

# DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 4T25 e 2025



eneva



## Teleconferência de Resultados do 4T25 e 2025

Sexta-feira, 6 de março de 2026

10h00 (Horário de Brasília) / 8 a.m. (US EST)

[Clique aqui](#) para se inscrever na teleconferência



ri.eneva.com.br



Rio de Janeiro, 5 de março de 2026 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) (“Companhia” ou “Eneva”), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração e comercialização de energia elétrica, exploração e produção de hidrocarbonetos e demais atividades na cadeia do gás natural no Brasil, divulga hoje os resultados do quarto trimestre e exercício social findos em 31 de dezembro de 2025 (“4T25”)(“2025”). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

## ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2025

- **EBITDA Consolidado atinge R\$ 1.487,7 milhões no 4T25, aumento de R\$ 879,8 milhões frente ao 4T24, mesmo com o impacto pontual de R\$ 207,8 milhões de despesas com G&G concentradas no 4T25;**
- **EBITDA Consolidado de 2025 alcança R\$ 6.506,8 milhões, crescimento de R\$ 2.605,1 milhões comparado ao valor de 2024, e representando aumento de R\$ 1.970,4 milhões no comparativo com o EBITDA Ajustado de 2024;**
- **Resultados refletem a concretização de importantes avenidas de crescimento, com *ramp-up* dos novos modelos de negócios na cadeia do gás, a contribuição dos ativos adquiridos no 4T24 e o início dos contratos regulados das UTEs Parnaíba VI, Parnaíba IV, Geramar I e II e Viana.**

## DESTAQUES 4T25 e 2025

- EBITDA Consolidado alcança R\$ 1.487,7 milhões no 4T25 e R\$ 6.506,8 milhões no ano de 2025, impulsionados pelo desempenho operacional e pela materialização de importantes avenidas de crescimento da Companhia;
- Aumentos de R\$ 38,5 milhões e de R\$ 520,8 milhões no EBITDA do Hub Sergipe no 4T25 e no ano de 2025, suportados, sobretudo, pela conexão do Hub à malha de gás e pela estruturação de operações oportunísticas nos mercados de gás e GNL, aproveitando portfólio de contratos e arbitragens de preços em um ambiente dinâmico;
- Segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid* contribui com EBITDA de R\$ 73,4 milhões no 4T25 e de R\$ 274,3 milhões em 2025, refletindo o *ramp-up* dos contratos de venda de GNL após a entrada em operação dos 2 primeiros trens de liquefação no 1T25. As obras para a construção do 3º trem, que aumentará a capacidade de liquefação no Parnaíba em 50%, seguem conforme o cronograma;
- Contribuição integral no 4T25 e em 2025 dos resultados dos ativos de geração térmica a gás adquiridos no 4T24, com aumento de EBITDA de R\$ 142,8 milhões e de R\$ 1.505,9 milhões *versus* os respectivos períodos comparativos de 2024;
- Início do CCEAR da UTE Parnaíba VI no 1T25 e dos CRCAPs da UTE Viana em ago/25 e das UTEs Parnaíba IV e Geramar I e II em out/25, após sucesso na antecipação dos contratos do LRCAP 2021;
- Continuação do despacho das UTEs do portfólio no 1T26, já somando geração bruta de aproximadamente 2.700 GWh nos 2 primeiros meses de 2026, sendo cerca de 1.500 GWh nos ativos a gás próprio<sup>1</sup>, evidenciando a relevância dos ativos da Eneva para a confiabilidade e segurança energética do país;
- Alavancagem em 2,6x ao final do 4T25 (-0,1x frente ao 3T25 e +0,2x vs. 4T24), com R\$ 606,2 milhões, desembolsados no 4T25 junto ao FDA/BASA para o projeto Azulão 950, reforçando estrutura de capital e reduzindo custo médio da dívida vs. 4T24;
- Como eventos subsequentes ao trimestre, vale destacar:
  - Conclusão da 14ª Emissão de Debêntures da Eneva, com a captação de R\$ 2,4 bilhões em 2 séries: (i) primeira com vencimento de 10 anos e taxa IPCA + 6,71% a.a. e (ii) segunda com vencimento de 15 anos e taxa IPCA + 6,67% a.a.. Os recursos serão destinados ao Projeto Azulão 950;
  - Recebimento pela Companhia de R\$ 293,1 milhões como resultado de instrumento de transação terminativa celebrado com fornecedores de serviços de construção e montagem, extinguindo determinados processos arbitrais anteriores;
  - Divulgação de novo Relatório de Certificação de Reservas da Bacia do Parnaíba, referente a 31/12/25, atingindo IRR<sup>2</sup> de 111% frente ao saldo de 31/12/23, com incorporação total de 3,52 bcm de reservas e consumo de 3,16 bcm no período (2 anos);
  - Publicação dos preços teto dos 8 diferentes produtos do LRCAP 2026, previsto para 18/03/26, considerando novas usinas movidas a gás natural, em contratos com prazo de 15 anos, e existentes, incluindo carvão, com prazo de 10 anos, representando uma oportunidade estratégica para a recontração dos ativos e desenvolvimento do *pipeline* de projetos da Cia, com criação de valor de longo prazo e aceleração da implementação do Plano de Negócios.

## PRINCIPAIS INDICADORES

Consolidado (R\$ milhões)	4T25	4T24	Var. %	2025	2024	Var. %
Receita Operacional Líquida	6.050,5	4.858,6	24,5%	18.416,1	11.387,5	61,7%
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>1.487,7</b>	<b>607,9</b>	<b>144,7%</b>	<b>6.506,8</b>	<b>3.901,7</b>	<b>66,8%</b>
Margem EBITDA (%)	24,6%	12,5%	12,1 p.p.	35,3%	34,3%	1,1 p.p.
Resultado Líquido Eneva	57,0	(1.066,5)	N/A	1.157,6	42,0	2.655,3%
Investimentos (Competência)	2.083,4	1.124,0	85,4%	6.111,7	3.315,6	84,3%
Fluxo de Caixa Operacional	1.317,7	1.139,9	15,6%	5.669,8	4.476,8	26,6%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) <sup>3</sup>	17,0	13,5	25,4%	17,0	13,5	25,4%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M <sup>4</sup>	2,61x	2,42x	+0,19x	2,61x	2,42x	+0,19x

<sup>1</sup> Números do 1T26 se referem a valores ainda prévios do ONS, que serão posteriormente validados.

<sup>2</sup> IRR: Índice de Reposição de Reservas.

<sup>3</sup> O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

<sup>4</sup> Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 4T25, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24, inclusive pré-aquisição, conforme condições de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas AGDs de 2022.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Dados Operacionais

<i>Upstream</i>	4T25	3T25	2T25	1T25	4T24
<b>Parnaíba</b>					
Produção (Bi m³ de gás natural)	<b>0,63</b>	0,63	0,31	0,15	0,53
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	<b>37,9</b>	35,0	35,7	36,0	36,1
<b>Amazonas</b>					
Produção (Bi m³ de gás natural)	<b>0,06</b>	0,06	0,06	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	<b>9,6</b>	9,6	9,7	9,8	9,8
<b>Comercialização de Gás Off-Grid: SSLNG<sup>5</sup></b>					
<b>Parnaíba</b>					
Volume produzido (MM m³ de gás natural) <sup>6</sup>	<b>15,1</b>	15,8	24,6	19,9	5,4
Volume vendido (MM m³ de gás natural) <sup>7</sup>	<b>37,8</b>	36,6	35,7	28,5	5,4
<b>Geração Térmica a Gás no Parnaíba</b>					
<b>UTE Parnaíba I</b>					
Disponibilidade (%)	<b>97%</b>	100%	97%	100%	98%
Despacho (%)	<b>84%</b>	78%	32%	7%	66%
Geração Líquida (GWh)	<b>1.110</b>	1.070	455	108	939
Geração Bruta (GWh)	<b>1.161</b>	1.114	473	114	984
<b>UTE Parnaíba II</b>					
Disponibilidade (%)	<b>96%</b>	100%	99%	84%	95%
Despacho (%) <sup>8</sup>	<b>97%</b>	91%	52%	32%	92%
Geração Líquida (GWh)	<b>994</b>	989	553	346	998
Geração Bruta (GWh)	<b>1.044</b>	1.036	582	363	1.047
<b>UTE Parnaíba III e Parnaíba VI <sup>9</sup></b>					
Disponibilidade (%)	<b>95%</b>	100%	93%	100%	100%
Despacho (%)	<b>62%</b>	81%	32%	15%	45%
Geração Líquida (GWh)	<b>345</b>	460	180	66	169
Geração Bruta (GWh)	<b>364</b>	483	191	68	176
	<b>4T25</b>	<b>3T25</b>	<b>2T25</b>	<b>1T25</b>	<b>4T24</b>

#### Notas

<sup>5</sup> Os dados são apresentados a partir do 4T24, quando as plantas de liquefação do Parnaíba iniciaram operação comercial de 50% da capacidade de liquefação de 600.000 m³/d em meados de dezembro/24. Os demais 50% entraram em operação comercial em meados de fevereiro/25. O volume total vendido da planta continuará a ser escalonado até 2027.

<sup>6</sup> O volume de gás natural produzido para a comercialização de gás Off-Grid está contido no volume de gás total produzido na Bacia do Parnaíba apresentado no *Upstream*.

<sup>7</sup> O volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido devido a eventuais cláusulas de *take-or-pay*, refletindo os valores mínimos do comprometimento anual ou os efetivamente produzidos, caso estes sejam superiores ao mínimo anual.

<sup>8</sup> O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro para os anos de 2024 e 2025.

<sup>9</sup> A partir do 1T25 os dados operacionais da UTE Parnaíba III passam a considerar os dados da UTE Parnaíba VI, refletindo o fechamento do ciclo simples das unidades geradoras a gás natural (UTE Parnaíba III) com o início da operação comercial das unidades geradoras de turbina a vapor (Parnaíba VI) em 05 de março/25.

<b>UTE Parnaíba IV</b>					
Disponibilidade (%)	<b>100%</b>	100%	100%	98%	96%
Despacho (%)	<b>2%</b>	26%	11%	0%	44%
Geração Líquida (GWh)	<b>2</b>	31	14	0	51
Geração Bruta (GWh)	<b>2</b>	32	14	0	53
<b>UTE Parnaíba V</b>					
Disponibilidade (%)	<b>60%</b>	60%	55% <sup>10</sup>	100%	99%
Despacho (%)	<b>54%</b>	46%	6%	9%	71%
Geração Líquida (GWh)	<b>386</b>	341	39	65	543
Geração Bruta (GWh)	<b>418</b>	367	43	68	573
<b>Geração Térmica a Gás em Roraima</b>					
	<b>4T25</b>	<b>3T25</b>	<b>2T25</b>	<b>1T25</b>	<b>4T24</b>
<b>UTE Jaguarica II</b>					
Disponibilidade (%)	<b>96%</b>	100%	100%	99%	91%
Despacho (%)	<b>71%</b>	78%	76%	81%	83%
Geração Líquida (GWh)	<b>196</b>	207	201	211	224
Geração Bruta (GWh)	<b>205</b>	217	209	221	234
<b>Geração a Gás – Combustível de Terceiros</b>					
	<b>4T25</b>	<b>3T25</b>	<b>2T25</b>	<b>1T25</b>	<b>4T24</b>
<b>UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)</b>					
Disponibilidade (%)	<b>95%</b>	88%	84%	99%	92%
Despacho (%)	<b>52%</b>	1%	0%	0%	4%
Geração Líquida (GWh)	<b>1.682</b>	43	4	0	145
Geração Bruta (GWh)	<b>1.756</b>	46	5	0	155
<b>UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1) <sup>11</sup></b>					
Disponibilidade (%)	<b>100%</b>	100%	100%	96%	100%
Despacho (%)	<b>2%</b>	1%	3%	1%	2%
Geração Líquida (GWh)	<b>7</b>	3	12	3	5
Geração Bruta (GWh)	<b>7</b>	4	12	3	5
<b>UTE LORM<sup>11</sup></b>					
Disponibilidade (%)	<b>98%</b>	100%	100%	94%	98%
Despacho (%)	<b>77%</b>	1%	1%	0%	34%
Geração Líquida (GWh)	<b>336</b>	3	3	1	145
Geração Bruta (GWh)	<b>345</b>	3	3	1	145

**Notas**

<sup>10</sup> Disponibilidade da UTE Parnaíba V no 2T25 impactada por manutenção programada iniciada em 18 de maio/25 e concluída em 23 de junho/25.

