              | 114             | 235          | -       | 349   |
| Transactions in the short-term market          | 203             | -            | -       | 203   |
| Energy trading operations                      | -               | -            | 151     | 151   |
| Service rendered revenue                       | 42              | 22           | -       | 64    |
| Indemnifications                               | 3               | -            | -       | 3     |
| Other revenues                                 | 6               | -            | -       | 6     |
| Net operating revenue                          | 2,549           | 643          | 151     | 3,343 |
| 3Q24                                           |                 |              |         |       |
| Free contracting environment                   | 958             | -            | -       | 958   |
| Regulated contracting environment              | 974             | -            | -       | 974   |
| Construction revenue                           | -               | 66           | -       | 66    |
| Remuneration of concession assets              | 109             | 204          | -       | 313   |
| Transactions in the short-term market          | 75              | -            | 1       | 76    |
| Energy trading operations                      | -               | -            | 77      | 77    |
| Service rendered revenue                       | 39              | 21           | -       | 60    |
| Other revenues                                 | 13              | -            | -       | 13    |
| Net operating revenue                          | 2,168           | 291          | 78      | 2,537 |
| Change                                         |                 |              |         |       |
| Free contracting environment                   | 174             | -            | -       | 174   |
| Regulated contracting environment              | 75              | -            | -       | 75    |
| Construction revenue                           | -               | 320          | -       | 320   |
| Remuneration of concession assets              | 5               | 31           | -       | 36    |
| Transactions in the short-term market          | 128             | -            | (1)     | 127   |
| Energy trading operations                      | -               | -            | 74      | 74    |
| Service rendered revenue                       | 3               | 1            | -       | 4     |
| Indemnifications                               | 3               | -            | -       | 3     |
| Other revenues                                 | (7)             | -            | -       | (7)   |
| Net operating revenue                          | 381             | 352          | 73      | 806   |

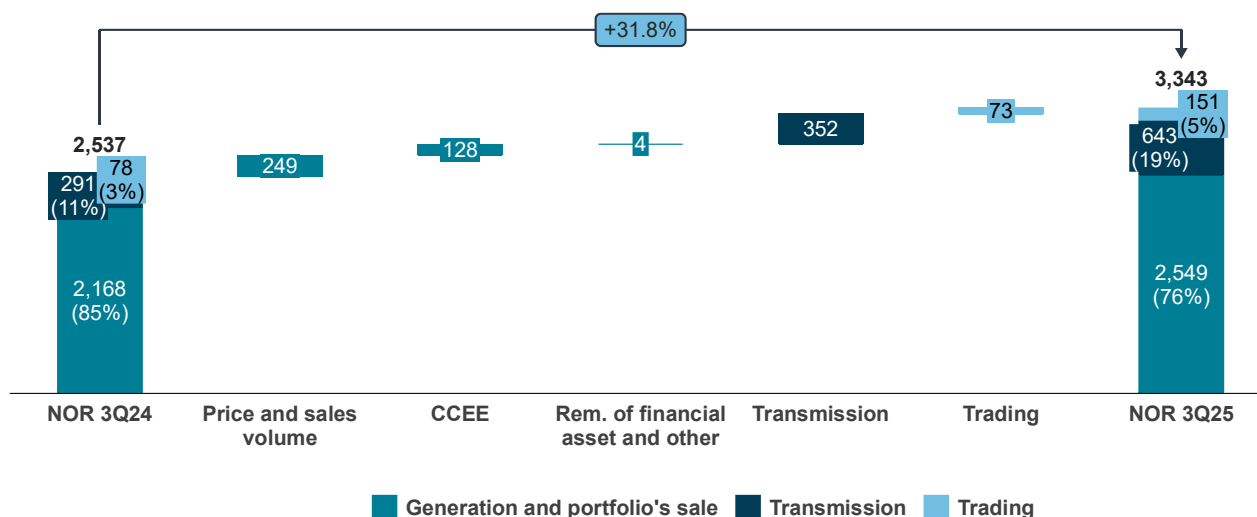
<sup>1</sup> Free consumers and trading companies.

<sup>2</sup> Distribution companies.

**In 3Q25, net operating revenue increased 31.8% (R\$ 806 million) year-over-year from R\$ 2,537 million to R\$ 3,343 million.**

This variation stems largely from the following effects: (i) an increase of R\$ 381 million (17.6%) in net operating revenue from the generation and energy sales portfolio; (ii) an increase of R\$ 352 million (121.0%), substantially due to progress made on the construction of the Asa Branca Transmission System which had a positive impact on growth in operating revenue for the transmission segment; and (iii) an increase of R\$ 73 million (93.6%) in the trading segment. More details on the transmission and trading segments are described under specific headings.

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



19

## 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\$ 211.61/MWh** in 3Q25. This result was **2.0% less** than 3Q24, when the average prices were R\$ 215.96/MWh.

During the course of the years 2024 and 2025, there were reimbursements due to the delivery of wind and solar power in amounts lower than in the relevant regulated environment agreements signed with the distributors. Excluding the impact from the reimbursements during the quarters, the net average selling price of energy fell from R\$ 226.92/MWh in 3Q24 to **R\$ 219.73/MWh** in 3Q25, a reduction of 3.2%.

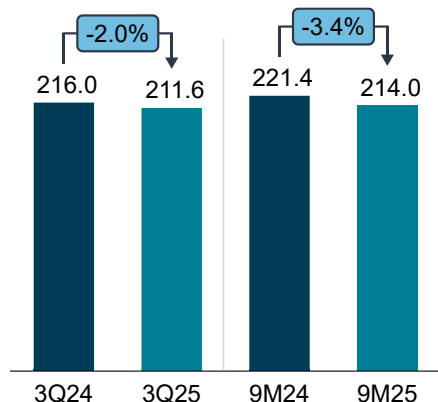
The price reduction between comparative periods under analysis was largely due to: (i) the continuous improvement in hydrological conditions recorded over the past few years combined with the increase in the supply of renewable energy and the growth of distributed generation, factors contributing to the lower energy prices in the Free Contracting Environment (ACL); (ii) the result of the inclusion of the agreements related to the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants; but partially attenuated by the (iii) monetary restatement of prevailing long term agreements. In addition, deterioration of the hydrological scenario in 2024 driving the increase in energy prices, had no significant impact in 3Q25, given the low levels of uncontracted energy in our portfolio.

The volume of energy sold in contracts, net of trading operations, increased from 8,942 GWh (4,050 average MW) in 3Q24 to **10,308 GWh (4,668 average MW) in 3Q25**, a growth of 1,366 GWh (618 average MW), or 15.3% between the comparable periods.

The increase in energy sales volume in the quarter was driven mainly by the additional sold to distributors in the light of the acquisition of Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants and the increase in the free contracting environment on the back of growth in proprietary installed capacity over the intervening period between the respective quarters. This reflected full entry into commercial operations of the Santo Agostinho Wind Complex in the second half of 2024, and the partial startup in commercial operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex during 2024 and 2025.

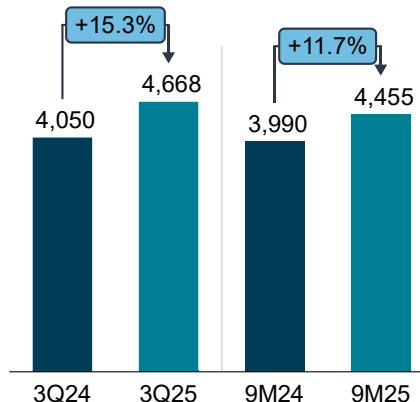
The variations in **sales volumes and in average selling prices combined produced an increase of R\$ 249 million** in the Company's net operating revenue.

## | Net Average Selling Price<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Net of sale taxes and trading operations.

## | Sales Volume<sup>2</sup>



<sup>2</sup> Net of trading operations.

20

## | Energy Transactions

### Free Contracting Environment:

Revenue from sales to free consumers and trading companies increased by **R\$ 174 million (18.2%)** between the quarters under analysis from R\$ 958 million in 3Q24 to **R\$ 1,132 million in 3Q25**. The variation is the result of the increase of 1,145 GWh (518 average MW) in energy sales volume (R\$ 197 million), attenuated by a decrease of 2.4% in net average selling price (R\$ 23 million).

The variation in energy volume sold is due in large part to the startup in operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex resulting in greater available energy in the Company's portfolio. Conversely, the reduction in net average selling price was a reflection of the decrease in energy prices on the free market, in turn, in the light of an improved hydrological scenario as explained above, combined with the increase in supply of renewable energy over recent years, factors attenuated by monetary restatement of ongoing contracts.

### Regulated Contracting Environment:

Revenue from sales to distributors reached **R\$ 1,049 million in 3Q25**, **R\$ 75 million (7.7%) greater** than the R\$ 974 million reported in 3Q24. The positive variation was a reflection of the following factors: (i) R\$ 62 million due to an increase of 221 GWh (100 average MW) in sales volume; and (ii) R\$ 13 million from the 1.4% hike in net average selling prices.

The increase in sales volumes on a year-over-year comparative basis was due largely to energy transacted by the hydropower plants acquired in 3Q25, namely Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão. The increase in net average selling prices between the quarters under comparison in analysis was driven largely by (i) monetary restatement of selling prices in the compared quarters; but attenuated by (ii) the inclusion of the agreements linked to the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão hydropower plants.

Disregarding the impact of the aforementioned reimbursements, the average net sales price of distributors increased by 2.0% between the quarters.

## | Transactions in the Short-term Energy Market

In 3Q25, revenue reported for the short-term market was **R\$ 203 million**, compared with 3Q24 when the same item was R\$ 75 million, representing a **growth of R\$ 128 million (170.7%)** between the quarters under analysis. Further explanations on these operations and on the variation can be found under the "Details of short-term operations".