<sup>11</sup> Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nas tabelas os resultados operacionais dos períodos anteriores à conclusão das aquisições das UTES de Linhares, Tevisa e Povoação, as quais passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 25/10/2024, e das UTES de Gera Maranhão, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva, parcialmente (50%) em 14/11/2024 e de 100% em 14/12/2024, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Importante ressaltar que a geração desses ativos só compete à Eneva a partir das conclusões das aquisições. Os dados de geração individuais das usinas Viana 1, Povoação 1 e LORM 1 são apresentadas na Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financieiras/planilhas-interativas/>.

Geração Térmica a Carvão	4T25	3T25	2T25	1T25	4T24
<b>UTES Itaqui e Pecém II<sup>12</sup></b>					
Disponibilidade (%)	<b>70%</b>	97%	98%	81%	82%
Despacho (%)	<b>40%</b>	28%	0%	0%	30%
Geração Líquida (GWh)	<b>518</b>	399	0	2	420
Geração Bruta (GWh)	<b>586</b>	449	0	3	473
Estoque Total de Carvão - Início de Período (Mil ton)	<b>116</b>	294	295	296	231
Estoque Total de Carvão - Final de Período (Mil ton)	<b>243</b>	116	294	295	296

Geração Térmica a Óleo <sup>11,13</sup>	4T25	3T25	2T25	1T25	4T24
<b>UTES Viana e Geramar I e II</b>					
Disponibilidade (%)	<b>100%</b>	99%	100%	43%	98%
Despacho (%)	<b>0%</b>	0%	0%	0%	5%
Geração Líquida (GWh)	<b>0</b>	0	0	0	35
Geração Bruta (GWh)	<b>0</b>	0	0	0	37

Geração Solar	4T25	3T25	2T25	1T25	4T24
<b>Complexo Solar Futura 1</b>					
Disponibilidade (%)	<b>98%</b>	98%	98%	98%	78%
Fator de Capacidade (%) <sup>14</sup>	<b>31%</b>	32%	28%	28%	33%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	<b>-131</b>	-173	-69	-81	-49
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	<b>339</b>	304	340	337	338
Geração Líquida (GWh)	<b>337</b>	301	338	334	336

Os dados operacionais referentes a cada ativo estão disponíveis no site de Relações com Investidores na seção de [Planilhas Interativas](#).

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia. Os dados de geração referentes ao trimestre corrente consideram também montantes de provisão que serão posteriormente confirmados.

**Notas**

<sup>12</sup> Os dados de geração individuais das usinas Itaqui e Pecém II são apresentadas na Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.

<sup>13</sup> Os CCEARs das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24, permanecendo disponíveis para serem acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em agosto/25 e outubro/25, respectivamente. Os dados de geração individuais das usinas Viana e Geramar I e II são apresentadas na Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.

<sup>14</sup> Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade).

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Consolidado	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>6.050,5</b>	<b>4.858,6</b>	<b>24,5%</b>	<b>18.416,1</b>	<b>11.387,5</b>	<b>61,7%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(4.163,1)</b>	<b>(3.396,2)</b>	<b>22,6%</b>	<b>(11.251,6)</b>	<b>(6.232,3)</b>	<b>80,5%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(367,1)</b>	<b>(160,8)</b>	<b>128,3%</b>	<b>(917,6)</b>	<b>(580,3)</b>	<b>58,1%</b>
SG&A	(159,3)	(111,9)	42,4%	(515,7)	(450,1)	14,6%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,8)	(18,7)	21,4%	(94,8)	(79,0)	20,0%
Demais despesas	(136,6)	(93,1)	46,7%	(420,9)	(371,1)	13,4%
Despesas com Exploração, G&G	(207,8)	(48,9)	324,7%	(402,0)	(130,2)	208,7%
Poços secos e PCLD	(19,8)	-	N/A	(67,9)	(23,2)	192,5%
<b>Custos com Depreciação e Amortização</b>	<b>(515,3)</b>	<b>(333,4)</b>	<b>54,6%</b>	<b>(1.759,9)</b>	<b>(1.201,7)</b>	<b>46,5%</b>
<b>Despesas com Depreciação e Amortização</b>	<b>(301,2)</b>	<b>(283,2)</b>	<b>6,4%</b>	<b>(1.033,7)</b>	<b>(488,0)</b>	<b>111,8%</b>
<i>Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio</i>	(220,1)	(56,3)	290,8%	(884,7)	(234,0)	278,0%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(30,2)</b>	<b>(697,1)</b>	<b>-95,7%</b>	<b>260,5</b>	<b>(680,1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>(2,3)</b>	<b>3,5</b>	<b>N/A</b>	<b>(0,6)</b>	<b>6,8</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>1.487,7</b>	<b>607,9</b>	<b>144,7%</b>	<b>6.506,8</b>	<b>3.901,7</b>	<b>66,8%</b>
<b>EBITDA Ajustado (ex-Impairment)<sup>15</sup></b>	<b>1.487,7</b>	<b>1.242,7</b>	<b>19,7%</b>	<b>6.506,8</b>	<b>4.536,3</b>	<b>43,4%</b>
Resultado Financeiro Líquido	(403,1)	(1.458,2)	-72,4%	(1.281,2)	(3.561,7)	-64,0%
<b>EBT</b>	<b>268,1</b>	<b>(1.466,8)</b>	<b>N/A</b>	<b>2.432,0</b>	<b>(1.349,8)</b>	<b>N/A</b>
Impostos Correntes	(25,9)	(91,6)	-71,7%	(219,9)	(237,9)	-7,6%
Impostos Diferidos	(50,1)	608,9	N/A	(520,5)	2.137,1	N/A
<b>Resultado Líquido do Período</b>	<b>192,1</b>	<b>(949,6)</b>	<b>N/A</b>	<b>1.691,6</b>	<b>549,5</b>	<b>207,9%</b>
Resultado Líquido Participações Minoritárias	135,1	117,0	15,5%	534,1	507,5	5,2%
<b>Resultado Líquido Eneva</b>	<b>57,0</b>	<b>(1.066,5)</b>	<b>N/A</b>	<b>1.157,6</b>	<b>42,0</b>	<b>2.655,3%</b>

A Eneva encerrou o 4T25 com EBITDA de R\$ 1.487,7 milhões, um avanço expressivo de R\$ 879,8 milhões frente ao mesmo período de 2024, e de R\$ 245,1 milhões na comparação com o EBITDA do 4T24 ajustado para excluir o impacto do *Impairment* registrado naquele período. O resultado do 4T25 reforça o desempenho operacional dos ativos do portfólio, impulsionado principalmente pelo despacho no mérito das usinas do Complexo Parnaíba, pela antecipação dos contratos regulados do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 ("LRCAP 2021") das UTEs Viana, Geramar I e II e Parnaíba IV e pelo desempenho do modelo de negócio de comercialização de gás fora da malha ("Off-Grid"), que iniciou operação comercial de forma parcial ao final do 4T24.

Os principais destaques que levaram ao aumento do EBITDA no 4T25 em comparação ao 4T24 foram:

- Aumento de R\$ 657,8 milhões no EBITDA das usinas a carvão, decorrente principalmente da contabilização de R\$ 634,7 milhões relacionados a perdas por expectativa de recuperabilidade desses ativos (*Impairment*) no 4T24. O fator determinante para esse resultado foram as premissas de reconstrução dessas plantas, considerando a conversão das usinas para gás natural, na ausência de visibilidade quanto à realização de leilão com manutenção do carvão como combustível naquele momento;
- Crescimento de R\$ 142,8 milhões no EBITDA referente aos ativos de geração a gás das UTEs Linhares, Tevisa e Povoação<sup>16</sup> e de R\$ 39,5 milhões no EBITDA das usinas a óleo, decorrentes, principalmente, do efeito de base comparativa dos períodos, dado que os resultados das usinas foram contabilizados de forma pró-rata no 4T24, a partir da conclusão da aquisição dos ativos, ocorrida entre out/24 e dez/24. Adicionalmente, na Geração a Óleo, os contratos regulados do LRCAP 2021, originalmente previstos para início em jul/26, tiveram sua vigência antecipada para ago/25, no caso da UTE Viana, e para out/25, no caso das UTEs Geramar I e II, contribuindo para o resultado do 4T25;
- Aumento de R\$ 75,2 milhões no EBITDA do segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid*, após a entrada em operação das plantas de liquefação entre o 4T24 e meados do 1T25, cujo volume vendido prevê aumento gradual até 2027;
- Incremento de R\$ 72,3 milhões no EBITDA do segmento de comercialização de energia refletindo a expansão da margem comercial do período;

**Notas**

<sup>15</sup> EBITDA Ajustado desconsidera o impacto contábil não caixa de R\$ 634,7 milhões relacionado ao teste de recuperabilidade (*Impairment*) das UTEs Itaqui e Pecém II contabilizado em dez/24.

<sup>16</sup> É importante ressaltar que as empresas Linhares, Tevisa e Povoação foram incorporadas na Eneva S.A. em jan/25.

- Aumento de R\$ 38,5 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, explicado principalmente pelo reajuste da receita fixa da UTE Porto de Sergipe I e pelo desempenho das operações de *trading* voltadas à recomposição de lastro.

Por outro lado, a dinâmica positiva do EBITDA no 4T25 foi atenuada parcialmente pelos efeitos:

- Redução de R\$ 123,5 milhões no EBITDA do segmento de *Upstream*, em decorrência das maiores despesas com exploração, relacionadas, sobretudo, às campanhas sísmicas nas bacias do Amazonas e do Paraná, que aumentaram R\$ 158,9 milhões no comparativo anual. Desconsiderando as despesas com exploração em ambos os períodos, o EBITDA do *Upstream* apresentaria aumento de R\$ 35,4 milhões, impulsionado pelo maior resultado da geração;
- Queda de R\$ 32,6 milhões no EBITDA (*ex-equivalência*) do segmento de  *Holding & Outros*, refletindo principalmente o aumento na rubrica de SG&A com maiores despesas no período.

A rubrica de Depreciação e Amortização ("D&A") considerando custos e despesas, totalizou -R\$ 816,6 milhões no 4T25, aumento de R\$ 199,9 milhões na comparação com o mesmo período de 2024. Esse aumento se deve, sobretudo, ao impacto dos ativos adquiridos no 4T24, além da entrada em operação comercial de ativos em 2025. Do valor total de D&A: (i) -R\$ 144,5 milhões são referentes às amortizações de mais e menos valia e ágio dos ativos adquiridos no 4T24 (sendo -R\$ 15,2 milhões dedutíveis para fins do IRPJ/CSL); (ii) R\$ 71,1 milhões são custos retroativos pontuais referentes à realização de transferências de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço no segmento de *Upstream* no período; e (iii) R\$ 59,1 milhões no segmento de geração a carvão são relacionados à aplicação de depreciação contábil acelerada de determinados componentes das usinas que não seriam reaproveitados no cenário de substituição da fonte de combustível por gás natural.

Já o resultado financeiro líquido apresentou melhora de R\$ 1.055,1 milhões no 4T25 em relação ao mesmo período de 2024, totalizando -R\$ 403,1 milhões, conforme explicado na seção de resultados financeiros.