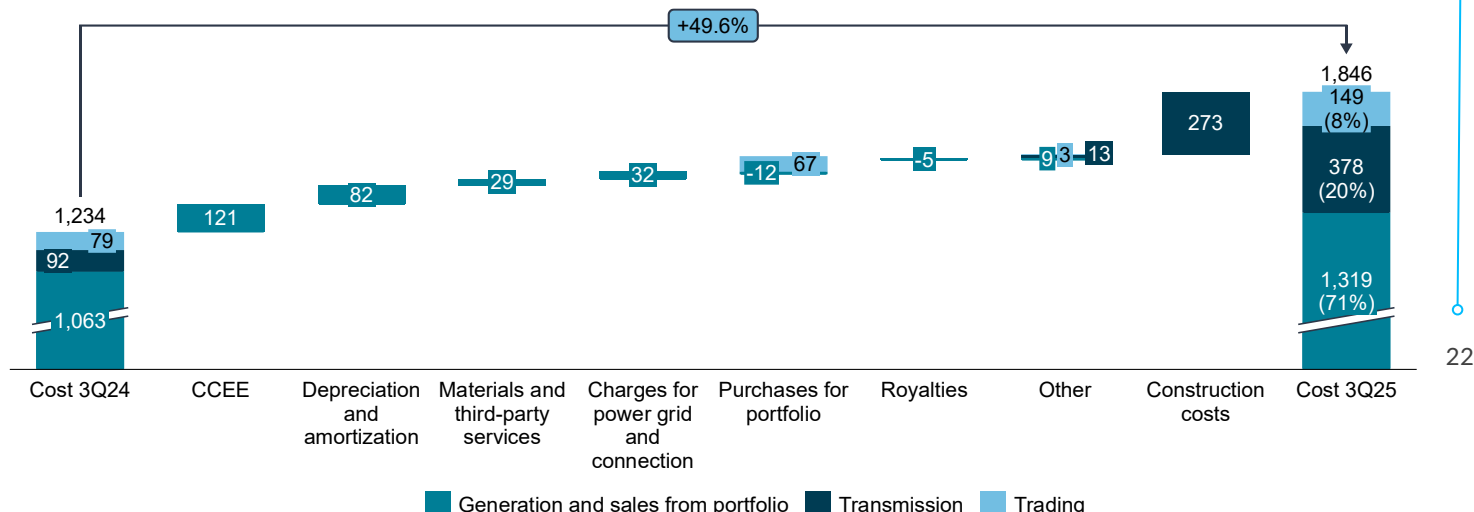
## Operational Costs

| Costs by segment – 3Q25 x 3Q24 | R\$ million

|                                                  | Electric Energy |              |         |              |
|--------------------------------------------------|-----------------|--------------|---------|--------------|
|                                                  | Generation      | Transmission | Trading | Consolidated |
| 3Q25                                             |                 |              |         |              |
| Electric power purchases                         | 303             | -            | 150     | 453          |
| Depreciation and amortization                    | 342             | 3            | -       | 345          |
| Construction costs                               | -               | 344          | -       | 344          |
| Charges for the use of power grid and connection | 208             | -            | -       | 208          |
| Materials and third-party services               | 138             | 12           | -       | 150          |
| Transactions in the short-term market            | 137             | -            | -       | 137          |
| Personnel                                        | 70              | 4            | -       | 74           |
| Royalties                                        | 53              | -            | -       | 53           |
| Insurance                                        | 43              | 1            | -       | 44           |
| Unrealized losses on trading operations          | -               | -            | (1)     | (1)          |
| Hydrological risk renegotiation                  | (9)             | -            | -       | (9)          |
| Other operational costs, net                     | 34              | 14           | -       | 48           |
| Operational costs                                | 1,319           | 378          | 149     | 1,846        |
| 3Q24                                             |                 |              |         |              |
| Electric power purchases                         | 315             | -            | 83      | 398          |
| Depreciation and amortization                    | 260             | 3            | -       | 263          |
| Construction costs                               | -               | 71           | -       | 71           |
| Charges for the use of power grid and connection | 176             | -            | -       | 176          |
| Materials and third-party services               | 109             | 12           | -       | 121          |
| Transactions in the short-term market            | 16              | -            | -       | 16           |
| Personnel                                        | 62              | 3            | -       | 65           |
| Royalties                                        | 58              | -            | -       | 58           |
| Insurance                                        | 30              | 1            | -       | 31           |
| Unrealized losses on trading operations          | -               | -            | (4)     | (4)          |
| Other operational costs, net                     | 37              | 2            | -       | 39           |
| Operational costs                                | 1,063           | 92           | 79      | 1,234        |
| Change                                           |                 |              |         |              |
| Electric power purchases                         | (12)            | -            | 67      | 55           |
| Depreciation and amortization                    | 82              | -            | -       | 82           |
| Construction costs                               | -               | 273          | -       | 273          |
| Charges for the use of power grid and connection | 32              | -            | -       | 32           |
| Materials and third-party services               | 29              | -            | -       | 29           |
| Transactions in the short-term market            | 121             | -            | -       | 121          |
| Personnel                                        | 8               | 1            | -       | 9            |
| Royalties                                        | (5)             | -            | -       | (5)          |
| Insurance                                        | 13              | -            | -       | 13           |
| Unrealized losses on trading operations          | -               | -            | 3       | 3            |
| Hydrological risk renegotiation                  | (9)             | -            | -       | (9)          |
| Other operational costs, net                     | (3)             | 12           | -       | 9            |
| Operational costs                                | 256             | 286          | 70      | 612          |

**Operational costs increased by R\$ 612 million (49.6%)** between the compared quarters from R\$ 1,234 million in 3Q24 to **R\$ 1,846 million in 3Q25**. This variation was substantially due to a combination of the following factors: (i) a growth of R\$ 286 million (310.9%) in the costs of the transmission segment, mainly increased construction costs of the Asa Branca Transmission System; (ii) an increase of R\$ 256 million (24.1%) in the costs of the energy generation and sale of the Company's portfolio segment; and (iii) an increase of R\$ 70 million (88.6%) in the costs of energy trading operations.

## Operational Costs Change | R\$ million



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

## Comments on Variations in Operational Costs

### Generation and Energy Sales from the Portfolio

- Energy purchases:** between 3Q24 and 3Q25, there was a reduction of R\$ 12 million (3.8%) in energy purchases mainly driven by a combination of a decrease of 7.3% in net average price of energy purchases (R\$ 23 million) and the increase of 76 GWh (35 average MW) in purchased volumes (R\$ 11 million). The increase in volume is due to the rise in purchases for the Company's portfolio management. The variation in average purchase prices reflects an improvement in the hydrological scenario prevailing at the time of contracting dates as mentioned above, combined with the increase in supply of renewable energy over recent years, factors which have depressed energy prices in the free contracting market.
- Depreciation and amortization:** an increase of R\$ 82 million (31.5%), between the quarters under analysis. The variation is a reflection mainly of: (i) the entry into commercial operation of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex as from August 2024 and January 2025, respectively; (ii) the complete startup in commercial operations of wind farms comprising the Santo Agostinho Wind Complex during the course of 2024; (iii) the initial amortization of the right of use of the assets in the form of 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 (iv) the increase in depreciation of the recently acquired Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries.
- Charges for use of the electric energy network and connection:** increase of R\$ 32 million (18.2%) between the quarters analyzed, resulting mainly from: (i) the entry into partial commercial operation of the Serra do Assuruá Wind Complex and the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii) the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão subsidiaries; and (iii) the annual transmission and distribution tariff readjustment.
- Third party material and services:** increase of R\$ 29 million (26.6%) between the comparable quarters. The main drivers are the result 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) the acquisition of the Photovoltaic Complexes; and (iii) provision of consulting and advisory services.
- Transactions in the short-term energy market:** the costs of these transactions posted an increase of R\$ 121 million (756.3%) between the quarters analyzed. More explanations on these operations and in relation to the variation are to be found under the heading "Details of short-term operations."
- Renegotiation of hydraulic risk:** in September 2021, the National Electric Energy Agency (Aneel) published Ratification Resolution 2932/2021. This ratified the rollover of 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\$ 9 million in 2025.

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

## 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 Transmission System project with the complete energization as incorporated in the Delivery and Acceptance Certificate (TLD) issued by the National System Operator (ONS) on July 12, 2024. Additionally 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.

**The gross result of the energy transmission segment reached a positive R\$ 265 million in 3Q25**, an increase of R\$ 66 million (33.2%) compared to the same quarter of 2024 when the segment posted R\$ 199 million. The variations stem largely from (i) the positive effect of R\$ 47 million (940.0%) in the variation of the net result of construction revenues and costs (increases of R\$ 320 million and R\$ 273 million, respectively), originating principally from progress of work on the Asa Branca Transmission System;

and (ii) the growth of R\$ 31 million (15.2%) in the remuneration of the concession assets, caused in particular by the increase in the nominal balance due to advancing construction work on the Asa Branca Transmission System, attenuated by the reduction in inflation indices between the comparable quarters.

RAP value, net of PIS and Cofins taxes, received in 3Q25 was R\$ 203 million, (R\$ 189 million in 3Q24), being R\$ 181 million (R\$ 168 million in 3Q24) corresponding to the contract asset amortization, registered as a counterbalancing item to the contract asset, and R\$ 22 million (R\$ 21 million in 3Q24) relative to revenue from O&M services rendered.

Below is the composition of the regulatory transmission Ebitda:

| (in R\$ million)                             | 3Q25       | 3Q24       | Change   |
|----------------------------------------------|------------|------------|----------|
| RAP, net of PIS and Cofins                   | 203        | 189        | 14       |
| Operational costs                            | (31)       | (18)       | (13)     |
| Selling, general and administrative expenses | (5)        | (7)        | 2        |
| <b>Regulatory transmission Ebitda</b>        | <b>167</b> | <b>164</b> | <b>3</b> |

## 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.

**There was a positive variation of R\$ 3 million between the quarters under analysis**, driven by the positive impact of R\$ 7 million in short term transactions, but offset by a decline of R\$ 3 million resulting from the mark to market of the transactions for future delivery when making the comparison between periods — that is the difference between contracted and market prices.

## 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 |
|-----------------------|------------|------------|--------------|
| <b>3Q25</b>           |            |            |              |
| Net operating revenue | 203        | -          | 203          |
| Operational costs     | (137)      | -          | (137)        |
| <b>Net result</b>     | <b>66</b>  | <b>-</b>   | <b>66</b>    |
| <b>3Q24</b>           |            |            |              |
| Net operating revenue | 75         | 1          | 76           |
| Operational costs     | (16)       | -          | (16)         |
| <b>Net result</b>     | <b>59</b>  | <b>1</b>   | <b>60</b>    |
| <b>Change</b>         |            |            |              |
| Net operating revenue | 128        | (1)        | 127          |
| Operational costs     | (121)      | -          | (121)        |
| <b>Net result</b>     | <b>7</b>   | <b>(1)</b> | <b>6</b>     |

In **3Q25** and **3Q24**, **net results** (the difference between revenues and costs — less taxes) from short-term transactions — more especially conducted within the scope of the CCEE — **were a positive R\$ 66 million** and a positive R\$ 60 million, respectively. The amount represents an **increase of R\$ 6 million between compared periods**, reflecting the result of transactions in the energy generation and sales segment of the portfolio.

These variations were largely a result of a combination of the following factors: (i) the increase in free energy due to the strategy of seasonalized energy allocation in the periods under consideration plus an increase in PLD (Price for Settlement of Differences); attenuated (ii) by the negative impact from the reduction in the MRE (GSF) Adjustment Factor, in the light of the allocation of physical guarantee and generation of participating plants (average GSF went from 79.2% in 3Q24 to 64.9% in 3Q25); and (iii) by the negative effect on the MRE, due to the lower hydropower generation in relation to the preceding year and the consequent reduction in values to be reimbursed by other members of the MRE. Overall, there was a positive contribution from the closing of operations at month end, restatements, and adjustments between the quarters analyzed.

In December 2024, Aneel established PLD maximum and minimum 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 | 3Q25   | 3Q24   | Chg. (%) |
|------------------------|--------|--------|----------|
| South                  | 253.06 | 171.21 | 47.8%    |
| Southeast/Center-West  | 252.51 | 171.15 | 47.5%    |
| Northeast              | 240.03 | 143.80 | 66.9%    |

## Selling, General and Administrative Expenses

The Company posted an increase in selling, general and administrative expenses of R\$ 11 million (8.5%) between 3Q25 and 3Q24. Variations between the quarters analyzed largely arose from the growth in the generation segment in the same amount, impacted substantially by the increase in expenses with IT and digitalization services.

## Other Operational Revenues (Expenses), Net

In 3Q25, the Company booked R\$ 6 million in relation to the generation segment with respect to the writing down of assets pertaining to the Paracatu Photovoltaic Complex due to the upgrading of solar tracker technology. In the transmission segment, an amount of R\$ 25 million was booked in 3Q24 with a positive impact on the result based mainly on the expectation of a revision in the structure of investments made and the remuneration rate of capital, this resulting in modifications in the values of future RAP income.

## Disposal of Subsidiary

In 3Q25 the Company posted R\$ 11 million, relating to receivables pursuant to the sale agreement of the Pampa Sul subsidiary, concluded in 2023.