Por fim, o total de tributos correntes e diferidos no 4T25 registrou R\$ 76,0 milhões, aumento na comparação entre períodos refletindo, principalmente pelos efeitos nos tributos diferidos, com destaque para: (i) R\$ 216,0 milhões, relacionados à provisão para *Impairment* dos ativos do segmento de carvão, efeito não recorrente de 2024; (ii) R\$ 110,6 milhões referentes a variação cambial sobre o contrato de arrendamento do FSRU, contabilizado na *Holding*; e (iii) R\$ 330,8 milhões, referente a constituição de passivo fiscal diferido sobre o valor justo dos contratos de comercialização de energia. Por outro lado, os tributos correntes reduziram R\$ 65,7 milhões na comparação dos períodos, refletindo a incorporação pela Eneva S.A. das Térmicas do ES, adquiridas no 4T24, cujos resultados positivos puderam ser compensados com a despesa da Controladora, além da utilização do saldo de prejuízos fiscais acumulados, limitado a 30% do lucro tributável.

Diante dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido da Eneva no 4T25 totalizou R\$ 57,0 milhões, crescimento de R\$ 1.123,5 milhões frente ao 4T24.

## FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	4T25	4T24	Var. Abs.	2025	2024	Var. Abs.
(R\$ Milhões)						
<b>Posição de Caixa Início de Período<sup>17</sup></b>	<b>3.937,3</b>	<b>2.123,1</b>	<b>1.814,2</b>	<b>3.866,3</b>	<b>2.592,6</b>	<b>1.273,7</b>
<b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)</b>	<b>1.317,7</b>	<b>1.139,9</b>	<b>177,8</b>	<b>5.669,8</b>	<b>4.476,8</b>	<b>1.193,0</b>
EBITDA ICVM 527/12	1.487,7	607,9	879,8	6.506,8	3.901,7	2.605,1
Var. Capital de Giro	(200,8)	738,4	(939,2)	(495,1)	922,8	(1.417,8)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(70,6)	(135,9)	65,3	(261,1)	(288,0)	26,9
Var. Outros ativos e passivos	101,3	(70,5)	171,9	(80,9)	(59,5)	(21,4)
<b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)</b>	<b>(1.870,1)</b>	<b>(1.582,6)</b>	<b>(287,5)</b>	<b>(5.781,5)</b>	<b>(3.304,9)</b>	<b>(2.476,6)</b>
<b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)</b>	<b>(734,1)</b>	<b>2.185,9</b>	<b>(2.920,0)</b>	<b>(1.103,8)</b>	<b>101,7</b>	<b>(1.205,6)</b>
Captações/Desembolsos Dívida	606,2	618,7	(12,5)	3.132,2	3.428,3	(296,0)
Amortização de Principal <sup>18</sup>	(601,3)	(1.098,1)	496,8	(1.555,9)	(6.463,6)	4.907,8
Amortização de Juros <sup>18</sup>	(367,7)	(282,4)	(85,3)	(1.499,9)	(1.622,6)	122,7
Arrendamento Mercantil	(98,3)	(109,5)	11,2	(401,7)	(425,6)	23,9
Outros	(273,0)	3.057,2	(3.330,1)	(778,7)	5.185,3	(5.964,0)
<b>(=) Geração de Caixa Total</b>	<b>(1.286,5)</b>	<b>1.743,1</b>	<b>(3.029,6)</b>	<b>(1.215,6)</b>	<b>1.273,6</b>	<b>(2.489,2)</b>
<b>Posição de Caixa Final de Período<sup>17</sup></b>	<b>2.650,9</b>	<b>3.866,3</b>	<b>(1.215,4)</b>	<b>2.650,9</b>	<b>3.866,3</b>	<b>(1.215,4)</b>

O fluxo de caixa operacional (“FCO”) do 4T25 totalizou R\$ 1.317,6 milhões, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e pela variação de “Outros ativos e passivos”, cujo efeito positivo refletiu sobretudo o recebimento das receitas referentes à operação de otimização de cargas de GNL da UTE Porto de Sergipe I.

Em contrapartida, os efeitos positivos no FCO foram mitigados principalmente por:

- Variação de capital de giro de -R\$ 200,8 milhões, resultado de diversos efeitos, com destaque para as movimentações de contas a receber e a pagar; e
- Pagamentos de IRPJ e CSL no período no montante total de R\$ 70,6 milhões, tendo sido principalmente concentrados no Complexo Parnaíba, em função dos despachos das usinas, e na Eneva S.A., com o resultado das operações da Mesa de Gás e das receitas reguladas das usinas consolidadas na SPE – Porto de Sergipe I e as UTEs do Espírito Santo.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (“FCI”) apresentou saída de caixa total de R\$ 1.870,1 milhões no 4T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 786,6 milhões relacionados a diversos projetos na  *Holding*, incluindo aquisição de equipamentos críticos de geração de longo prazo para os projetos termelétricos do  *pipeline* da Eneva, com foco no leilão de reserva de capacidade;
- R\$ 745,6 milhões direcionados ao projeto Azulão 950;
- R\$ 148,7 milhões referentes às atividades de exploração e desenvolvimento nas Bacias do Amazonas e Parnaíba;
- R\$ 60,2 milhões direcionados ao segmento de Comercialização  *Off-grid (SSLNG)* no Complexo Parnaíba; e
- R\$ 27,7 milhões referentes à pagamentos remanescentes relacionados à implementação da UTE Parnaíba VI.

No 4T25, o fluxo de caixa de financiamento (“FCF”) consumiu R\$ 734,1 milhões, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Amortizações de principal e pagamento de juros líquidos da liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 969,0 milhões, seguindo os cronogramas de pagamento previstos;
- R\$ 98,3 milhões em arrendamento mercantil, sendo R\$ 79,8 milhões referentes ao FSRU e ao rebocador do Hub Sergipe;
- R\$ 273,0 milhões na linha de “Outros”, resultado, principalmente, de: (i) pagamentos de R\$ 68,3 milhões em principal e juros relacionados à antecipação parcial de recebíveis das UTEs Itaqui e Pecém II; (ii) R\$ 203,1 milhões como resultado líquido das operações referentes à participações de ações preferenciais na subsidiária Eneva Participações III S.A.;
- Mitigados principalmente pelos desembolsos no total de R\$ 606,2 milhões junto ao FDA/BASA, relativos aos financiamentos do Projeto Azulão 950, conforme detalhado na seção de Endividamento.

Como resultado, a Eneva encerrou o 4T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.650,9 milhões, redução de R\$ 1.286,5 milhões frente à posição de caixa do final do 3T25 e inferior em R\$ 1.215,4 milhões comparado ao saldo de caixa do final do 4T24.

### Notas

<sup>17</sup> Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

<sup>18</sup> Além das amortizações de juros e principal, estão incluídas nessa linha as movimentações de depósitos vinculados constituídos ou liberados para pagamentos de principal e juros.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO **POR SEGMENTO**

### ► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, que detém as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V; e
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV e Parnaíba VI.

DRE – Geração Parnaíba <sup>19</sup>	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>989,4</b>	<b>879,8</b>	<b>12,5%</b>	<b>3.467,2</b>	<b>3.213,7</b>	<b>7,9%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>567,4</b>	<b>510,3</b>	<b>11,2%</b>	<b>2.204,1</b>	<b>1.993,9</b>	<b>10,5%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>422,0</b>	<b>369,5</b>	<b>14,2%</b>	<b>1.263,1</b>	<b>1.219,8</b>	<b>3,6%</b>
Contratual	305,0	158,8	92,0%	780,1	350,0	122,9%
Mercado de curto prazo	117,0	210,7	-44,5%	483,0	869,7	-44,5%
Exportação	(0,1)	24,5	N/A	104,4	508,0	-79,4%
Trading	(14,7)	52,8	N/A	16,8	89,5	-81,2%
Lastro (FID)	3,0	-	N/A	10,9	-	N/A
Outros	128,8	133,3	-3,4%	350,8	272,3	28,8%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(99,2)</b>	<b>(95,4)</b>	<b>3,9%</b>	<b>(377,9)</b>	<b>(460,0)</b>	<b>-17,8%</b>
Devolução de Receita Fixa	0,0	(7,4)	N/A	(30,5)	(137,3)	-77,8%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>890,2</b>	<b>784,4</b>	<b>13,5%</b>	<b>3.089,4</b>	<b>2.753,7</b>	<b>12,2%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(644,7)</b>	<b>(531,6)</b>	<b>21,3%</b>	<b>(2.071,3)</b>	<b>(1.627,3)</b>	<b>27,3%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(174,5)</b>	<b>(159,9)</b>	<b>9,1%</b>	<b>(656,3)</b>	<b>(609,5)</b>	<b>7,7%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(63,8)	(55,7)	14,6%	(239,7)	(211,3)	13,4%
O&M	(41,3)	(38,1)	8,5%	(139,0)	(133,4)	4,2%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%	(277,6)	(264,7)	4,9%
<b>Custo Variável</b>	<b>(400,2)</b>	<b>(319,0)</b>	<b>25,4%</b>	<b>(1.160,1)</b>	<b>(832,4)</b>	<b>39,4%</b>
Gás Natural	(262,8)	(232,8)	12,9%	(707,2)	(605,1)	16,9%
Distribuidora	(21,0)	(17,7)	18,3%	(55,0)	(47,1)	16,7%
Arrendamento variável UTG	(68,5)	(27,0)	154,2%	(160,4)	(94,6)	69,6%
Trading <sup>20</sup>	(40,9)	(40,3)	1,5%	(169,1)	(80,1)	111,1%
Lastro (FID)	(2,7)	-	N/A	(51,8)	-	N/A
Outros	(4,4)	(1,3)	232,9%	(16,6)	(5,5)	201,3%
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(70,0)</b>	<b>(52,6)</b>	<b>33,1%</b>	<b>(255,0)</b>	<b>(185,4)</b>	<b>37,5%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(12,3)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>20,2%</b>	<b>(35,9)</b>	<b>(38,8)</b>	<b>-7,5%</b>
SG&A	(11,8)	(10,0)	18,2%	(34,6)	(37,9)	-8,6%
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,2)	116,9%	(1,3)	(1,0)	35,8%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(7,1)</b>	<b>(1,7)</b>	<b>327,2%</b>	<b>33,1</b>	<b>(5,4)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>296,6</b>	<b>293,8</b>	<b>1,0%</b>	<b>1.271,5</b>	<b>1.268,5</b>	<b>0,2%</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>33,3%</b>	<b>37,5%</b>	<b>-4,1 p.p.</b>	<b>41,2%</b>	<b>46,1%</b>	<b>-4,9 p.p.</b>

As receitas fixas do Complexo Parnaíba registraram crescimento de 11,2% no 4T25, quando comparado ao mesmo trimestre de 2024, impulsionadas por três fatores principais: (i) início da vigência do contrato regulado da UTE Parnaíba VI no 1T25, com incremento de receita fixa de R\$ 22,6 milhões no 4T25; (ii) antecipação do CRCAP da UTE Parnaíba IV, originalmente previsto para jul/26 e antecipado para out/25, adicionando receita fixa incremental de R\$ 9,8 milhões no trimestre; e (iii) reajuste contratual pelo IPCA, aplicado em novembro de 2025 às demais usinas do Complexo, conforme previsto nos contratos regulados vigentes, com incremento de R\$ 24,7 milhões.

#### Notas

<sup>19</sup> Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

<sup>20</sup> Adicionalmente aos custos de trading, considera operações de compra de energia em função de necessidades pontuais dos ativos no trimestre.

Os custos fixos totalizaram R\$ 174,5 milhões no 4T25, representando um aumento de 9,1% na comparação com o 4T24, impulsionados principalmente pela conta com TUST e encargos regulatórios, decorrente dos reajustes anuais e dos custos adicionais associados ao início da operação da UTE Parnaíba VI, além de custos com O&M.

Como resultado, a margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba totalizou R\$ 336,0 milhões no 4T25, crescimento de R\$ 36,7 milhões em relação ao 4T24.

A receita variável, por sua vez, somou R\$ 422,0 milhões no período, um aumento de R\$ 52,5 milhões em relação ao 4T24, resultado da combinação dos seguintes efeitos compensatórios, conforme detalhados a seguir:

- Crescimento de R\$ 146,1 milhões nas receitas contratuais do ACR, que atingiram R\$ 305,0 milhões no trimestre, impulsionadas, principalmente, pelo maior volume de despacho por ordem de mérito e os maiores patamares de CVU registrados ao longo do 4T25 em comparação ao 4T24;
- Retração de R\$ 24,6 milhões nas receitas de exportação no 4T25, refletindo a ausência de despacho para exportação de energia, em razão do maior volume de despacho para atendimento ao SIN; e
- Redução de R\$ 64,5 milhões nas receitas com *trading* de energia e lastro (FID) em relação ao 4T24, impactadas, sobretudo, pelo resultado das operações de comercialização firmadas com a Comercializadora Eneva, utilizando a garantia física descontratada das usinas, para comercialização de contratos bilaterais com preços pré-definidos.

Os custos variáveis somaram R\$ 400,2 milhões no 4T25, representando um aumento de R\$ 81,2 milhões em comparação ao 4T24. Esse crescimento reflete, principalmente:

- Crescimento de R\$ 30,0 milhões no consumo de gás natural, resultado do maior patamar total de geração das usinas com consumo de gás observado no 4T25 *versus* o 4T24; e
- Aumento de R\$ 41,6 milhões do custo de arrendamento variável, mecanismo contratual de repasse de receita dos ativos de geração para o *Upstream*, em função das melhores margens variáveis de geração observadas ao longo do trimestre. Vale observar que na visão consolidada, o custo de arrendamento é eliminado, por se tratar de operação *intercompany*.

Com isso, a margem variável das usinas do Complexo Parnaíba somou -R\$ 20,5 milhões no 4T25, frente os R\$ 6,1 milhões registrados no 4T24, principalmente em função do resultado de -R\$ 54,1 milhões de margem *trading* no 4T25, cujos principais efeitos foram:

- Impacto de -R\$ 30,8 milhões de margem líquida das operações de comercialização firmadas entre as usinas do Complexo Parnaíba e a Comercializadora Eneva, conforme explicado anteriormente;
- Contabilização de -R\$ 27,5 milhões de custo de *trading* em função de recomposição de lastro e ressarcimento ao sistema das UTEs Parnaíba II, Parnaíba V e Parnaíba VI decorrente de indisponibilidades registradas ao longo do período.

Na rubrica de "Outras Receitas/Despesas" foram contabilizadas despesas de R\$ 7,1 milhões referentes a honorários advocatícios decorrentes de processos de arbitragem ainda em curso no período.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba alcançou R\$ 296,6 milhões, um crescimento de R\$ 2,8 milhões frente ao mesmo período do ano anterior.

Já a rubrica de "Depreciação/Amortização" registrou crescimento de R\$ 17,4 milhões na comparação dos períodos. Desse total, R\$ 7,5 milhões referem-se ao início da operação comercial da UTE Parnaíba VI, com o reconhecimento da depreciação dos ativos a partir de sua entrada em operação. Além disso, outros R\$ 9,9 milhões ocorreram em função de reavaliação dos critérios de depreciação dos ativos, executada ao longo do 4T25, sem efeito caixa.

## ► Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II (“UTE Jaguaririca II”) e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina. Cabe destacar que o estado de Roraima, anteriormente um sistema isolado, foi conectado ao Linhão Manaus-Boa Vista em 10 de set/25, passando a usina a ser despachada de forma centralizada no SIN desde então.

DRE – UTE Jaguaririca II <sup>21</sup>	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>208,9</b>	<b>207,0</b>	<b>1,0%</b>	<b>824,9</b>	<b>788,3</b>	<b>4,6%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>152,9</b>	<b>146,0</b>	<b>4,7%</b>	<b>597,7</b>	<b>570,7</b>	<b>4,7%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>56,0</b>	<b>60,9</b>	<b>-8,0%</b>	<b>227,2</b>	<b>217,6</b>	<b>4,4%</b>
Contratual	56,0	60,9	-8,0%	227,2	217,6	4,4%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(16,9)</b>	<b>(24,8)</b>	<b>-32,1%</b>	<b>(48,5)</b>	<b>(83,1)</b>	<b>-41,6%</b>
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(7,1)	(15,3)	-53,3%	(9,9)	(46,5)	-78,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>192,1</b>	<b>182,1</b>	<b>5,5%</b>	<b>776,4</b>	<b>705,2</b>	<b>10,1%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(124,2)</b>	<b>(112,0)</b>	<b>10,9%</b>	<b>(434,6)</b>	<b>(420,5)</b>	<b>3,4%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(41,3)</b>	<b>(33,4)</b>	<b>23,8%</b>	<b>(119,5)</b>	<b>(132,1)</b>	<b>-9,5%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(4,7)	(1,3)	251,7%	(7,3)	(4,9)	48,0%
O&M	(36,7)	(32,1)	14,4%	(112,2)	(127,2)	-11,7%
<b>Custo Variável</b>	<b>(41,2)</b>	<b>(41,6)</b>	<b>-1,1%</b>	<b>(163,0)</b>	<b>(134,3)</b>	<b>21,4%</b>
Gás Natural	(15,6)	(17,0)	-8,5%	(62,6)	(58,9)	6,3%
Transporte <sup>22</sup>	(17,8)	(17,9)	-0,4%	(67,1)	(64,3)	4,3%
Outros	(7,7)	(6,7)	15,6%	(33,4)	(11,1)	199,9%
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(41,7)</b>	<b>(37,0)</b>	<b>12,9%</b>	<b>(152,1)</b>	<b>(154,1)</b>	<b>-1,3%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(8,4)</b>	<b>-33,4%</b>	<b>(21,2)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>-26,6%</b>
SG&A	(5,5)	(8,4)	-33,8%	(21,1)	(28,9)	-26,7%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	9.555,4%	(0,0)	(0,0)	2.415,0%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>7,0%</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>-1,8%</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>103,0</b>	<b>97,8</b>	<b>5,4%</b>	<b>471,2</b>	<b>408,4</b>	<b>15,4%</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>53,6%</b>	<b>53,7%</b>	<b>-0,1 p.p.</b>	<b>60,7%</b>	<b>57,9%</b>	<b>2,8 p.p.</b>

No 4T25, a receita líquida da UTE Jaguaririca II apresentou crescimento de 5,5% no comparativo anual, totalizando R\$ 192,1 milhões, impulsionada pelo aumento de R\$ 6,9 milhões na receita fixa bruta, dado o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em nov/25, e pela redução de R\$ 8,1 milhões nas deduções de receita relacionadas a penalidades por indisponibilidade. Essa melhora, contudo, foi parcialmente compensada pela diminuição da receita variável bruta em R\$ 4,9 milhões no trimestre.

Os custos operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 7,5 milhões na comparação entre os períodos, totalizando -R\$ 82,5 milhões no 4T25, em decorrência, principalmente, do crescimento de R\$ 7,9 milhões dos custos fixos, que totalizaram -R\$ 41,3 milhões no último trimestre de 2025. O aumento se deu em razão da elevação da tarifa de conexão paga às transmissoras, tendo em vista a recente conexão ao SIN com a renegociação contratual efetivada em set/25, e aos maiores custos com O&M, considerando, principalmente, o lançamento retroativo no 4T25 de provisões relativas a períodos anteriores no valor de R\$ 2,8 milhões. Os custos variáveis, por sua vez, se mantiveram praticamente estáveis.

Com isso, a margem fixa do segmento apresentou um crescimento de R\$ 4,1 milhões na comparação anual, atingindo R\$ 99,2 milhões no 4T25. A margem variável do segmento, em contrapartida, apresentou ligeira redução de R\$ 1,6 milhão, totalizando R\$ 10,3 milhões ao final do trimestre.

Os efeitos explicitados acima, em conjunto com a redução das despesas gerais e administrativas no 4T25, resultaram em um crescimento de 5,4% do EBITDA no período, totalizando R\$ 103,0 milhões no 4T25 versus R\$ 97,8 milhões no 4T24, com margem EBITDA de 53,6% no 4T25, praticamente estável na comparação entre os trimestres.

### Notas

<sup>21</sup> Os resultados do segmento são considerados na atividade de “Térmicas a Gás” nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

<sup>22</sup> A partir do 4T24, essa linha passa a ser segregada dos Custos Fixos de O&M.

## ► Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I; e (ii) da Mesa de Gás da Eneva, responsável pelo segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, que envolve operações de compra e venda de gás de terceiros e atividades de comercialização de soluções de fornecimento de gás firme e flexível, de curto e longo prazos.

Tanto os resultados da UTE Porto de Sergipe I quanto da Comercialização de Gás *On-Grid* estão consolidadas na Eneva S.A. desde 24 de jun/24, quando ocorreu a conclusão de sua incorporação na  *Holding*. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

Para fins de comparabilidade com a nova visão adotada, os resultados do segmento de Comercialização *On-Grid* referentes ao 4T24 e 12M24 foram segregados do segmento de  *Holding & Outros*, conforme reportado naquele período, sendo apresentados exclusivamente nesta seção.

DRE – Hub Sergipe	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.466,0</b>	<b>1.226,3</b>	<b>19,5%</b>	<b>4.266,6</b>	<b>2.860,7</b>	<b>49,1%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>563,5</b>	<b>537,6</b>	<b>4,8%</b>	<b>2.201,8</b>	<b>2.100,8</b>	<b>4,8%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>565,5</b>	<b>106,3</b>	<b>432,1%</b>	<b>707,3</b>	<b>163,2</b>	<b>333,3%</b>
<b>Contratual</b>	<b>499,6</b>	<b>93,0</b>	<b>437,4%</b>	<b>505,2</b>	<b>93,0</b>	<b>443,4%</b>
<b>Mercado de curto prazo</b>	<b>65,9</b>	<b>13,3</b>	<b>395,0%</b>	<b>202,1</b>	<b>70,3</b>	<b>187,6%</b>
Lastro (FID)	65,9	13,3	395,0%	176,0	70,3	150,5%
Outros	0,0	(0,0)	N/A	26,1	-	N/A
<b>Comercialização de Gás</b>	<b>337,0</b>	<b>582,4</b>	<b>-42,1%</b>	<b>1.357,5</b>	<b>596,6</b>	<b>127,5%</b>
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(182,5)</b>	<b>(169,0)</b>	<b>8,0%</b>	<b>(486,5)</b>	<b>(324,3)</b>	<b>50,0%</b>
UTE Porto de Sergipe I	(121,1)	(60,7)	99,4%	(288,6)	(214,3)	34,6%
Comercialização de Gás	(61,3)	(108,3)	-43,4%	(198,0)	(110,0)	80,0%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.283,5</b>	<b>1.057,3</b>	<b>21,4%</b>	<b>3.780,1</b>	<b>2.536,4</b>	<b>49,0%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(1.016,0)</b>	<b>(815,2)</b>	<b>24,6%</b>	<b>(2.507,2)</b>	<b>(1.445,4)</b>	<b>73,5%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(92,4)</b>	<b>(135,5)</b>	<b>-31,8%</b>	<b>(334,0)</b>	<b>(393,1)</b>	<b>-15,0%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(41,3)	(41,9)	-1,5%	(166,8)	(164,6)	1,4%
O&M	(18,2)	(13,3)	37,0%	(51,7)	(47,5)	8,8%
Outros Fixos	(32,9)	(80,2)	-59,0%	(115,5)	(181,0)	-36,2%
<b>Custo Variável</b>	<b>(535,1)</b>	<b>(137,0)</b>	<b>290,6%</b>	<b>(714,6)</b>	<b>(206,7)</b>	<b>245,7%</b>
Gás Natural	(500,9)	(82,2)	509,8%	(518,3)	(82,1)	530,9%
Lastro (FID)	(31,6)	(33,0)	-4,3%	(183,9)	(96,6)	90,4%
Outros	(2,6)	(21,8)	-88,3%	(12,4)	(28,0)	-55,6%
<b>Comercialização de Gás</b>	<b>(288,9)</b>	<b>(444,4)</b>	<b>-35,0%</b>	<b>(1.062,7)</b>	<b>(452,8)</b>	<b>134,7%</b>
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(99,6)</b>	<b>(98,3)</b>	<b>1,3%</b>	<b>(396,0)</b>	<b>(392,8)</b>	<b>0,8%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(4,3)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>9,8%</b>	<b>(14,8)</b>	<b>(15,0)</b>	<b>-1,7%</b>
SG&A	(4,3)	(3,9)	9,9%	(14,7)	(15,1)	-2,4%
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,0)	-86,7%	(0,0)	0,1	N/A
<b>Outras receitas/despesas</b>	<b>4,0</b>	<b>(8,3)</b>	<b>N/A</b>	<b>328,1</b>	<b>(7,4)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>366,8</b>	<b>328,2</b>	<b>11,7%</b>	<b>1.982,2</b>	<b>1.461,3</b>	<b>35,6%</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>28,6%</b>	<b>31,0%</b>	<b>-2,5 p.p.</b>	<b>52,4%</b>	<b>57,6%</b>	<b>-5,2 p.p.</b>

O EBITDA do Hub Sergipe apresentou crescimento de R\$ 38,5 milhões no 4T25 frente ao mesmo período de 2024, refletindo as operações da UTE Porto de Sergipe I e da Comercialização de Gás. Para melhor compreensão dos resultados de cada segmento, os resultados são apresentados de forma segregada abaixo.