## 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)               | 3Q25         |                              | 3Q24         |                              |
|-------------------------------------------------|--------------|------------------------------|--------------|------------------------------|
|                                                 | 100%         | Company's share <sup>1</sup> | 100%         | Company's share <sup>1</sup> |
| Net operational revenue                         | 2,305        | 403                          | 2,209        | 387                          |
| Costs of services provided                      | (590)        | (103)                        | (425)        | (74)                         |
| <b>Gross income</b>                             | <b>1,715</b> | <b>300</b>                   | <b>1,784</b> | <b>313</b>                   |
| General and administrative expenses             | (41)         | (7)                          | (46)         | (8)                          |
| <b>Income before financial result and taxes</b> | <b>1,674</b> | <b>293</b>                   | <b>1,738</b> | <b>305</b>                   |
| Financial result                                | (532)        | (93)                         | (475)        | (83)                         |
| <b>Income before taxes</b>                      | <b>1,142</b> | <b>200</b>                   | <b>1,263</b> | <b>222</b>                   |
| Income tax and social contribution              | (194)        | (34)                         | (225)        | (40)                         |
| <b>TAG's net income</b>                         | <b>948</b>   | <b>166</b>                   | <b>1,038</b> | <b>182</b>                   |

<sup>1</sup>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)                         | 3Q25         |                 | 3Q24         |                 |
|-------------------------------------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------------|
|                                                 | 100%         | Company's share | 100%         | Company's share |
| <b>Income before financial result and taxes</b> | <b>1,674</b> | <b>293</b>      | <b>1,738</b> | <b>305</b>      |
| Depreciation and amortization                   | 180          | 32              | 167          | 29              |
| Amortization of <i>mais valia</i>               | 150          | 26              | (10)         | (2)             |
| <b>Ebitda<sup>1</sup></b>                       | <b>2,004</b> | <b>351</b>      | <b>1,895</b> | <b>332</b>      |
| <b>Ebitda Margin</b>                            | <b>86.9%</b> |                 | <b>85.8%</b> |                 |

<sup>1</sup> 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.

**There was a reduction between 3Q24 and 3Q25 in equity income of R\$ 16 million (8.8%)** from R\$ 182 million to R\$ 166 million, respectively, the consequence of a decrease in net income at TAG.

In relation to the reduction in the result at TAG, the variation is mainly a reflection of (i) the revision of the useful life of *mais valia* (added value) carried out in 2024 - considering that it was initially limited to the concession period of the legacy contracts and, after the New Gas Law, it was revised to the same useful life of its assets; (ii) the increase in net financial expenses: (ii.i) due to foreign exchange variation and monetary restatement in relation to debt and (ii.ii) the reduction of interest on financial investments and derivatives; attenuated (iii) by adjustments in 2024 made to contracts indexed to the IGPM; (iv) the reduction in currency variation on revenue from the GASENE System transportation agreement; and (v) an increase in the depreciation of new fixed assets.

## | Balance Sheet

TAG's principal asset and liability groups as of September 30, 2025 and December 31, 2024 were as follows:

| Balance Sheet                                 | 09/30/2025    | 12/31/2024    |
|-----------------------------------------------|---------------|---------------|
| <b>ASSETS</b>                                 |               |               |
| <b>Current assets</b>                         | <b>3,774</b>  | <b>4,443</b>  |
| Cash and cash equivalents                     | 1,852         | 2,325         |
| Accounts receivable from clients              | 1,701         | 1,830         |
| Other current assets                          | 221           | 288           |
| <b>Non-current assets</b>                     | <b>29,123</b> | <b>28,955</b> |
| Restricted deposits                           | 1,058         | 326           |
| Other non-current assets                      | 164           | 155           |
| Property, plant and equipment                 | 25,147        | 25,727        |
| Intangible                                    | 2,754         | 2,747         |
| <b>Total</b>                                  | <b>32,897</b> | <b>33,398</b> |
| <b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>   |               |               |
| <b>Current liabilities</b>                    | <b>3,564</b>  | <b>4,377</b>  |
| Debt instruments                              | 2,602         | 3,432         |
| Derivative financial instruments - hedge      | 26            | 7             |
| Other current liabilities                     | 936           | 938           |
| <b>Non-current liabilities</b>                | <b>22,004</b> | <b>22,409</b> |
| Debt instruments                              | 15,063        | 16,419        |
| Derivative financial instruments - hedge      | 262           | 77            |
| Deferred income taxes and social contribution | 6,010         | 5,204         |
| Other non-current liabilities                 | 669           | 709           |
| <b>Shareholders' equity</b>                   | <b>7,329</b>  | <b>6,612</b>  |
| <b>Total</b>                                  | <b>32,897</b> | <b>33,398</b> |



## Ebitda and Ebitda Margin

| Ebitda by segment – 3Q25 x 3Q24 | R\$ million

|                                                                | Electric Energy   |                    |                 |                    |                   |
|----------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------|-----------------|--------------------|-------------------|
|                                                                | Generation        | Transmission       | Trading         | Gas Transportation | Consolidated      |
| <b>3Q25</b>                                                    |                   |                    |                 |                    |                   |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 1,102             | 260                | (1)             | 166                | 1,527             |
| Depreciation and amortization                                  | 352               | 3                  | -               | -                  | 355               |
| <b>Ebitda<sup>1</sup></b>                                      | <b>1,454</b>      | <b>263</b>         | <b>(1)</b>      | <b>166</b>         | <b>1,882</b>      |
| Disposal of subsidiary                                         | (11)              | -                  | -               | -                  | (11)              |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                                         | <b>1,443</b>      | <b>263</b>         | <b>(1)</b>      | <b>166</b>         | <b>1,871</b>      |
| <b>Adjusted Ebitda margin</b>                                  | <b>56.6%</b>      | <b>40.9%</b>       | <b>(0.7%)</b>   | <b>-</b>           | <b>56.0%</b>      |
| <b>3Q24</b>                                                    |                   |                    |                 |                    |                   |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 986               | 217                | (2)             | 181                | 1,382             |
| Depreciation and amortization                                  | 269               | 3                  | -               | -                  | 272               |
| <b>Ebitda</b>                                                  | <b>1,255</b>      | <b>220</b>         | <b>(2)</b>      | <b>181</b>         | <b>1,654</b>      |
| Subsidiary acquisition costs                                   | 10                | -                  | -               | -                  | 10                |
| Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary | -                 | -                  | -               | 1                  | 1                 |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                                         | <b>1,265</b>      | <b>220</b>         | <b>(2)</b>      | <b>182</b>         | <b>1,665</b>      |
| <b>Adjusted Ebitda margin</b>                                  | <b>58.3%</b>      | <b>75.6%</b>       | <b>(2.6%)</b>   | <b>-</b>           | <b>65.6%</b>      |
| <b>Change</b>                                                  |                   |                    |                 |                    |                   |
| Income (loss) before financial results and taxes               | 116               | 43                 | 1               | (15)               | 145               |
| Depreciation and amortization                                  | 83                | -                  | -               | -                  | 83                |
| <b>Ebitda</b>                                                  | <b>199</b>        | <b>43</b>          | <b>1</b>        | <b>(15)</b>        | <b>228</b>        |
| Disposal of subsidiary                                         | (11)              | -                  | -               | -                  | (11)              |
| Subsidiary acquisition costs                                   | (10)              | -                  | -               | -                  | (10)              |
| Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary | -                 | -                  | -               | (1)                | (1)               |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                                         | <b>178</b>        | <b>43</b>          | <b>1</b>        | <b>(16)</b>        | <b>206</b>        |
| <b>Adjusted Ebitda margin</b>                                  | <b>(1.7 p.p.)</b> | <b>(34.7 p.p.)</b> | <b>1.9 p.p.</b> | <b>-</b>           | <b>(9.6 p.p.)</b> |

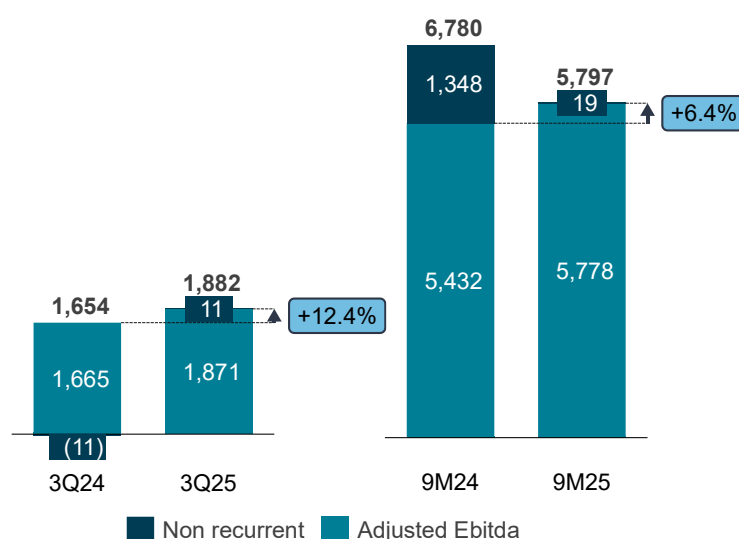
<sup>1</sup> In accordance with the guidelines established in CVM Resolution No. 156 (RCVM 156) and Circular Letter CVM/SNC/SEP No. 01/2023, of June 23, 2022 and February 13, 2022, respectively.

Between 3Q25 and 3Q24, **adjusted Ebitda** increased R\$ 206 million (12.4%) from R\$ 1,665 million in 3Q24 to **R\$ 1,871 million in 3Q25**. The variation was driven by the **positive impacts** of (i) R\$ 178 million (14.1%) in the Company's energy generation and sales of energy from the portfolio segment; (ii) R\$ 43 million (19.5%) originating from the energy transmission segment; and (iii) R\$ 1 million (50.0%) from the energy trading segment. These effects were attenuated by the **negative effect** of R\$ 16 million (8.8%) due to a lower result from the corporate stake in the jointly controlled subsidiary – TAG.

The key variations in the adjusted Ebitda lie in the electric energy generation and sale from the portfolio segment, described in item (i) above, **positive effects** of which were: (i) R\$ 249 million from the combination of variation in energy volumes sold and net average selling price; (ii) a reduction of R\$ 12 million in energy purchases; (iii) an additional R\$ 9 million booked with respect to the renegotiation of hydrological risk; and (iv) R\$ 7 million from a positive impact related to transactions conducted in the short-term market. These positive effects were attenuated by the following variations with **negative impacts**: (i) an increase of R\$ 32 million in overheads as a result of the use of the electricity grid and connections; (ii) an increase of R\$ 29 million in the costs of materials and third party services; and (iii) R\$ 38 million relative to other operational costs and administrative expenses.