### UTE Porto de Sergipe I

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 563,5 milhões no 4T25, um crescimento de R\$ 25,9 milhões impulsionado pelo reajuste anual dos CCEARs da usina em nov/25. Adicionalmente, as receitas variáveis somaram R\$ 565,5

milhões, um aumento de R\$ 459,2 milhões na comparação com o 4T24, refletindo o despacho regulatório antecipado no período e as maiores receitas com as operações de recomposição de lastro da usina.

Os custos fixos apresentaram uma redução de R\$ 43,1 milhões no 4T25 em comparação ao 4T24. Esse desempenho positivo reflete, principalmente, a ausência de dois efeitos extraordinários registrados no trimestre do ano anterior:

- (i) Ausência do cancelamento de cargas de GNL no âmbito do contrato de suprimento de mesmo combustível da usina, que totalizou custo de R\$ 18,2 milhões no 4T24. Vale destacar que, em 2025, a Companhia atingiu a quantidade mínima contratual de cargas, eliminando, assim, custos de cancelamento; e
- (ii) Custos relacionados à disponibilidade da solução alternativa de fornecimento de gás para a UTE Porto de Sergipe I utilizando a conexão do Hub Sergipe à malha integrada de gás nacional, no valor de R\$ 23,7 milhões pagos no 4T24, decorrentes da falha no *riser* que conecta o FSRU à usina, ocorrida em out/24.

Dessa forma, a margem fixa da usina registrou melhora de R\$ 59,2 milhões frente ao 4T24, totalizando R\$ 410,6 milhões no 4T25.

Já os custos variáveis da usina somaram R\$ 535,1 milhões no 4T25, representando um aumento de R\$ 398,1 milhões em relação ao 4T24, reflexo do maior patamar de despacho regulatório observado no período. Adicionalmente, em função da dinâmica de despacho antecipado e da trajetória descendente da curva de precificação do *Brent*, indexador tanto da compra do combustível quanto da remuneração variável da geração, houve um descasamento desfavorável entre o preço das cargas de GNL adquiridas anteriormente e contabilizadas em estoque e o preço de remuneração da geração elétrica no período. Como resultado, a margem variável do segmento totalizou -R\$ 30,3 milhões.

Por outro lado, as operações de *trading* para recomposição de lastro da usina geraram uma margem de R\$ 27,2 milhões no 4T25, resultado R\$ 48,8 milhões superior ao registrado no 4T24, quando a margem havia sido de -R\$ 21,0 milhões. Esse resultado foi impulsionado pelos melhores preços de PLD no decorrer do 4T25, que favoreceram a execução das estratégias de *trading*.

A rubrica "Outras Receitas/Despesas" foi impactada pontualmente no 4T25 pela venda de um sobressalente à GE. Já o 4T24 foi impactado por: (i) efeito contábil de baixa de ativo imobilizado referente ao *riser* substituído naquele período, no total de R\$ 15,6 milhões, sendo compensado parcialmente pelo impacto positivo de R\$ 7,3 milhões referente à contabilização de tributos retroativos, principalmente, da ampliação do conceito de insumos e operações de venda de energia para distribuidora localizada na Zona Franca de Manaus, que representa 10,6% da energia comercializada pela UTE Porto de Sergipe I.

Como resultado dos efeitos elencados, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 385,0 milhões, crescimento de 29,0%, ou R\$ 86,5 milhões, na comparação com o mesmo período do ano anterior.

### Comercialização de Gás

É importante ressaltar que os resultados desse segmento apresentam volatilidade trimestral, uma vez que estão diretamente associados às curvas de preços de *commodities* e à estruturação de transações oportunísticas nos mercados de gás natural e GNL.

As receitas de comercialização de gás totalizaram R\$ 337,0 milhões no 4T25, representando uma redução de 42,1% em comparação com o mesmo período de 2024. Essa variação decorre, principalmente, da comercialização de duas cargas de GNL no 4T24, ao passo que no 4T25 não foi possível realizar nenhuma venda em função do despacho regulatório, com as cargas majoritariamente direcionadas para o suprimento da UTE Porto de Sergipe I. Em linha com a redução das receitas, o custo de comercialização de gás apresentou queda de 35,0%, passando de R\$ 444,4 milhões no 4T24 para R\$ 288,9 milhões no 4T25. Vale observar que, a partir do 1T25, o resultado das operações de otimizações de cargas de GNL passou a ser contabilizado na rubrica de "Outras Receitas/Despesas".

Adicionalmente, no 4T25, o resultado do segmento foi impactado negativamente por:

- (i) Impacto de -R\$ 41,6 milhões em custos variáveis, sendo -R\$ 34,6 milhões referente ao aluguel de FSU (*Floating Storage Unit*) adicional para dar suporte ao recebimento das cargas em função do despacho antecipado da UTE Porto de Sergipe I e das operações de comercialização de gás<sup>23</sup>, além de -R\$ 7,0 milhões de custos extras de transporte;
- (ii) Impacto de -R\$ 4,1 milhões referente ao ajuste da contabilização das operações de *trading* com cargas de GNL do 3T25, contabilizadas na rubrica de "Outras Receitas/Despesas", em função da variação cambial entre o câmbio utilizado na constituição da provisão e o câmbio efetivamente observado na liquidação das operações.

Como resultado, o segmento de Comercialização de Gás *On-Grid* registrou EBITDA de -R\$ 18,2 milhões no 4T25, frente a R\$ 29,7 milhões no 4T24. Desconsiderando os efeitos pontuais acima descritos, o EBITDA Ajustado do segmento de Comercialização de Gás teria sido de R\$ 27,5 milhões no 4T25, evidenciando a geração de caixa operacional subjacente das atividades de comercialização. Portanto, quando comparado ao resultado do 4T24, de R\$ 29,7 milhões, observa-se um desempenho marginalmente menor no período.

Na visão consolidada dos segmentos, o EBITDA do Hub Sergipe alcançou R\$ 366,8 milhões no 4T25, um aumento de R\$ 38,5 milhões frente ao 4T24, impulsionado, sobretudo, pelo incremento de margem fixa da UTE Porto de Sergipe I.

#### Notas

<sup>23</sup> A alocação desse custo no segmento de Comercialização reflete o entendimento de que a necessidade de armazenamento adicional decorreu exclusivamente das operações de comercialização de gás na malha. Na ausência dessas operações, a FSRU atualmente em operação seria suficiente para suportar a dinâmica de recebimento de cargas necessárias ao atendimento do despacho regulatório da UTE Porto de Sergipe I.

## ► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos, adquiridos pela Eneva S.A. em 25 de out/24 e, portanto, com resultados somente a partir dessa data: (i) os ativos operacionais UTE LORM e UTE LORM 1, que possuíam contratos vigentes de venda de disponibilidade de energia nas modalidades Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado (“CCEAR”) até 31 de dez/25 e Contrato de Energia de Reserva (“CER”) até 10 de jan/26, respectivamente; (ii) o ativo operacional UTE Povoação I, que possuía CER vigente até 10 de jan/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, que possuía CER vigente até 31 de dez/25.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação e Tevisa estão consolidados na Eneva S.A, desde 25 de jan/25, quando ocorreu a conclusão da incorporação dessas subsidiárias na  *Holding*. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Térmicas a Gás Espírito Santo <sup>24</sup>	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>811,3</b>	<b>519,5</b>	<b>56,2%</b>	<b>2.840,2</b>	<b>519,5</b>	<b>446,8%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>607,1</b>	<b>462,6</b>	<b>31,2%</b>	<b>2.438,1</b>	<b>462,6</b>	<b>427,0%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>204,2</b>	<b>56,8</b>	<b>259,3%</b>	<b>402,1</b>	<b>56,8</b>	<b>607,5%</b>
Contratual	120,1	45,8	162,3%	121,3	45,8	165,0%
Mercado de curto prazo	84,1	11,1	660,9%	280,8	11,1	2.440,0%
Exportação	-	-	N/A	1,9	-	N/A
Lastro (FID)	81,8	-	N/A	275,1	-	N/A
Outros	2,3	11,1	-79,1%	3,8	11,1	-65,7%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(132,1)</b>	<b>(72,5)</b>	<b>82,1%</b>	<b>(476,0)</b>	<b>(72,5)</b>	<b>556,2%</b>
Dedução por Compensação Financeira <sup>25</sup>	(47,4)	(19,9)	137,9%	(183,7)	(19,9)	821,6%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>679,2</b>	<b>446,9</b>	<b>52,0%</b>	<b>2.364,1</b>	<b>446,9</b>	<b>429,0%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(192,8)</b>	<b>(101,3)</b>	<b>90,4%</b>	<b>(544,2)</b>	<b>(101,3)</b>	<b>437,5%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(81,5)</b>	<b>(76,7)</b>	<b>6,3%</b>	<b>(317,3)</b>	<b>(76,7)</b>	<b>313,8%</b>
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(7,7)	(0,7)	1.049,6%	(28,6)	(0,7)	4.140,4%
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(60,6)	(62,6)	-3,2%	(242,9)	(62,6)	288,2%
O&M	(13,2)	(13,4)	-1,9%	(45,8)	(13,4)	241,1%
<b>Custo Variável</b>	<b>(99,9)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>462,7%</b>	<b>(181,5)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>922,6%</b>
Combustível	(75,2)	(16,5)	355,6%	(78,6)	(16,5)	376,3%
Lastro (FID)	(24,1)	-	N/A	(101,7)	-	N/A
Outros	(0,6)	(1,3)	-52,0%	(1,2)	(1,3)	-4,9%
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(11,4)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>67,0%</b>	<b>(45,4)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>564,7%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>-11,6%</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>147,9%</b>
SG&A	(2,4)	(2,7)	-8,1%	(6,8)	(2,7)	156,8%
Depreciação e Amortização	-	(0,1)	N/A	(0,0)	(0,1)	-74,0%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(1,6)</b>	<b>1,1</b>	<b>N/A</b>	<b>(1,8)</b>	<b>1,1</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>493,8</b>	<b>350,9</b>	<b>40,7%</b>	<b>1.856,8</b>	<b>350,9</b>	<b>429,1%</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>72,7%</b>	<b>78,5%</b>	<b>-5,8 p.p.</b>	<b>78,5%</b>	<b>78,5%</b>	<b>0,0 p.p.</b>

No 4T25, as receitas operacionais brutas do segmento totalizaram R\$ 811,3 milhões, sendo R\$ 607,1 milhões relacionadas às receitas fixas dos contratos regulados vigentes no período. Importante destacar que os contratos regulados das UTEs Viana 1 e Linhares foram encerrados em dez/25, enquanto os das UTEs Povoação e Linhares 1 se encerraram no início de jan/26. Os ativos permanecerão em operação *merchant* até o início de novo contrato regulado, previsto para jul/26 no caso da UTE Linhares, e para os demais ativos em nova oportunidade de recontração.