Additionally, in 3Q25, adjusted Ebitda was positively impacted by the transmission segment and largely a combination of the following factors: (i) R\$ 47 million growth in the variation of the net result of construction revenues and costs; (ii) R\$ 31 million increase in remuneration of concession assets; (iii) a negative effect of R\$ 25 million, when comparing the quarters due to the

### | Adjusted Ebitda<sup>1</sup> | R\$ million



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

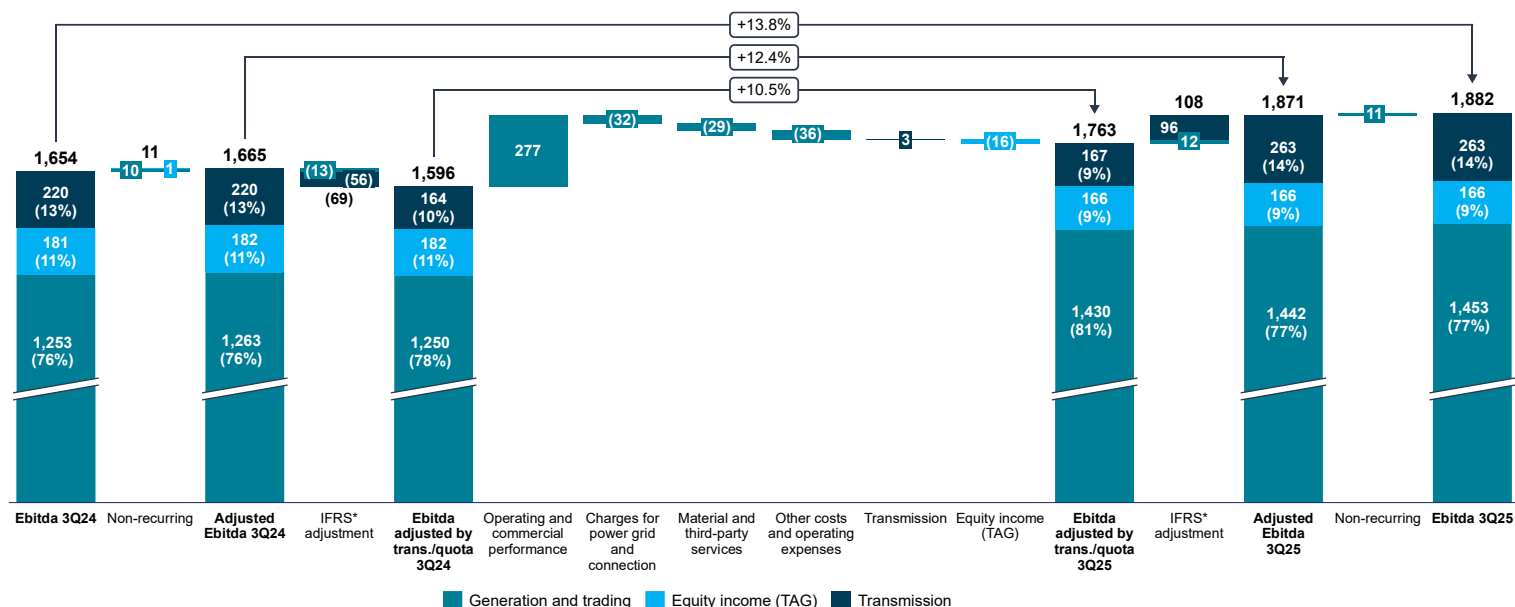
recognition of the revision of the contractual asset in 3Q24; (iv) a decrease of R\$ 12 million in the O&M margin (O&M RAP, net of costs); and (v) R\$ 2 million reduction in expenses with selling, general and administrative expenses.

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)                                                   | 3Q25         | 3Q24         | Chg. (%)    | 9M25         | 9M24         | Chg. (%)      |
|--------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| Recurrent net income                                               | 738          | 658          | 12.2        | 2,132        | 3,213        | (33.6)        |
| (+) Income tax and social contribution                             | 223          | 237          | (5.9)       | 662          | 1,255        | (47.3)        |
| (+) Net financial result                                           | 566          | 487          | 16.2        | 1,995        | 1,529        | 30.5          |
| (+) Depreciation and amortization                                  | 355          | 272          | 30.5        | 1,008        | 783          | 28.7          |
| <b>Ebitda</b>                                                      | <b>1,882</b> | <b>1,654</b> | <b>13.8</b> | <b>5,797</b> | <b>6,780</b> | <b>(14.5)</b> |
| <b>Non-recurrent effects</b>                                       |              |              |             |              |              |               |
| (+) Subsidiary acquisition costs                                   | -            | 10           | (100.0)     | -            | 10           | (100.0)       |
| (+) Impairment (reversal)                                          | -            | -            | -           | -            | (31)         | (100.0)       |
| (+) Disposal of subsidiary                                         | (11)         | -            | (100.0)     | (19)         | 9            | (311.1)       |
| (+) Disposal of equity interest in a jointly controlled subsidiary | -            | 1            | 100.0       | -            | (1,336)      | (100.0)       |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                                             | <b>1,871</b> | <b>1,665</b> | <b>12.4</b> | <b>5,778</b> | <b>5,432</b> | <b>6.4</b>    |
| Statutory transmission Ebitda (IFRS)                               | (263)        | (220)        | 19.5        | (907)        | (699)        | 29.8          |
| Regulatory transmission Ebitda (RAP)                               | 167          | 164          | 1.8         | 506          | 491          | 3.1           |
| Statutory quota holders Ebitda (IFRS)                              | (192)        | (182)        | 5.5         | (613)        | (577)        | 6.2           |
| Regulatory quota holders Ebitda                                    | 180          | 169          | 6.5         | 520          | 494          | 5.3           |
| <b>Ebitda adjusted by transmission and quota effects</b>           | <b>1,763</b> | <b>1,596</b> | <b>10.5</b> | <b>5,284</b> | <b>5,141</b> | <b>2.8</b>    |

28

## Ebitda Change | R\$ million



\* IFRS: International Financial Reporting Standards.

1 Considering the result from generation and trading segments.

## Financial Result

| (in R\$ million)                                               | 3Q25         | 3Q24         | Chg. (R\$)   | 9M25           | 9M24           | Chg. (R\$)   |
|----------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Income from financial investments                              | 196          | 117          | 79           | 493            | 427            | 66           |
| Other financial income                                         | 25           | 16           | 9            | 83             | 62             | 21           |
| <b>Total financial income</b>                                  | <b>221</b>   | <b>133</b>   | <b>88</b>    | <b>576</b>     | <b>489</b>     | <b>87</b>    |
| Debt:                                                          |              |              |              |                |                |              |
| Interest                                                       | (500)        | (260)        | (240)        | (1,171)        | (1,276)        | 105          |
| Monetary restatement                                           | (119)        | (137)        | 18           | (694)          | (562)          | (132)        |
| Other financial expenses, net                                  | (38)         | (48)         | 10           | (226)          | 356            | (582)        |
| <b>Total financial expenses</b>                                | <b>(657)</b> | <b>(445)</b> | <b>(212)</b> | <b>(2,091)</b> | <b>(1,482)</b> | <b>(609)</b> |
| Concessions payable (Use of Public Asset):                     |              |              |              |                |                |              |
| Monetary restatement                                           | (8)          | (51)         | 43           | (115)          | (166)          | 51           |
| Present value restatement                                      | (122)        | (124)        | 2            | (365)          | (370)          | 5            |
| <b>Total concession payable expenses (Use of Public Asset)</b> | <b>(130)</b> | <b>(175)</b> | <b>45</b>    | <b>(480)</b>   | <b>(536)</b>   | <b>56</b>    |
| <b>Financial result</b>                                        | <b>(566)</b> | <b>(487)</b> | <b>(79)</b>  | <b>(1,995)</b> | <b>(1,529)</b> | <b>(466)</b> |

**Financial Income:** in 3Q25, financial income reached R\$ 221 million, R\$ 88 million or 66.2% more than the R\$ 133 million reported in 3Q24, mainly due to the increase of R\$ 79 million in revenue from financial investments. Growth was largely driven by the increase in average outstandings held in the form of financial investments in the periods in question and by an increase in CDI rates.

**Financial Expenses:** financial expenses in 3Q25 were R\$ 657 million, that is R\$ 212 million or 47.6% more than recorded for 3Q24, when the same expenses stood at R\$ 445 million. The main variations shown were due to the increase of R\$ 222 million in debt between the quarters analyzed, a reflection of (i) a growth of R\$ 240 million in interest charges on debt by virtue of the Company's 12<sup>th</sup>, 13<sup>th</sup>, 14<sup>th</sup> and 15<sup>th</sup> debenture issuances in July 2024, October 2024, March 2025 and July 2025, respectively as well as the year-over-year increase in CDI and TJLP; albeit offset by (ii) a reduction of R\$ 18 million relative to monetary restatement following the reduction in IPCA between the periods in question.

Worthy of note is that in addition to the increase in interest on debt recorded in the result, there was a reduction of R\$ 16 million (67.1%) in the capitalization of fixed assets due to the startup in operations at the Serra do Assuruá Wind Complex and the progress of the works on the Assú Sol Photovoltaic Complex.

**Concession expenses payable (Use of a Public Asset):** concession expenses payable fell by R\$ 45 million (25.7%), and reaching R\$ 130 million in 3Q25 as opposed to R\$ 175 million in 3Q24 by virtue mainly of the decline of R\$ 43 million of monetary restatement, in turn due largely a reflection of a reduction in IPCA and IGPM indices.

## Income Tax and Social Contribution

The amount reported for **Income Tax and Social Contribution (IR and CSLL) in 3Q25 was R\$ 223 million**, a variation of R\$ 14 million (5.9%) when compared to R\$ 237 million in the same quarter of 2024. The variation is mainly due to tax losses in certain consolidated companies. Excluding non-recurring effects resulting from the sales and acquisition of subsidiaries, income tax and social contribution expenses decreased by R\$ 21 million (8.8%) between the quarters analyzed.



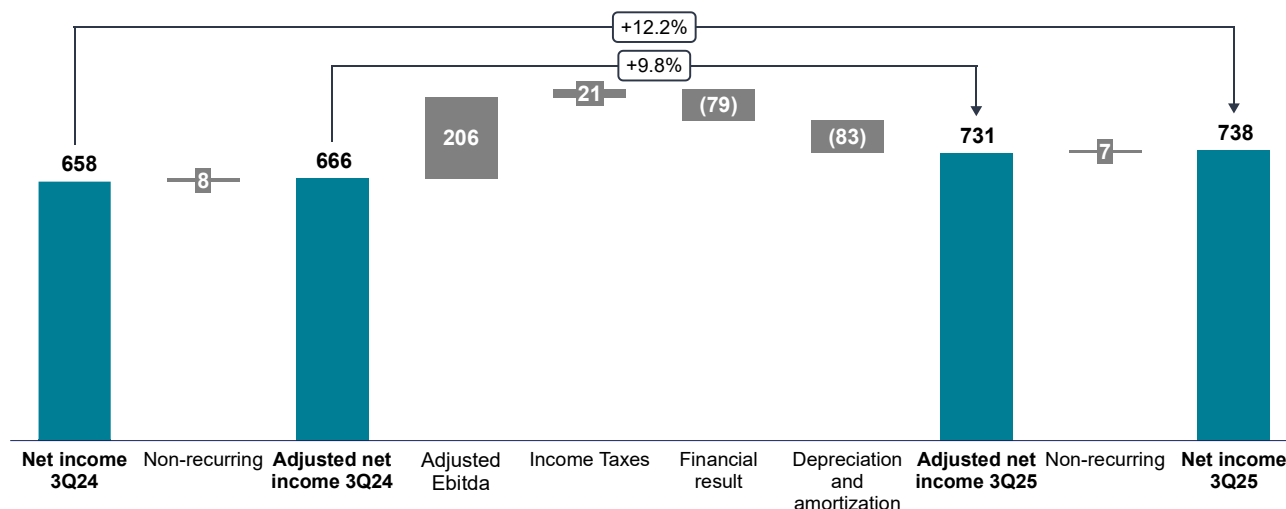
Jaguara HPP (MG)

## Adjusted Net Income

Adjusted net income in 3Q25 was R\$ 731 million, R\$ 65 million or 9.8% greater than R\$ 666 million posted in the same quarter of 2024. The variation is the reflection of the following factors: (i) an increase of R\$ 206 million in adjusted Ebitda; (ii) a reduction of R\$ 21 million in income tax and social contribution, considering recurring transactions; partially offset by (iii) an increase of R\$ 83 million in depreciation and amortization; and (iv) the negative effect of R\$ 79 million for the net financial result.

Considering the non-recurring effects of the sale of a subsidiary, net income for 3Q25 was R\$ 738 million, R\$ 80 million or 12.2% greater than the R\$ 658 million posted in the same quarter of the preceding year (considering the non-recurring effects of the costs of acquisition of subsidiaries and the sale of a stake in a jointly controlled subsidiary).

### | Net Income Change | R\$ million



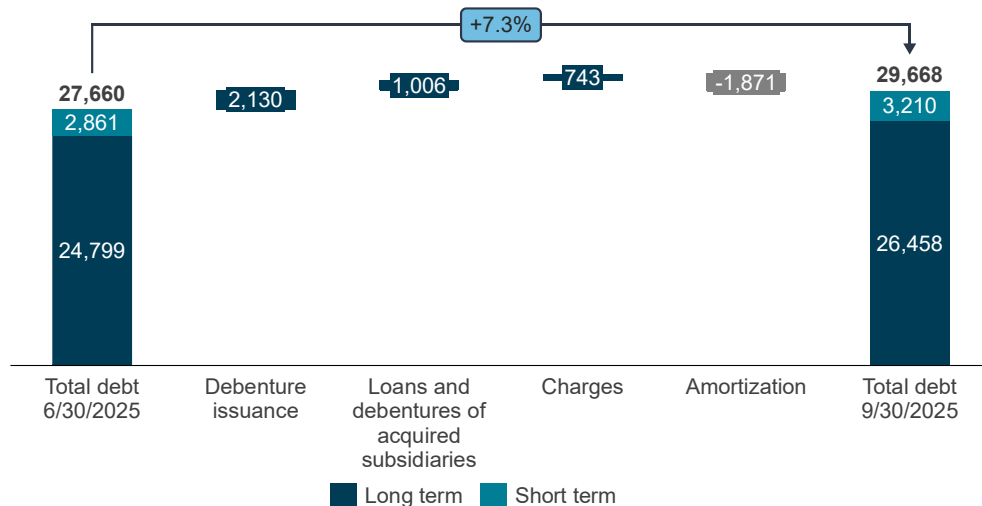
30

## Debt

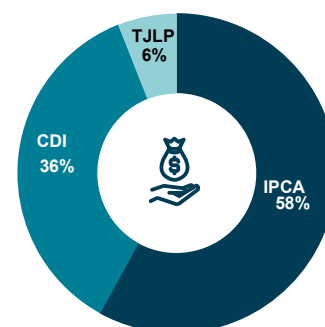
As of September 30, 2025, **total consolidated gross debt**, representing principally loans, financing, debentures and preferred shares redeemable, net of hedging operations, **totaled R\$ 29,668 million – an increase of 7.3%** (R\$ 2,008 million) compared to the position as of June 30, 2025. The **average debt maturity** at the end of the 3Q25 was **7.2 years**.

The variation in Company's debt is mainly related to the combination of the following factors during the 3Q25: (i) R\$ 2,130 million from the 15<sup>th</sup> debenture issuance; (ii) R\$ 1,006 million in inflow of loans and debentures from acquired subsidiaries; (iii) generation of R\$ 743 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (iv) R\$ 1,871 million in amortization of loans, financing, debentures, and preferred shares.

### | Total Debt Change | R\$ million



### | Debt Breakdown



The average weighted nominal cost of debt at the end of 3Q25 was 12.0% – equivalent to IPCA + 6.4% – 0.2 p.p. higher than recorded at the end of the 2Q25 (11.8% – equivalent to IPCA + 6.1%).

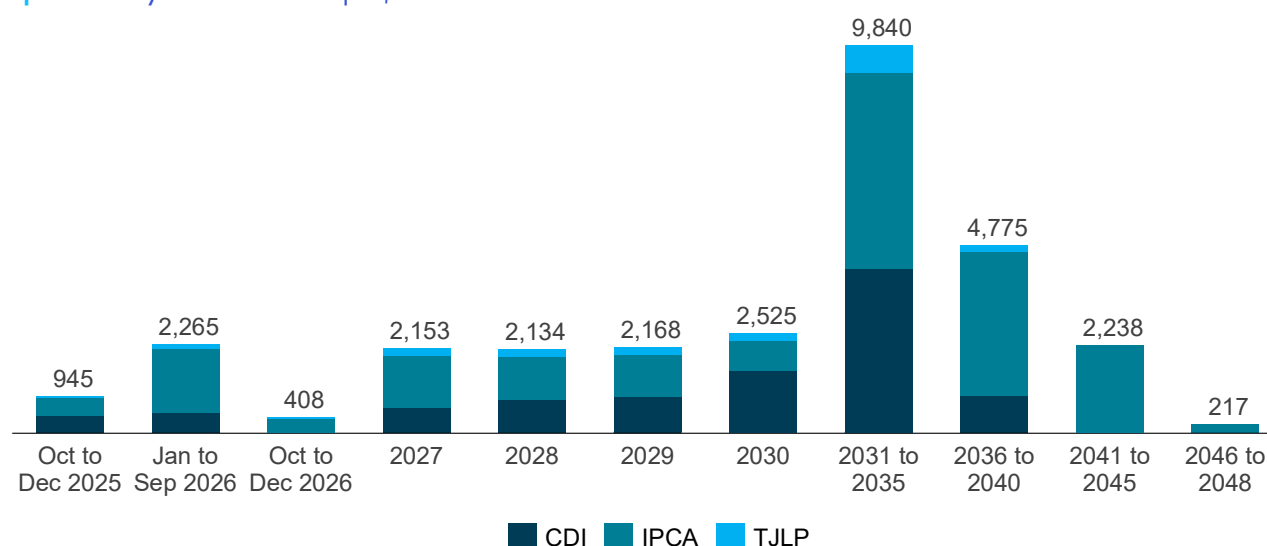
On September 30, 2025, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 24,534 million, an increase of 13.8%** compared to the end of 2Q25.

## Net Debt

| (in R\$ million)                               | 9/30/2025     | 6/30/2025     | Chg. %      |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Gross debt                                     | 29,472        | 27,584        | 6.8         |
| Result of hedge operations                     | 196           | 76            | 158.0       |
| Deposits earmarked for the payment of debt     | (508)         | (438)         | 15.9        |
| Cash and cash equivalents                      | (4,626)       | (5,660)       | (18.3)      |
| <b>Total net debt</b>                          | <b>24,534</b> | <b>21,561</b> | <b>13.8</b> |
| <b>Net debt/Adjusted Ebitda last 12 months</b> | <b>3.2X</b>   | <b>2.9X</b>   |             |

31

## Maturity Term Loans | R\$ million



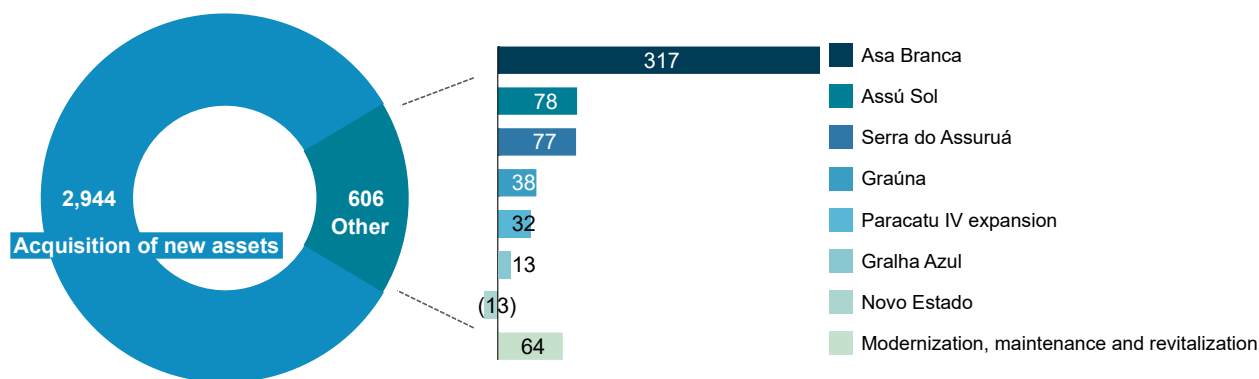
## Capital Expenditures

Total investments at ENGIE Brasil Energia in 3Q25 reached R\$ 3,550 million, of which: (i) R\$ 2,944 million invested in the acquisition of the Santo Antônio do Jari and Cachoeira Caldeirão Hydropower Plants, with R\$ 2,286 million paid to the seller at the closing of the transaction as an adjusted purchase price and assumption of R\$ 658 million of net debt (total debt less cash and earmarked deposits); (ii) R\$ 542 million allocated to the construction of new projects, as follows: (ii.i) R\$ 317 million concentrated in Asa Branca Transmission System; (ii.ii) R\$ 78 million in the Assú Sol Photovoltaic Complex; (ii.iii) R\$ 77 million in the Serra do Assurua Wind Complex; (ii.iv) R\$ 38 million in Graúna Transmission System; (ii.v) R\$ 32 million in the recovery and expansion of the Paracatu IV Photovoltaic Complex; (ii.vi) R\$ 13 million in the reinforcement of the Ponta Grossa Substation, part of Gralha Azul Transmission System; and (ii.vii) -R\$ 13 million in Novo Estado Transmissora de Energia, as a result of a successful tax action, resulting in a reduction in the project's total capex; (iii) R\$ 70 million allocated to maintenance and revitalization projects of the generating park; and (iv) R\$ 12 million for modernization projects of the Jaguará and Ponte de Pedra Hydropower Plants; and (v) -R\$ 18 million in adjustments to advances and provisions incurred during the execution of modernization at the Salto Osório Hydropower Plant.



Modernization of Jaguará HPP

## | Capital Expenditures | R\$ million



32

# 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 September 30, 2025, out of the 130 plants installed in 13 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 67.9% of the total operated by the Company.

## Journey for Climate

The ENGIE Group has a global commitment to i) reduce CO<sub>2</sub> emissions by 59% between 2017 and 2030, which is a Science Based Target; and ii) attain emissions neutrality by 2045.

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

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

## Highlights of the Quarter

- ENGIE Brasil Energia has once again been certified **as one of the best places to work according to the GPTW Brazil (Great Place To Work)** ranking – 1,000 to 9,999 employees category. In addition, assuring our certification, the assessment provided by GPTW enables us to identify strengths and potential improvements in our organizational climate. This recognition reinforces ENGIE's purpose of building an increasingly healthy, inclusive, and engaging environment.
- The Company was the recipient of two important accolades in the quarter: the **Aneel Award for Innovation 2025**, elected as the most innovative organization of the year, Generation – Large size category; and the **ANEFAC Award for Good ESG Practices 2025**, being rated as Highlight of the Year in the Managerial category.

- **Saudade do Iguaçu Culture Center in the state of Paraná**, was unveiled, the seventh with company support. The space received an investment of more than R\$ 7 million through the Culture Incentive Law. The Centers contribute to the preservation of local culture and the appreciation of the history and customs of the areas where these centers are located, in addition to functioning as after-school programs, promoting social and digital inclusion. Currently, more than 1,100 children and adults attend the workshops offered by the spaces in operation.
- The fifth edition of the **Call for Education Proposals** was launched during the quarter, the largest since the program began. This year, 43 initiatives from schools located in municipalities where ENGIE or partner companies operate were selected. Each initiative receives R\$ 10,000, a total investment of R\$ 430,000 for encouraging and financing initiatives for children and adolescents in high school and elementary school in the public and private education systems.
- Every August, the Company holds the **Jornada Agosto Lilás** (Purple August Campaign) to promote awareness and combat domestic violence against women. The campaign is supported by the Maria da Penha Institute and 26 companies that are part of the Parcerias do Bem (Wellbeing Partnerships) movement, created to bring together different sectors around social responsibility initiatives. In addition to lectures and awareness-raising for internal audiences and partners, this year's campaign was marked by the inauguration of the Estação Feminina Shelter in Castro (PR), a space dedicated to protecting and supporting girls aged 12 to 17 who are victims of violence, offering shelter, information, and opportunities for development.
- During the quarter, ENGIE Brasil Energia, in partnership with Vestas, celebrated the completion **of a technical training course in electrical engineering in Umburanas (BA)**, with a focus on gender inclusion and regional development. The course, ministered by SENAI-BA over two years, trained 19 students, most of whom were women – a significant advance in a historically male-dominated sector. The initiative reinforces the companies' commitment to a fair and diverse energy transition, training local labor and inspiring communities.