Vale relembrar que, em função da dinâmica de ajustes nas receitas fixas dos CERs (PCS), que considera a variação do PLD no período em relação aos parâmetros de preço de referência estabelecidos na revisão da inflexibilidade, o valor dessas receitas

### Notas

<sup>24</sup> Os resultados do segmento são considerados na atividade de “Térmicas a Gás” nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

<sup>25</sup> Essa rubrica considera R\$ 45,4 milhões de valores referentes à amortização não caixa da compensação financeira paga em set/23 à Petrobras em função do distrato dos contratos de fornecimento de GNL das térmicas com CER, no contexto da renegociação dos Termos Aditivos ao CER entre Linhares, Povoação e Viana, a União Federal, o TCU e a ANEEL, que gerou a necessidade de renegociação do contrato de combustível com a Petrobras para a modalidade flexível. A compensação financeira foi integralmente desembolsada pelas 3 empresas em 2023, tendo sido registrada como Despesa Antecipada (IFRS 9) e sendo amortizada, na rubrica de dedução de receita, até o final dos respectivos prazos de cada um dos 3 contratos.

apresenta oscilações entre os trimestres. Os eventuais efeitos da variação do PLD na receita fixa são compensados pelo resultado líquido das operações de compra e venda de energia também celebradas na época da revisão da inflexibilidade, como parte da estratégia adotada para mitigar a volatilidade da receita fixa contratual.

No 4T25, também foram contabilizadas receitas variáveis referentes ao atendimento ao despacho antecipado programado da UTE Linhares ocorrido nos meses de outubro, novembro e dezembro/25, totalizando R\$ 120,1 milhões.

Os resultados do 4T24 refletem a contabilização pró-rata após as aquisições dos ativos do segmento, cuja conclusão se deu em 25 de out/24. Nesse período, foram contabilizadas receitas fixas de R\$ 462,6 milhões associados aos contratos regulados vigentes no trimestre, além de receitas variáveis de R\$ 56,8 milhões, atreladas, principalmente, ao atendimento ao despacho antecipado da UTE Linhares.

Os custos fixos no 4T25 somaram R\$ 81,5 milhões, refletindo: (i) R\$ 60,6 milhões referentes aos encargos de reserva de capacidade associados ao contrato de fornecimento de combustível com a Petrobras, cujo encerramento ocorreu junto ao término dos contratos regulados dos ativos mencionados anteriormente, (ii) R\$ 13,2 milhões de custos com O&M; e (iii) R\$ 7,7 milhões associados à custos com TUST e TUSD dos ativos. No 4T24, os custos fixos pró-rata totalizaram R\$ 76,7 milhões.

Como resultado dos efeitos acima, a margem fixa do segmento somou R\$ 414,8 milhões no 4T25, enquanto no 4T24 os ativos contribuíram com uma margem fixa de R\$ 319,2 milhões.

No 4T25, foram contabilizados custos variáveis de R\$ 99,9 milhões, acompanhando (i) custos com combustível de R\$ 75,2 milhões, associados, sobretudo, ao atendimento ao despacho antecipado da UTE Linhares; e (ii) custos com operações de comercialização no total de R\$ 24,1 milhões, que conforme explicado anteriormente, possuem contrapartida positiva nas receitas variáveis. No 4T24, os custos variáveis de R\$ 17,8 milhões refletem, principalmente, os custos com combustível para atendimento ao despacho no período.

A margem variável no 4T25 somou R\$ 83,0 milhões, considerando tanto o impacto positivo das operações de *hedge*, quanto a margem do despacho no trimestre, sobretudo da UTE Linhares, referente ao seu despacho antecipado. No 4T24, a margem variável totalizou R\$ 33,3 milhões.

Como resultado, o EBITDA do segmento no 4T25 totalizou R\$ 493,8 milhões, apresentando margem EBITDA de 72,7%.

## ► Geração Térmica – Outros Combustíveis

Este segmento é composto pelos seguintes ativos:

(i) Usinas térmicas com geração a carvão das controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A., com CCEARs de venda de disponibilidade de energia vigentes;

(i) Usinas a óleo combustível da empresa controlada Gera Maranhão e pela Viana, esta última com resultado contabilizado na Eneva S.A. a partir de 25 de jan/25, quando ocorreu a conclusão da incorporação da subsidiária Viana na  *Holding*. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições, sem resultados pró-forma. As usinas a óleo possuíam CCEAR de disponibilidade de energia até 31 de dez/24. Entre dez/24 e o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (“LRCAP 2021”) (“CRCAPs 2021”), as usinas ficaram disponíveis para o SIN em operações *merchant*. O início dos CRCAPs 2021, pós conclusão da antecipação dos contratos, ocorreu em ago/25 para a UTE Viana e out/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II.

## Geração a Carvão

DRE – Geração a Carvão	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>440,8</b>	<b>432,5</b>	<b>1,9%</b>	<b>1.408,3</b>	<b>1.331,6</b>	<b>5,8%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>289,4</b>	<b>276,5</b>	<b>4,6%</b>	<b>1.130,8</b>	<b>1.080,6</b>	<b>4,6%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>151,5</b>	<b>155,9</b>	<b>-2,9%</b>	<b>277,5</b>	<b>251,0</b>	<b>10,6%</b>
Contratual	149,8	154,1	-2,8%	275,2	251,9	9,2%
Mercado de curto prazo	1,7	1,9	-10,0%	2,2	(1,0)	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	1,7	1,9	-10,0%	2,2	(1,0)	N/A
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(45,3)</b>	<b>(45,5)</b>	<b>-0,5%</b>	<b>(144,4)</b>	<b>(138,5)</b>	<b>4,3%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>395,6</b>	<b>387,0</b>	<b>2,2%</b>	<b>1.263,9</b>	<b>1.193,1</b>	<b>5,9%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(356,7)</b>	<b>(315,3)</b>	<b>13,2%</b>	<b>(1.063,1)</b>	<b>(811,5)</b>	<b>31,0%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(83,5)</b>	<b>(68,6)</b>	<b>21,8%</b>	<b>(308,9)</b>	<b>(278,8)</b>	<b>10,8%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(20,9)	(19,7)	6,2%	(81,0)	(73,5)	10,3%
O&M	(62,7)	(48,9)	28,1%	(227,8)	(205,3)	11,0%
<b>Custo Variável</b>	<b>(157,4)</b>	<b>(189,8)</b>	<b>-17,1%</b>	<b>(316,6)</b>	<b>(322,1)</b>	<b>-1,7%</b>
Combustível	(144,3)	(185,6)	-22,2%	(293,1)	(308,2)	-4,9%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(13,1)	(4,2)	210,7%	(23,5)	(13,9)	68,7%
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(115,7)</b>	<b>(56,9)</b>	<b>103,6%</b>	<b>(437,6)</b>	<b>(210,6)</b>	<b>107,8%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(11,6)</b>	<b>(10,6)</b>	<b>9,4%</b>	<b>(32,2)</b>	<b>(42,4)</b>	<b>-24,0%</b>
SG&A	(11,1)	(10,3)	8,0%	(30,3)	(41,1)	-26,2%
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,3)	52,0%	(1,9)	(1,3)	45,0%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(2,9)</b>	<b>(635,5)</b>	<b>-99,5%</b>	<b>0,5</b>	<b>(634,2)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>140,6</b>	<b>(517,2)</b>	<b>N/A</b>	<b>608,6</b>	<b>(83,1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>35,5%</b>	<b>-133,7%</b>	<b>169,2 p.p.</b>	<b>48,1%</b>	<b>-7,0%</b>	<b>55,1 p.p.</b>
<b>EBITDA ex-Impairment</b>	<b>140,6</b>	<b>117,5</b>	<b>19,6%</b>	<b>608,6</b>	<b>551,6</b>	<b>10,3%</b>
<b>Margem EBITDA (%) ex-Impairment</b>	<b>35,5%</b>	<b>30,4%</b>	<b>5,2 p.p.</b>	<b>48,1%</b>	<b>46,2%</b>	<b>1,9 p.p.</b>

No 4T25, o segmento de Geração a Carvão registrou receita operacional bruta de R\$ 440,8 milhões, aumento de R\$ 8,4 milhões em relação ao 4T24. Esse desempenho reflete, principalmente, o aumento de R\$ 12,8 milhões na rubrica de receita fixa no 4T25, decorrente do reajuste anual contratual das receitas reguladas das usinas, vigente a partir de nov/25.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 83,5 milhões no 4T25, aumento de R\$ 15,0 milhões *versus* o 4T24, reflexo, principalmente, de maiores gastos com O&M, que apresentaram um aumento de R\$ 13,7 milhões na comparação com o 4T24. Vale destacar que o mesmo período do ano anterior havia sido positivamente impactado por efeitos pontuais de estorno, sendo:

(i) R\$ 8,5 milhões referentes a contratos de transporte de carvão do Porto de Itaqui às dependências da UTE e movimentação

interna de estoque; e (ii) R\$ 10,8 milhões referentes a dispêndios com manutenção e materiais ao longo de 2024 após reavaliação contábil acerca da natureza dos gastos, com reclassificação para Imobilizado em Serviço.

Como resultado destes efeitos, o segmento apresentou uma margem fixa de R\$ 176,1 milhões.

As receitas variáveis totalizaram R\$ 151,5 milhões no trimestre, redução de R\$ 4,5 milhões em relação ao 4T24. Embora o período tenha registrado um maior nível de despacho *versus* o 4T24, a queda da receita variável é explicada pelos menores níveis de CVU na comparação entre os períodos, reflexo, principalmente, da redução do CIF-ARA e do dólar.

Por outro lado, os custos variáveis reduziram R\$ 32,4 milhões *versus* o 4T24, totalizando R\$ 157,4 milhões, refletindo:

- - R\$ 41,3 milhões em menores custos com combustível, em função da redução dos custos médios de estoques no período frente ao 4T24, refletindo a curva descendente do CIF-ARA e do dólar observada ao longo dos últimos trimestres; e
- + R\$ 8,9 milhões em outros custos de geração, explicado, principalmente, por maiores custos com diesel, utilizado na ignição da caldeira, em função do perfil mais intermitente de despacho observado ao longo do 4T25.

Como resultado, a margem variável do segmento totalizou - R\$ 21,5 milhões, melhora de R\$ 28,8 milhões na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. Apesar da melhora na comparação entre os trimestres, a margem variável do 4T25 foi negativamente impactada tanto pela curva descendente do CIF-ARA e do dólar observada ao longo dos últimos trimestres, conforme mencionado anteriormente, quanto por maiores custos com diesel, considerando o perfil mais intermitente de despacho observado ao longo do trimestre.

É importante pontuar que, ao longo do 4T25, no contexto do retorno do despacho regulatório, a Companhia adquiriu estoque de carvão. Essas aquisições reduziram o preço médio de estoque nas usinas e, considerando o consumo médio ao longo do 4T25, o custo relativo de combustível reduziu de R\$ 261,58/MWh para R\$ 247,89/MWh em Itaquí e de R\$ 259,50/MWh para R\$ 250,50/MWh em Pecém II.