Inauguration event of the Saudade do Iguaçu (PR) Cultural Center

33

## 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 3Q25 X 3Q24.

### | Sustainability Indices

| Aspect | Theme                                                                           | Unit of measurement            | Performance 3Q25 | Performance 3Q24 | Change    | Performance 9M25 | Performance 9M24 | Change    |
|--------|---------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|------------------|------------------|-----------|------------------|------------------|-----------|
| E      | Emissions intensity by energy generation                                        | tonCO <sub>2</sub> e/MWh       | 0.0018           | 0.0016           | 14.0%     | 0.0022           | 0.0018           | 20.0%     |
|        | Emissions intensity by revenue                                                  | tCO <sub>2</sub> e/million R\$ | 7.4              | 8.8              | -15.9%    | 7.9              | 9.4              | -16.0%    |
|        | Total emissions (Scope 1, 2 and 3)                                              | Tons                           | 24,863.1         | 22,419.1         | 10.9%     | 74,788.8         | 74,372.4         | 0.6%      |
|        | Water consumption intensity                                                     | m <sup>3</sup> /MWh            | 0.024            | 0.048            | -51.2%    | 0.028            | 0.028            | -0.8%     |
|        | Engaged people - "Conexão" Community Relationship Program <sup>1</sup>          | People                         | 31,141           | 41,452           | -24.9%    | 63,828           | 95,771           | -33.4%    |
| S      | Frequency rate - Direct employees + service providers                           | nº accid/million hours         | 0.460            | 0.210            | 0.25 p.p. | 0.520            | 0.217            | 0.30 p.p. |
|        | Frequency rate - Direct employees                                               | nº accid/million hours         | 0.950            | 0.000            | 0.95 p.p. | 0.000            | 0.00             | 0.00 p.p. |
|        | Frequency rate - Service providers                                              | nº accid/million hours         | 1.060            | 0.238            | 0.82 p.p. | 0.600            | 0.25             | 0.35 p.p. |
|        | % of employees formally trained                                                 | %                              | 16.4%            | 15.2%            | 1.3 p.p.  | 98.6%            | 85.7%            | 12.9 p.p. |
|        | Turnover rate                                                                   | %                              | 1.4%             | 2.0%             | -0.6 p.p. | 4.6%             | 5.4%             | -0.8 p.p. |
|        | Voluntary turnover rate                                                         | %                              | 0.9%             | 1.4%             | -0.5 p.p. | 2.6%             | 2.7%             | -0.1 p.p. |
|        | Investments in Social Responsibility - Incentivized Resources                   | R\$                            | 3,910,849        | 11,476,423       | -65.9%    | 8,911,600        | 17,573,131       | -49.3%    |
| G      | Investments in Social Responsibility - Own Resources                            | R\$                            | 1,625,402        | 1,444,772        | 12.5%     | 4,312,722        | 4,581,531        | -5.9%     |
|        | Investment in Innovation                                                        | R\$                            | 12,513,848       | 11,739,632       | 6.6%      | 39,712,895       | 33,498,962       | 18.5%     |
|        | Headcount                                                                       | Employees                      | 1,288            | 1,199            | 7.4%      | 1,288            | 1,199            | 7.4%      |
|        | % of employees in certified operations (ISO 9.001, 14.001, 45.001) <sup>2</sup> | %                              | 81.5%            | 84.5%            | -3.0 p.p. | 81.5%            | 84.5%            | -3.0 p.p. |
|        | % of women in the Company                                                       | %                              | 31.5%            | 31.4%            | 0.1 p.p.  | 31.5%            | 31.4%            | 0.1 p.p.  |
|        | % of women in leadership positions                                              | %                              | 30.9%            | 30.5%            | 0.4 p.p.  | 30.9%            | 30.5%            | 0.4 p.p.  |
|        | % employees with disabilities                                                   | %                              | 4.9%             | 5.0%             | -0.1 p.p. | 4.9%             | 5.0%             | -0.1 p.p. |

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

# 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.

## Share Performance – EGIE3

Brazil's leading stock market index, the Ibovespa, closed the third quarter of 2025 posting an appreciation of 5.3%, reflecting a period of recovery following volatility early on in the quarter. In July, the index retreated 4.2%, influenced by a revision in expectations for interest rates and uncertainties on the international front. However, in the following months, there was a recovery: August and September recorded gains, driven by an inflow of foreign capital and positive labor market data, albeit still indicating a degree of caution in the light of instability of oil prices and fiscal concerns globally. The quarter was characterized by expectations of cuts in interest rates in both Brazil and the United States in addition to a more amenable domestic environment which helped drive investor optimism. For the accumulated result for the year to September, the Ibovespa posted an increase of 21.6%, exceeding 146 thousand points and repeating intraday historical maximums.

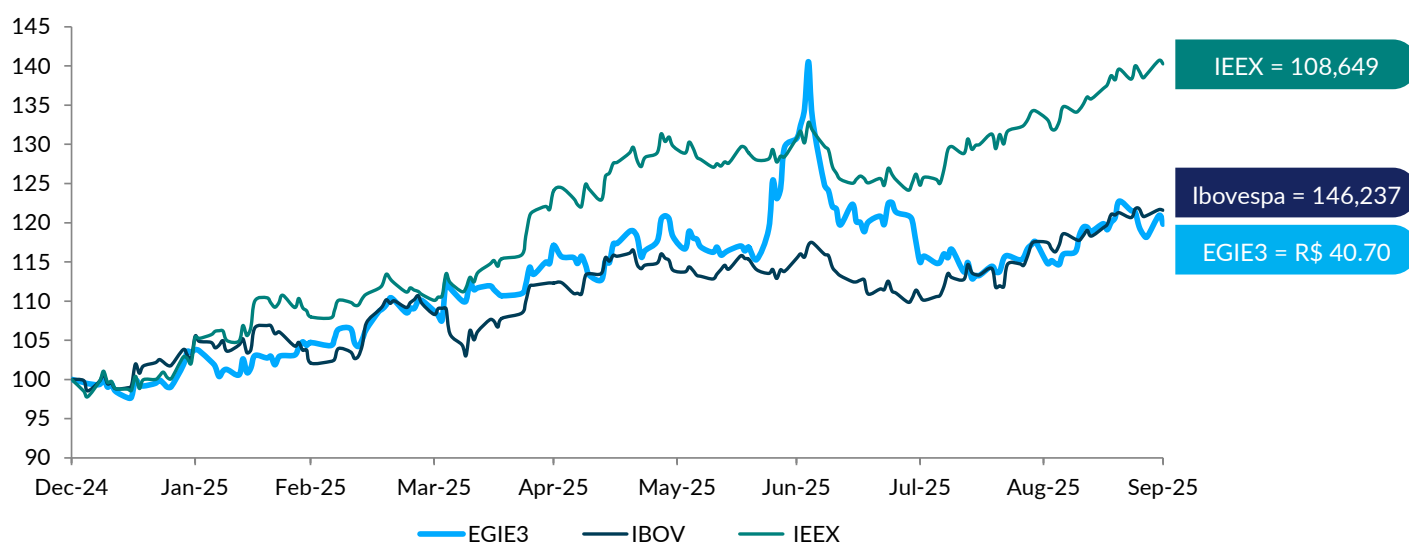
**ENGIE Brasil Energia's shares depreciated by 8.4%, in 3Q25.** In the same period, the Electricity Sector Index (IEEX) and the Ibovespa presented positive performances of 7.3% and 5.3%, respectively.

**From the point of view of year to date, the Company's shares performed positively, rising 19.8%** against an appreciation of 40.3% in the case of the IEEX and 21.6% when measured against Ibovespa performance.

EGIE3 recorded an average daily trading volume of R\$ 45.0 million in the 3Q25, 1.2% higher than in 3Q24 when the volume was R\$ 44.5 million.

On the last trading day in September 2025, the closing price of the Company's shares was R\$ 40.70/share, translating into **a market capitalization of R\$ 33.2 billion.**

### | 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\$)                                         | 09/30/2025        | 12/31/2024        |
|---------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Current Assets</b>                                         | <b>8,217,512</b>  | <b>7,198,390</b>  |
| Cash and cash equivalents                                     | 4,625,662         | 3,958,758         |
| Accounts receivables from clients                             | 1,338,373         | 1,174,405         |
| Credit of income tax and social contribution                  | 467,307           | 490,704           |
| Derivative financial instruments - hedge                      | 67                | 54,670            |
| Derivative financial instruments - trading                    | 82,711            | 34,844            |
| Restricted deposits                                           | 49,448            | 37,274            |
| Concession financial assets                                   | 412,567           | 395,040           |
| Contractual assets                                            | 767,066           | 646,028           |
| Other current assets                                          | 469,734           | 402,090           |
| Non current asset held for sale                               | 4,577             | 4,577             |
| <b>Non Current Assets</b>                                     | <b>48,326,600</b> | <b>42,913,911</b> |
| <b>Long Term Assets</b>                                       | <b>13,029,551</b> | <b>11,387,786</b> |
| Derivative financial instruments - hedge                      | 48,011            | 55,305            |
| Derivative financial instruments - trading                    | 22,858            | 7,289             |
| Restricted deposits                                           | 510,697           | 360,682           |
| Deposits in court                                             | 94,818            | 72,591            |
| Risk premium to appropriate - Hydrological risk renegotiation | 39,582            | 43,234            |
| Concession financial assets                                   | 3,152,464         | 3,070,039         |
| Contractual assets                                            | 8,404,043         | 7,028,394         |
| Other non current assets                                      | 757,078           | 750,252           |
| <b>Investments</b>                                            | <b>1,376,040</b>  | <b>1,250,625</b>  |
| <b>Property, Plant and Equipment</b>                          | <b>28,038,285</b> | <b>24,857,228</b> |
| <b>Intangible</b>                                             | <b>5,527,517</b>  | <b>5,088,963</b>  |
| <b>Right of use of leases</b>                                 | <b>355,207</b>    | <b>329,309</b>    |
| <b>Total</b>                                                  | <b>56,544,112</b> | <b>50,112,301</b> |