#### Custos, CVU Médio e Volume de Estoques por UTE – Geração a Carvão

4T25	Itaquí	Pecém II
Despacho (%)	57%	23%
Custo médio de estoque (R\$/MWh)	247,9	250,5
Estoque Inicial 4T25 (t)	52.731	62.960
Estoque Final 4T25 (t)	97.771	145.428

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou R\$ 2,9 milhões negativos no 4T25, melhora de R\$ 632,6 milhões na comparação com o 4T24. A melhora frente ao mesmo período do ano anterior é reflexo, principalmente, da despesa não caixa relacionada às baixas com *Impairment* de R\$ 634,7 milhões contabilizada no 4T24, sendo R\$ 516,9 milhões em Itaquí e R\$ 117,9 milhões em Pecém II. À época, foi reconhecida possibilidade de redução no valor recuperável dos ativos, dada a falta de visibilidade sobre a realização de leilão para a recontratação dos ativos utilizando o carvão como combustível principal, sendo adotada a conversão para gás natural como o cenário base para recontratação das usinas.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento de geração a carvão contabilizou resultado de R\$ 140,6 milhões, frente aos - R\$ 517,2 milhões registrados no mesmo período de 2024.

Adicionalmente, desde o 2T25, as usinas que compõem o segmento de geração a carvão revisaram a vida útil de determinados componentes que não seriam reaproveitados em cenário de substituição da fonte de combustível, iniciando a aplicação de depreciação contábil acelerada sobre eles. Dessa forma, no 4T25 foi contabilizado R\$ 115,7 milhões na rubrica de Depreciação e Amortização, representando um aumento de R\$ 58,9 milhões frente ao mesmo período de 2024.

## Geração a Óleo

Este segmento é composto pelas usinas a óleo combustível das empresas controladas Gera Maranhão e de Tevisa, esta última com resultado contabilizado na Eneva S.A. a partir de 25 de jan/2025, quando ocorreu a conclusão da incorporação da subsidiária na  *Holding*. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições, sem resultados pró-forma.

DRE – Geração a Óleo	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>104,0</b>	<b>54,3</b>	<b>91,6%</b>	<b>130,3</b>	<b>54,3</b>	<b>140,1%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>104,1</b>	<b>46,5</b>	<b>124,1%</b>	<b>129,8</b>	<b>46,5</b>	<b>179,3%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>(0,1)</b>	<b>7,8</b>	<b>N/A</b>	<b>0,5</b>	<b>7,8</b>	<b>-93,1%</b>
Contratual	-	7,0	N/A	0,5	7,0	-93,2%
Mercado de curto prazo	(0,1)	0,8	N/A	0,1	0,8	-92,2%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(8,4)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>39,8%</b>	<b>(11,0)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>82,3%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>95,6</b>	<b>48,2</b>	<b>98,1%</b>	<b>119,3</b>	<b>48,2</b>	<b>147,3%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(47,7)</b>	<b>(24,6)</b>	<b>94,1%</b>	<b>(168,0)</b>	<b>(24,6)</b>	<b>583,5%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(33,3)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>145,4%</b>	<b>(113,8)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>738,1%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(13,2)	(5,0)	166,5%	(53,5)	(5,0)	975,4%
O&M	(16,2)	(8,6)	87,8%	(56,4)	(8,6)	555,6%
Take or pay - ToP	(3,9)	-	N/A	(3,9)	-	N/A
<b>Custo Variável</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(7,9)</b>	<b>-86,6%</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(7,9)</b>	<b>-80,6%</b>
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>329,0%</b>	<b>(52,7)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>1.593,1%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>-65,9%</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>68,4%</b>
SG&A	(2,7)	(8,1)	-66,8%	(10,3)	(8,1)	26,4%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	28,8%	(3,5)	(0,1)	4.684,6%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,1</b>	<b>N/A</b>	<b>(0,3)</b>	<b>0,1</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>58,2</b>	<b>18,7</b>	<b>210,7%</b>	<b>(6,6)</b>	<b>18,7</b>	<b>N/A</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>60,9%</b>	<b>38,8%</b>	<b>22,1 p.p.</b>	<b>-5,5%</b>	<b>38,8%</b>	<b>-44,3 p.p.</b>

As receitas operacionais brutas do segmento totalizaram R\$ 104,0 milhões no 4T25, refletindo o primeiro trimestre de contribuição integral das receitas fixas referentes aos contratos regulados do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (“LRCAP 2021”) da UTE Viana e das UTEs Geramar I e II. Os contratos, anteriormente previstos para serem iniciados em jul/26, foram iniciados em ago/25 e out/25, respectivamente, em função de necessidade de potência do SIN, permanecendo vigentes até jul/41.

No 4T24, os resultados refletem a contabilização pró-rata após as aquisições das UTEs Viana, concluída em 25 de out/24, e Gera Maranhão I e II, cuja conclusão de 100% do ativo ocorreu em 11 de dez/24. Naquele trimestre, foram contabilizadas receitas fixas de R\$ 46,5 milhões vinculadas aos contratos regulados vigentes até dez/24. As receitas variáveis no período somaram R\$ 7,8 milhões, impulsionadas, principalmente, por despachos regulatórios da UTE Viana.

Os custos fixos no 4T25 totalizaram R\$ 33,3 milhões, refletindo, principalmente: (i) R\$ 16,2 milhões em custos com O&M referentes a pessoal, custos diversos de manutenção e serviços iniciados com os contratos regulados das UTEs e consumo de diesel; e (ii) R\$ 13,2 milhões de custos com TUST. Adicionalmente, foram contabilizados R\$ 3,9 milhões de encargos de reserva de capacidade referentes aos contratos de fornecimento de óleo de ambos os ativos, em função do início do CRCAP 2021.

No 4T24, além dos custos fixos operacionais pró-rata contabilizados, foram incorridos custos variáveis referentes ao despacho regulatório da UTE Viana, sobretudo com custos com combustível, totalizando R\$ 7,9 milhões no período.

Considerando os efeitos explicados acima, o segmento de Geração a Óleo apresentou EBITDA de R\$ 58,2 milhões, alcançando uma margem de 60,9%. Desse total, a UTE Viana contribuiu com R\$ 23,6 milhões e as UTEs Geramar I e II com R\$ 34,7 milhões, refletindo o primeiro trimestre com ambos os CRCAPs vigentes.

## ► Geração Solar

Este segmento é composto pelas controladas SPE Futura 1, SPE Futura 2, SPE Futura 3, SPE Futura 4, SPE Futura 5, SPE Futura 6, e Tauá Geração de Energia Ltda.

DRE – Geração Solar	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>94,7</b>	<b>83,2</b>	<b>13,9%</b>	<b>430,1</b>	<b>297,8</b>	<b>44,4%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>84,9</b>	<b>74,8</b>	<b>13,5%</b>	<b>332,8</b>	<b>278,3</b>	<b>19,6%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>9,9</b>	<b>8,4</b>	<b>17,0%</b>	<b>97,3</b>	<b>19,5</b>	<b>399,2%</b>
Mercado de curto prazo	9,9	8,4	17,0%	97,3	19,5	399,2%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>19,2%</b>	<b>(29,7)</b>	<b>(19,5)</b>	<b>52,7%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>88,1</b>	<b>77,6</b>	<b>13,5%</b>	<b>400,3</b>	<b>278,3</b>	<b>43,9%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(130,9)</b>	<b>(101,7)</b>	<b>28,6%</b>	<b>(522,0)</b>	<b>(316,8)</b>	<b>64,8%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(22,4)</b>	<b>(23,1)</b>	<b>-3,2%</b>	<b>(87,0)</b>	<b>(86,8)</b>	<b>0,3%</b>
Transmissão e encargos regulatórios	(11,9)	(11,8)	1,1%	(46,5)	(45,1)	3,0%
O&M	(10,5)	(11,3)	-7,7%	(40,5)	(41,6)	-2,8%
<b>Custo Variável</b>	<b>(70,6)</b>	<b>(50,0)</b>	<b>41,4%</b>	<b>(310,9)</b>	<b>(118,5)</b>	<b>162,3%</b>
Compra de Energia (Lastro FID)	(53,1)	(36,7)	44,7%	(253,3)	(80,8)	213,3%
Ressarcimento Encargos	(17,3)	(13,3)	30,3%	(58,1)	(37,9)	53,2%
Outros	(0,3)	0,0	N/A	0,5	0,2	94,2%
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(37,9)</b>	<b>(28,7)</b>	<b>32,1%</b>	<b>(124,1)</b>	<b>(111,5)</b>	<b>11,3%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>-24,3%</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(14,6)</b>	<b>-8,6%</b>
SG&A	(3,0)	(4,0)	-25,1%	(12,9)	(14,2)	-9,0%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,1)	2,2%	(0,5)	(0,5)	5,2%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>-99,9%</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>-99,8%</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>(7,9)</b>	<b>(11,6)</b>	<b>-31,9%</b>	<b>(10,4)</b>	<b>49,1</b>	<b>N/A</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-15,0%</b>	<b>6,0 p.p.</b>	<b>-2,6%</b>	<b>17,6%</b>	<b>-20,2 p.p.</b>

No 4T25, o segmento de geração solar registrou receita operacional bruta de R\$ 94,7 milhões, crescimento de 13,9% em relação ao mesmo período de 2024, reflexo principalmente do crescimento das receitas fixas (+13,5% vs. 4T24) em função da (i) atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs), realizada em jan/25; e (ii) pelo início do contrato bilateral, na modalidade de autoprodução, de venda de energia da SPE Futura 6 em nov/25, no montante de cerca de 2 MW médios de energia contratada até 2039, em complemento ao contrato firmado em nov/24, totalizando 14 MW médios contratados.

Com a assinatura do contrato da SPE 6 no 4T24, o Complexo Futura passou a ter todas as suas SPEs com energia contratada. Na tabela abaixo são demonstrados o percentual médio contratado e o preço médio de venda de energia de todos os contratos firmados nas 6 SPEs do Complexo Futura, em termos reais para jan/25:

### Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)

Complexo Solar Futura 1	2025 – 2030	2031+
% de Energia Contratada (MW médios ano)	90%	35%
Preço Médio (R\$/MWh)	198,3	194,9

Os custos fixos totalizaram R\$ 22,4 milhões no 4T25, redução de 3,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, explicados principalmente por menores custos de O&M, resultado da maior eficiência na gestão de custos dos ativos. Por sua vez, os custos variáveis somaram R\$ 70,6 milhões no 4T25, aumento de 41,4% na comparação com o 4T24, impactados, principalmente, por:

- **Geração comprometida e não realizada<sup>26</sup> e efeitos de modulação:** sendo majoritariamente em função dos cortes de geração (“*curtailment*”) no Complexo Solar Futura. No trimestre, a geração frustrada por restrição totalizou 131 GWh, aumento em comparação aos 49 GWh registrados no 4T24. O impacto total referente à geração comprometida e não realizada foi de - R\$ 31 milhões no 4T25. Além disso, os volumes de geração também foram impactados pelas necessidades frequentes de modulação de carga, cujo impacto financeiro foi de - R\$9,7 milhões no 4T25.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados,** no valor de R\$ 12,6 milhões no 4T25, cujo impacto líquido no segmento, considerando as contrapartidas de receita, foi de - R\$ 4,5 milhões no trimestre, refletindo os custos relacionados à estruturação do *swap* energético firmado com a Comercializadora, que ficou com a exposição aos preços do submercado SE ao longo do período.

A Companhia também contabilizou R\$ 17,3 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 4T25, considerando as características dos contratos de energia firmados. É importante observar que, a despeito do menor volume de *curtailment* no 4T24 frente ao 4T25, o 4T24 foi impactado negativamente por uma indisponibilidade parcial do parque solar, em função do desligamento forçado do transformador de potência da planta em alguns períodos do 4T24, o que também impulsionou os custos com ressarcimento naquele período. Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento totalizou - R\$ 7,9 milhões no 4T25, frente aos -R\$ 11,6 milhões contabilizados no mesmo período de 2024.

Cabe observar que os custos de D&A também foram impactados no 4T25 por transferências pontuais de saldos de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço, com contabilização de R\$ 8,3 milhões de despesas retroativas no período.