# ATTACHMENT 2

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### CONSOLIDATED BALANCE SHEET – LIABILITIES

| (In thousands of R\$)                           | 09/30/2025        | 12/31/2024        |
|-------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Current Liabilities</b>                      | <b>7,600,856</b>  | <b>7,273,026</b>  |
| Suppliers                                       | 881,046           | 1,061,422         |
| Dividends and interest on shareholder's equity  | 1,464,432         | 1,595,587         |
| Loans and financing                             | 1,577,551         | 911,871           |
| Debentures                                      | 1,544,998         | 1,698,919         |
| Redeemable preferred shares                     | 32,959            | 10,142            |
| Lease liabilities                               | 43,543            | 38,459            |
| Concessions payable (Use of Public Asset)       | 836,217           | 796,725           |
| Tax and social contribution obligations payable | 222,563           | 323,212           |
| Other fiscal and regulatory obligations         | 136,582           | 142,120           |
| Labor obligations                               | 133,072           | 130,989           |
| Derivative financial instruments - trading      | 80,370            | 29,139            |
| Provision                                       | 5,835             | 5,819             |
| Obligations related to retirement benefits      | 37,113            | 32,284            |
| Other current liabilities                       | 604,575           | 496,338           |
| <b>Non Current Liabilities</b>                  | <b>35,480,385</b> | <b>30,558,877</b> |
| Loans and financing                             | 13,878,776        | 12,931,409        |
| Debentures                                      | 11,959,521        | 8,105,450         |
| Redeemable preferred shares                     | 478,449           | 477,145           |
| Lease liabilities                               | 354,995           | 315,538           |
| Concessions payable (Use of Public Asset)       | 4,437,823         | 4,572,379         |
| Derivative financial instruments - trading      | 21,637            | 6,986             |
| Provision                                       | 665,628           | 598,429           |
| Obligations related to retirement benefits      | 212,458           | 231,977           |
| Deferred income taxes and social contribution   | 2,831,001         | 2,519,353         |
| Other non current liabilities                   | 640,097           | 800,211           |
| <b>Shareholders' Equity</b>                     | <b>13,462,871</b> | <b>12,280,398</b> |
| Share capital                                   | 4,902,648         | 4,902,648         |
| Capital reserve                                 | (176,543)         | (176,543)         |
| Net income reserves                             | 6,386,073         | 6,386,073         |
| Additional dividends                            | -                 | 348,033           |
| Adjustment on fixed asset                       | (88,941)          | (193,510)         |
| Retained earnings                               | 1,280,929         | -                 |
| Non controlling interests                       | 1,158,705         | 1,013,697         |
| <b>Total</b>                                    | <b>56,544,112</b> | <b>50,112,301</b> |

# ATTACHMENT 3

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### CONSOLIDATED INCOME STATEMENTS

| (In thousands of R\$)                                                         | 3Q25               | 3Q24               | Chg. %      | 9M25               | 9M24               | Chg. %        |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|-------------|--------------------|--------------------|---------------|
| <b>Net Operational Revenue</b>                                                | <b>3,343,256</b>   | <b>2,536,849</b>   | <b>31.8</b> | <b>9,442,446</b>   | <b>7,947,729</b>   | <b>18.8</b>   |
| <b>Operational Costs</b>                                                      | <b>(1,846,243)</b> | <b>(1,233,285)</b> | <b>49.7</b> | <b>(4,876,510)</b> | <b>(3,437,101)</b> | <b>41.9</b>   |
| Electric power purchases                                                      | (452,344)          | (393,916)          | 14.8        | (909,414)          | (1,117,158)        | -18.6         |
| Transactions in the short term energy market                                  | (137,119)          | (16,096)           | 751.9       | (303,080)          | (53,808)           | 463.3         |
| Charges for the use of and connection to the electricity grid                 | (207,791)          | (175,811)          | 18.2        | (591,554)          | (524,575)          | 12.8          |
| Financial compensation for use of hydro resources (royalties)                 | (53,133)           | (57,916)           | -8.3        | (123,046)          | (171,256)          | -28.2         |
| Personnel                                                                     | (74,014)           | (64,712)           | 14.4        | (208,089)          | (189,912)          | 9.6           |
| Materials and third-party services                                            | (149,637)          | (121,129)          | 23.5        | (412,398)          | (319,074)          | 29.2          |
| Depreciation and amortization                                                 | (345,124)          | (262,700)          | 31.4        | (975,794)          | (752,552)          | 29.7          |
| Insurance                                                                     | (44,374)           | (30,737)           | 44.4        | (115,708)          | (85,813)           | 34.8          |
| Constitution of operating provisions, net                                     | (22,799)           | (16,641)           | 37.0        | (22,057)           | 4,817              | -557.9        |
| Cost of implementing transmission infrastructure                              | (343,975)          | (71,480)           | 381.2       | (1,131,334)        | (145,906)          | 675.4         |
| Others                                                                        | (15,933)           | (22,147)           | -28.1       | (84,036)           | (81,864)           | 2.7           |
| <b>Gross Income</b>                                                           | <b>1,497,013</b>   | <b>1,303,564</b>   | <b>14.8</b> | <b>4,565,936</b>   | <b>4,510,628</b>   | <b>1.2</b>    |
| <b>Operating Income (Expenses)</b>                                            | <b>(135,714)</b>   | <b>(103,023)</b>   | <b>31.7</b> | <b>(307,703)</b>   | <b>990,570</b>     | <b>-131.1</b> |
| Selling, general and administrative expenses                                  | (140,374)          | (130,363)          | 7.7         | (379,584)          | (360,740)          | 5.2           |
| Reversal of provision for reduction in the Impairment, net                    | -                  | -                  | 0.0         | -                  | 30,957             | -100.0        |
| Disposal of subsidiary and subsidiary and joint venture interest              | 10,740             | (597)              | -1,899.0    | 20,309             | 1,326,953          | -98.5         |
| Other operating revenues (expenses), net                                      | (6,080)            | 27,937             | -121.8      | 51,572             | (6,600)            | -881.4        |
| <b>Result of corporate participations</b>                                     | <b>166,073</b>     | <b>181,620</b>     | <b>-8.6</b> | <b>531,884</b>     | <b>495,583</b>     | <b>7.3</b>    |
| Equity income                                                                 | 166,073            | 181,620            | -8.6        | 531,884            | 495,583            | 7.3           |
| <b>Income Before Financial Result and Taxes</b>                               | <b>1,527,372</b>   | <b>1,382,161</b>   | <b>10.5</b> | <b>4,790,117</b>   | <b>5,996,781</b>   | <b>-20.1</b>  |
| <b>Net Financial Result</b>                                                   | <b>(566,490)</b>   | <b>(487,207)</b>   | <b>16.3</b> | <b>(1,996,360)</b> | <b>(1,528,877)</b> | <b>30.6</b>   |
| Financial income                                                              | 220,350            | 132,605            | 66.2        | 576,337            | 488,797            | 17.9          |
| Financial expenses                                                            | (657,672)          | (445,236)          | 47.7        | (2,092,684)        | (1,481,407)        | 41.3          |
| Concession payable expenses (Use of Public Asset)                             | (129,168)          | (174,576)          | -26.0       | (480,013)          | (536,267)          | -10.5         |
| <b>Income Before Taxes</b>                                                    | <b>960,882</b>     | <b>894,954</b>     | <b>7.4</b>  | <b>2,793,757</b>   | <b>4,467,904</b>   | <b>-37.5</b>  |
| Income tax                                                                    | (157,369)          | (167,896)          | -6.3        | (468,879)          | (900,584)          | -47.9         |
| Social contribution                                                           | (65,408)           | (69,260)           | -5.6        | (192,968)          | (354,223)          | -45.5         |
| <b>Net Income for the Period</b>                                              | <b>738,105</b>     | <b>657,798</b>     | <b>12.2</b> | <b>2,131,910</b>   | <b>3,213,097</b>   | <b>-33.6</b>  |
| Income allocated to:                                                          |                    |                    |             |                    |                    |               |
| ENGIE Brasil Energia's shareholders                                           | 680,406            | 655,047            | 3.9         | 1,965,390          | 3,210,436          | -38.8         |
| Non-controlling shareholder of Ibityuá Bioenergética, Maracanã and Lar do Sol | 57,699             | 2,751              | 1,997.4     | 166,520            | 2,661              | 6,157.8       |
| <b>Number of Ordinary Shares</b>                                              | <b>815,927,740</b> | <b>815,927,740</b> |             | <b>815,927,740</b> | <b>815,927,740</b> |               |
| <b>Net Income per Share</b>                                                   | <b>0.8339</b>      | <b>0.8028</b>      | <b>3.9</b>  | <b>2.4088</b>      | <b>3.9347</b>      | <b>-38.8</b>  |

# ATTACHMENT 4

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

| (In thousands of R\$)                                                                 | 9M25               | 9M24               |
|---------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Cash Flow from Operating Activities</b>                                            |                    |                    |
| Income before taxes on income                                                         | 2,793,757          | 4,467,904          |
| <b>Reconciliation of net income with operating cash flow:</b>                         |                    |                    |
| Equity loss                                                                           | (531,884)          | (495,583)          |
| Depreciation and amortization                                                         | 1,008,331          | 783,324            |
| Impairment, net                                                                       | -                  | (30,957)           |
| Interests and monetary variation                                                      | 1,866,949          | 1,330,952          |
| Concessions payable expenses                                                          | 480,013            | 536,267            |
| Disposal of subsidiary and joint venture interest                                     | -                  | (1,336,133)        |
| Subsidiary sale                                                                       | (20,309)           | 9,180              |
| Adjustments to market value of securities                                             | 105,168            | 43,465             |
| Extension of the concession                                                           | (9,288)            | -                  |
| Remuneration of financial concession asset                                            | (383,276)          | (364,952)          |
| Contract asset remuneration                                                           | (799,418)          | (679,251)          |
| Unrealized losses on trading operations, net                                          | 2,445              | 9,243              |
| Transmission infrastructure construction revenue                                      | (1,196,147)        | (147,962)          |
| Losses due to construction inefficiency                                               | 35,899             | 9,159              |
| Others                                                                                | 42,073             | 3,275              |
| <b>Adjusted Net Income</b>                                                            | <b>3,394,313</b>   | <b>4,137,931</b>   |
| <b>(Increase) reduction in assets</b>                                                 |                    |                    |
| Accounts receivables from clients                                                     | (112,203)          | 21,194             |
| Tax credits recoverable                                                               | 1,810              | (69,642)           |
| Deposits in court and restricted deposits                                             | (18,251)           | 18,667             |
| Financial concession asset                                                            | 283,324            | 273,186            |
| Contract assets                                                                       | 501,835            | 497,886            |
| Other assets                                                                          | (22,610)           | 21,648             |
| <b>(Reduction) increase in liabilities</b>                                            |                    |                    |
| Suppliers                                                                             | (28,560)           | (21,788)           |
| Fiscal and regulatory obligations                                                     | 14,648             | (45,737)           |
| Labor obligations                                                                     | 2,083              | 1,837              |
| Obligations related to retirement benefits                                            | (37,060)           | (33,696)           |
| Other liabilities                                                                     | 22,541             | 368,519            |
| <b>Cash Generated from Operating Activities</b>                                       | <b>4,001,870</b>   | <b>5,170,005</b>   |
| Payment of interests on debt, net of hedge                                            | (1,172,140)        | (969,297)          |
| Payment of income tax and social contribution                                         | (529,587)          | (906,721)          |
| <b>Cash from Operating Activities</b>                                                 | <b>2,300,143</b>   | <b>3,293,987</b>   |
| <b>Investments Activities</b>                                                         | <b>(3,451,066)</b> | <b>(4,084,700)</b> |
| Dividends received from joint ventures                                                | 360,687            | 815,000            |
| 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                                                  | (1,411,372)        | (4,899,075)        |
| 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                                | (1,003)            | (84,904)           |
| Receipt for sale of subsidiary, net of selling costs                                  | 20,309             | 27,584             |
| Cash and cash equivalents from disposed subsidiaries                                  | -                  | (19,873)           |
| Payments of concessions payable (Use of Public Asset)                                 | (625,723)          | (599,634)          |
| Others                                                                                | (941)              | (714)              |
| <b>Financing Activities</b>                                                           | <b>1,817,827</b>   | <b>(415,883)</b>   |
| Inflow of debt instruments                                                            | 4,895,264          | 2,503,760          |
| Payment of debt instruments, net of hedge                                             | (1,872,732)        | (1,788,706)        |
| Payments of concessions payable                                                       | (1,204,842)        | (1,134,002)        |
| Debt servicing deposits                                                               | 137                | 3,065              |
| <b>Increase in Cash and Cash Equivalents</b>                                          | <b>666,904</b>     | <b>(1,206,596)</b> |
| <b>Reconciliation of Cash and Cash Equivalents</b>                                    |                    |                    |
| Opening balance                                                                       | 3,958,758          | 5,255,767          |
| Closing balance                                                                       | 4,625,662          | 4,049,171          |
| <b>Increase in Cash and Cash Equivalents</b>                                          | <b>666,904</b>     | <b>(1,206,596)</b> |
| <b>Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents</b>                      |                    |                    |
|                                                                                       | 1,085,394          | 1,333              |
| Dividends intended by subsidiaries and joint venture                                  | 360,687            | 490,000            |
| Prescribed dividends and interest on equity                                           | 7,701              | 12,013             |
| ICMS on energy sales                                                                  | (114,065)          | 10,858             |
| Credit of income tax and social contribution                                          | (23,524)           | 13,667             |
| Supplier's of fixed assets and intangibles                                            | (278,208)          | 344,078            |
| Dividend waiver from acquired subsidiaries                                            | (48,971)           | -                  |
| Payment of ineffective hedge (Supplier's of fixed assets and intangibles)             | -                  | (83,135)           |
| 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                                                   | 1,406,837          | 1,204,362          |
| Contingent liabilities on the acquisition of a subsidiary                             | 30,086             | 6,587              |

# ATTACHMENT 5

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### FACT SHEET 3Q25

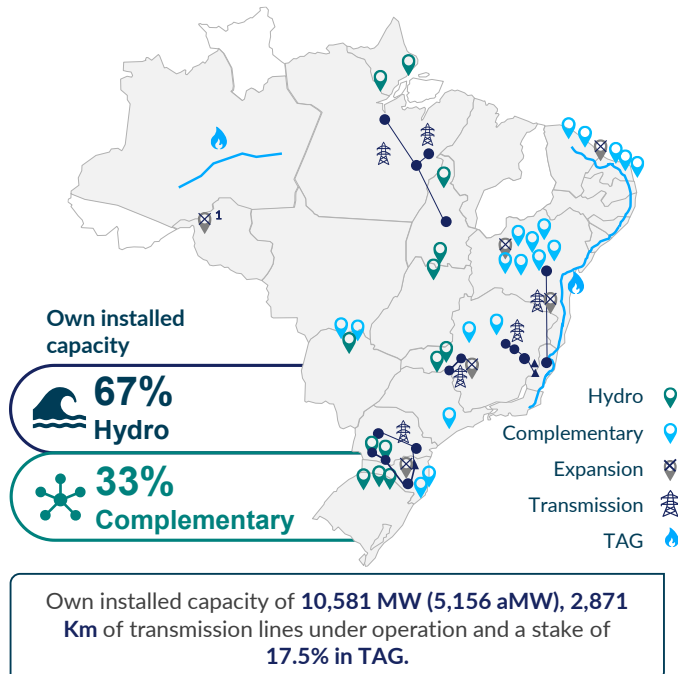


#### Corporate Overview

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

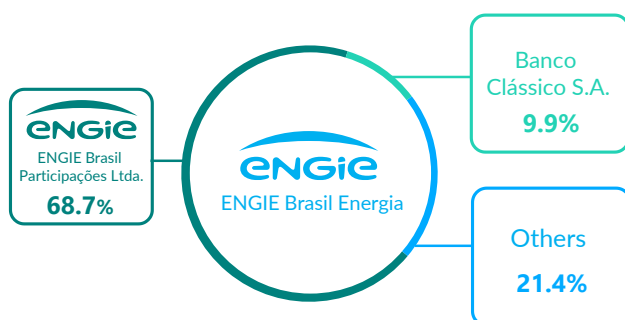
The market cap, as of September 30, 2025, was R\$ 33.2 billion, and the own installed capacity totaled **10,581 MW**, which comprises a generating complex of **130 plants**, of which 13 are hydroelectric power plants and 117 fired from complementary sources: one biomass-fired plant, 85 wind power plants, 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 in partial operation.

#### Balanced portfolio of business in energy infrastructure



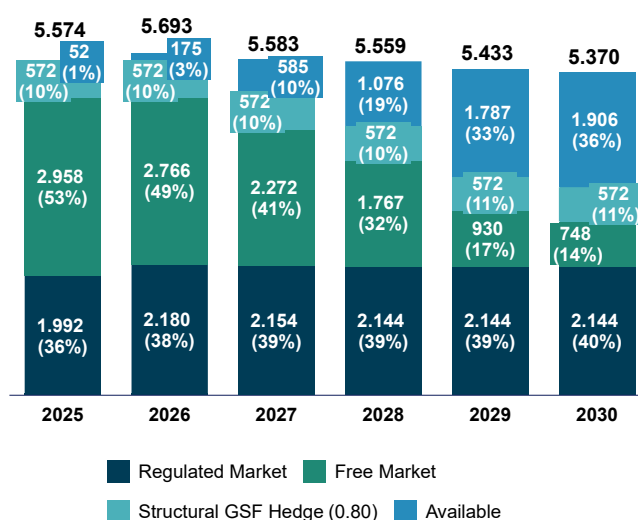
#### Ownership Structure

ENGIE Brasil Energia is controlled by French group ENGIE, a global leader in the independent production of energy with its activities in around 30 countries. 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 September 30, 2025



**EGIE**  
B3 LISTED NM

**IBOVESPA B3**

**IEE B3**

**ITAG B3**



# ATTACHMENT 5

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### FACT SHEET 3Q25

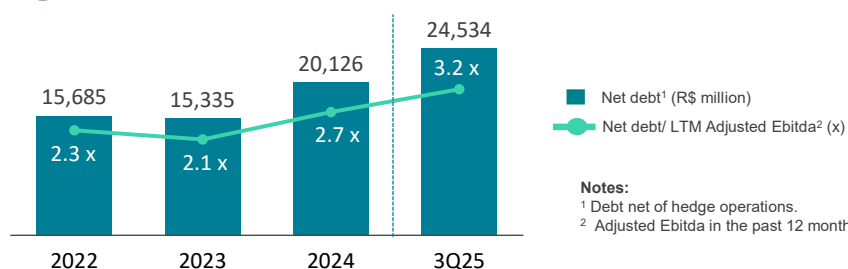
| Consolidated (in R\$ million)                                  | 3Q25   | 3Q24   | Chg.      | 9M25   | 9M24   | Chg.      |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|-----------|--------|--------|-----------|
| Net Operating Revenue (NOR)                                    | 3,343  | 2,537  | 31.8%     | 9,442  | 7,948  | 18.8%     |
| Results from Operations (EBIT)                                 | 1,527  | 1,382  | 10.5%     | 4,790  | 5,997  | -20.1%    |
| Adjusted Ebitda <sup>1</sup>                                   | 1,871  | 1,665  | 12.4%     | 5,778  | 5,432  | 6.4%      |
| Adjusted Ebitda by transmission and quota effects <sup>2</sup> | 1,763  | 1,596  | 10.5%     | 5,284  | 5,141  | 2.8%      |
| Adjusted Ebitda / NOR - (%) <sup>1</sup>                       | 56.0   | 65.6   | -9.6 p.p. | 61.2   | 68.3   | -7.1 p.p. |
| Adjusted Net Income                                            | 731    | 666    | 9.8%      | 2,119  | 2,313  | -8.4%     |
| Adjusted Return on Equity (ROE) <sup>3</sup>                   | 23.6   | 26.5   | -2.9 p.p. | 23.6   | 26.5   | -2.9 p.p. |
| Adjusted Return on Invested Capital (ROIC) <sup>4</sup>        | 14.9   | 16.7   | -1.9 p.p. | 14.9   | 16.7   | -1.9 p.p. |
| Gross Power Production (avg MW) <sup>5</sup>                   | 6,167  | 6,338  | -2.7%     | 5,218  | 6,194  | -15.8%    |
| Energy Sold (avg MW) <sup>6</sup>                              | 4,668  | 4,050  | 15.3%     | 4,455  | 3,990  | 11.7%     |
| Average Net Sales Price (R\$/MWh) <sup>7</sup>                 | 211.61 | 215.96 | -2.0%     | 213.98 | 221.44 | -3.4%     |
| Number of Employees – Total                                    | 1,340  | 1,234  | 8.6%      | 1,340  | 1,234  | 8.6%      |

#### Notes:

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



### Indebtedness (R\$ million)



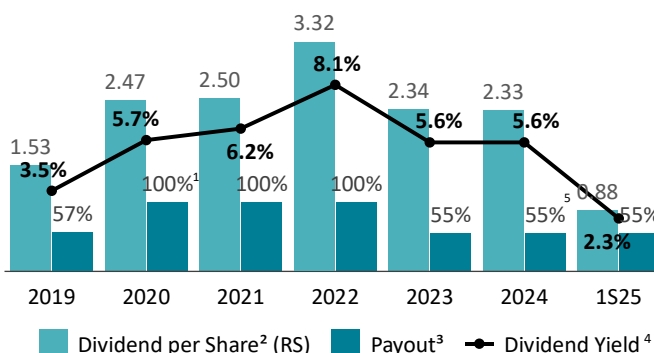
#### Notes:

- <sup>1</sup> Debt net of hedge operations.  
<sup>2</sup> Adjusted Ebitda in the past 12 months.



### Dividend Policy

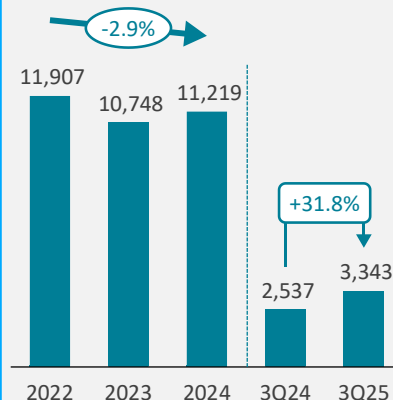
- By-law minimum payout: **30%** of distributable net income.
- Management commitment: minimum payout of **55%** of distributable net income.
- At least 2 dividends per year.



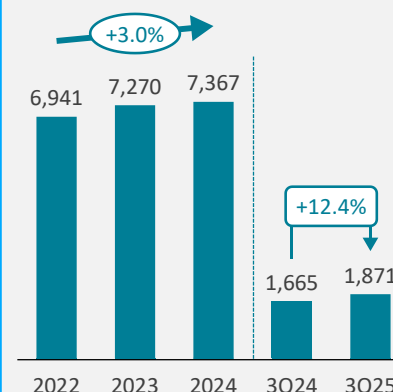
#### Notes:

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

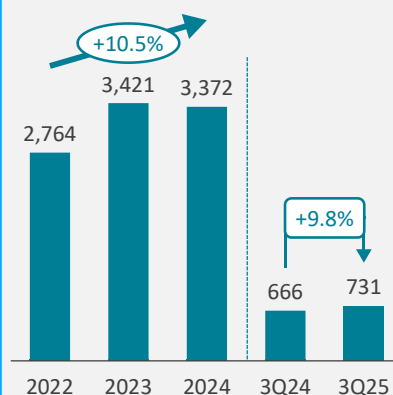
### Net revenue (R\$ million)



### Adjusted Ebitda (R\$ million)



### Adjusted net income (R\$ million)



#### Investors Relations

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

ISEB3

ICO2 B3

IDIVERSA B3