**► Upstream – E&P**

Este segmento está contido dentro da Eneva S.A.. Os resultados das atividades de *Upstream* (Bacias do Parnaíba, Amazonas e Paraná), contudo, são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

<b>DRE – Upstream</b>	<b>4T25</b>	<b>4T24</b>	<b>%</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>%</b>
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>458,6</b>	<b>385,1</b>	<b>19,1%</b>	<b>1.332,2</b>	<b>1.151,1</b>	<b>15,7%</b>
<b>Receita Fixa</b>	<b>76,5</b>	<b>72,9</b>	<b>4,8%</b>	<b>305,9</b>	<b>291,8</b>	<b>4,8%</b>
<b>Receita Variável</b>	<b>382,1</b>	<b>312,1</b>	<b>22,4%</b>	<b>1.026,3</b>	<b>859,3</b>	<b>19,4%</b>
Contrato de Venda de Gás	295,9	270,5	9,4%	807,5	710,8	13,6%
Contrato de Arrendamento	75,5	29,7	154,2%	176,8	103,7	70,4%
Venda de Condensado	10,8	11,9	-9,3%	42,0	44,8	-6,1%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(68,9)</b>	<b>(55,1)</b>	<b>25,0%</b>	<b>(196,9)</b>	<b>(156,6)</b>	<b>25,8%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>389,7</b>	<b>330,0</b>	<b>18,1%</b>	<b>1.135,2</b>	<b>994,5</b>	<b>14,1%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(209,5)</b>	<b>(122,8)</b>	<b>70,5%</b>	<b>(570,9)</b>	<b>(352,8)</b>	<b>61,8%</b>
<b>Custo Fixo</b>	<b>(38,4)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>-8,9%</b>	<b>(124,7)</b>	<b>(122,8)</b>	<b>1,6%</b>
O&M	(38,4)	(42,1)	-8,9%	(124,7)	(122,8)	1,6%
<b>Custo Variável</b>	<b>(57,6)</b>	<b>(38,3)</b>	<b>50,3%</b>	<b>(164,5)</b>	<b>(100,4)</b>	<b>63,9%</b>
Participações Governamentais	(54,5)	(36,5)	49,0%	(152,7)	(91,0)	67,8%
Custos com Compressores	(3,2)	(1,8)	77,3%	(11,8)	(9,4)	25,8%
<b>Depreciação e Amortização</b>	<b>(113,4)</b>	<b>(42,3)</b>	<b>167,9%</b>	<b>(281,7)</b>	<b>(129,6)</b>	<b>117,3%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(218,3)</b>	<b>(53,0)</b>	<b>312,1%</b>	<b>(426,1)</b>	<b>(151,8)</b>	<b>180,7%</b>
Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G)	(207,8)	(48,9)	324,7%	(402,0)	(130,2)	208,7%
Poços Secos	(19,8)	-	N/A	(64,0)	(23,2)	175,6%
SG&A	(2,6)	1,1	N/A	(4,6)	(6,7)	-30,7%
Depreciação e Amortização	(7,9)	(5,1)	54,4%	(19,5)	(14,9)	30,8%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(0,4)</b>	<b>4,8</b>	<b>N/A</b>	<b>(0,6)</b>	<b>4,8</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>82,9</b>	<b>206,4</b>	<b>-59,8%</b>	<b>438,8</b>	<b>639,2</b>	<b>-31,4%</b>
<b>EBITDA excluindo poços secos<sup>27</sup></b>	<b>102,7</b>	<b>206,4</b>	<b>-50,2%</b>	<b>502,7</b>	<b>662,5</b>	<b>-24,1%</b>
<b>Margem EBITDA excluindo poços secos (%)</b>	<b>26,4%</b>	<b>62,6%</b>	<b>-36,2 p.p.</b>	<b>44,3%</b>	<b>66,6%</b>	<b>-22,3 p.p.</b>

No 4T25, a receita operacional líquida do *Upstream* registrou um crescimento de 18,1%, comparado ao mesmo período no ano anterior, totalizando R\$ 389,7 milhões, impulsionada, principalmente, pelo aumento das receitas variáveis, acompanhando o maior volume de gás produzido no Complexo Parnaíba para atender ao despacho do SIN no 4T25 e os maiores preços de venda de energia no 4T25 frente ao 4T24.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 96,0 milhões, aumento de R\$ 15,6 milhões em relação ao contabilizado no 4T24, refletindo o maior nível de produção de gás no período no Complexo Parnaíba. Esse crescimento foi impactado por: (i) maiores custos com Participações Governamentais (*royalties*) contabilizados no 4T25 em R\$ 17,9 milhões, denotando, também, o aumento de 52,6% do indexador Henry Hub entre os períodos, referência para o cálculo dos *royalties* no Parnaíba (4T25: R\$ 0,71/m<sup>3</sup> vs. 4T24: R\$ 0,64/m<sup>3</sup>); e (ii) um acréscimo de R\$ 1,4 milhão nos custos com compressão, para atender a manutenção de fluxo de gás requerida pelas plantas de liquefação do Parnaíba.

Como resultado dos fatores apresentados acima, a margem fixa do segmento aumentou R\$ 6,2 milhões na comparação entre os períodos, totalizando R\$ 26,6 milhões no 4T25, refletindo o crescimento das receitas fixas e a diminuição dos custos fixos no trimestre. A margem variável somou R\$ 267,1 milhões ao final do 4T25, um aumento de R\$ 38,0 milhões na comparação com o 4T24, com a margem variável unitária de venda de gás (*ex-condensado*) apresentando aumento de 4,7%, atingindo R\$ 12,2/MMbtu no período.

**Notas**

<sup>27</sup> EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 162,5 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, totalizando R\$ 210,4 milhões no 4T25, reflexo, principalmente, dos maiores gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, tendo em vista a conclusão da campanha sísmica nas bacias do Amazonas e Paraná:

- No Amazonas, foram executados um total de 343km<sup>2</sup> de sísmica 3D e 291km de sísmica 2D, com dispêndio total de R\$ 167,3 milhões no 4T25 e R\$ 195,0 milhões no acumulado de 2025. Na Bacia do Paraná foram gastos R\$ 7,7 milhões no 4T25, encerrando 4.000 Km de sísmica 2D executados, e um montante total de R\$ 93,1 milhões gastos em 2025;
- Em contrapartida, vale ressaltar que no 4T24 apenas as atividades sísmicas na Bacia do Paraná haviam sido iniciadas, tendo sido contabilizados R\$ 22,0 milhões naquele período.

Adicionalmente, no período, foram registradas despesas com poços secos no total de R\$ 19,8 milhões, o que também não ocorreu no 4T24. Vale observar que a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba, retomada no 1T25, contou com a perfuração de 4 poços no 4T25, sendo 2 poços secos no período.

Como resultado dos efeitos explicados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 82,9 milhões no período, -59,8% frente ao registrado no 4T24. O EBITDA ajustado, excluindo poços secos, por sua vez atingiu R\$ 102,7 milhões, redução de 50,2% em relação ao contabilizado no último trimestre de 2024. Em complemento, cabe ressaltar que, desconsiderando as Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G), o EBITDA do segmento no 4T25 totalizaria R\$ 290,7 milhões, um aumento de R\$ 35,4 milhões relativo ao registrado no 4T24.

Por fim, vale destacar que a rubrica de Depreciação e Amortização contabilizou -R\$ 113,4 milhões no 4T25, frente aos -R\$ 42,3 milhões registrados no 4T24. A variação de R\$ 71,1 milhões na comparação entre os períodos se deu em função da realização de transferências pontuais de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço.

### ► Comercialização de Gás *Off-Grid*

Este segmento é composto pelos resultados da: **(i)** Comercialização de gás fora malha ("*Off-Grid*"), referente à venda de gás natural liquefeito a partir da planta de liquefação de gás natural no Complexo Parnaíba e da **(ii)** GNL Brasil, *joint-venture* de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação.

A principal atividade do segmento de Comercialização de gás *Off-Grid* envolve o fornecimento firme de gás natural para clientes não conectados à rede, como também a oferta de soluções de suprimento de GNL em substituição ao diesel para transporte pesado. A GNL Brasil presta serviços de transporte e soluções integradas de logística de GNL.

Vale ressaltar que, tanto os resultados da Comercialização de gás *Off-Grid*, quanto da SPE GNL Brasil são consolidadas na Eneva S.A, e seus resultados estavam sendo reportados como "Outros" no segmento de  *Holding & Outros* até o 3T24. No entanto, a partir do 4T24, com o início efetivo da operação comercial da planta de liquefação, os resultados de ambas as operações passaram a ser apresentados separadamente nessa seção, já com as devidas eliminações entre receitas e despesas *intercompany* entre as empresas do segmento, quando aplicável.

<b>DRE – Comercialização de Gás <i>Off-Grid</i></b>	<b>4T25</b>	<b>4T24</b>	<b>%</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>%</b>
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>144,5</b>	<b>40,5</b>	<b>256,5%</b>	<b>555,0</b>	<b>46,6</b>	<b>1.091,3%</b>
Receita SSLNG	113,1	22,5	402,2%	433,7	26,9	1.509,5%
Receita Logística	31,4	18,0	74,3%	121,2	19,6	517,4%
<b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>	<b>(14,2)</b>	<b>(4,7)</b>	<b>199,2%</b>	<b>(55,4)</b>	<b>(6,1)</b>	<b>805,5%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>130,3</b>	<b>35,8</b>	<b>264,1%</b>	<b>499,5</b>	<b>40,5</b>	<b>1.134,5%</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(67,9)</b>	<b>(33,7)</b>	<b>101,8%</b>	<b>(241,4)</b>	<b>(40,7)</b>	<b>492,6%</b>
O&M	(34,1)	(14,2)	140,1%	(109,8)	(17,5)	528,9%
Produção de Gás	(1,3)	-	N/A	(12,3)	-	N/A
Logística	(8,1)	(11,8)	-31,7%	(46,5)	(13,2)	252,3%
Outros	(4,6)	0,0	N/A	(27,3)	(2,4)	1.059,7%
Depreciação e Amortização	(19,8)	(7,7)	158,7%	(45,4)	(7,7)	489,1%
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>145,4%</b>	<b>(11,8)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>131,0%</b>
SG&A	(3,4)	(1,4)	150,0%	(11,7)	(4,9)	137,6%
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,0)	-15,0%	(0,1)	(0,2)	-40,1%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(5,4)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>-47,5%</b>	<b>(17,6)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>71,6%</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>73,4</b>	<b>(1,8)</b>	<b>N/A</b>	<b>274,3</b>	<b>(7,7)</b>	<b>N/A</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>56,4%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>61,4 p.p.</b>	<b>54,9%</b>	<b>-19,1%</b>	<b>74,0 p.p.</b>

A receita líquida do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R\$ 130,3 milhões no 4T25, crescimento de R\$ 94,5 milhões frente ao 4T24, quando ocorreu o início da operação comercial do primeiro trem da planta de liquefação do Complexo Parnaíba, em dez/24.

Do total de receita bruta registrada, R\$ 113,1 milhões são referentes aos contratos de venda de GNL, enquanto R\$ 31,4 milhões são relacionados à prestação de serviços de logística pela GNL Brasil, das quais R\$ 13,1 milhões são associadas ao arrendamento fixo de transporte e R\$ 18,3 milhões são receitas variáveis de serviços de logística prestados à UTE Jaguatirica II, sendo, portanto, receitas e custos eliminados na visão consolidada da Companhia, sem impacto do EBITDA.

Os custos operacionais, ex-depreciação e amortização, no 4T25, totalizaram R\$ 48,1 milhões, compostos, sobretudo, por:

- (i)** R\$ 34,1 milhões em O&M, sendo R\$ 10,5 milhões referentes ao segmento de venda de GNL em pequena escala; e
- (ii)** R\$ 8,1 milhões com serviços de logística da GNL Brasil, já reduzidos de custos com diesel e manutenção dos veículos, decorrente da substituição parcial da frota por veículos movidos a GNL, executada ao longo do 4T25.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou –R\$ 5,4 milhões, refletindo, principalmente, os efeitos da venda dos cavalos mecânicos a diesel para serem substituídos por cavalos mecânicos movidos a GNL, com o registro da diferença entre a baixa do ativo imobilizado e a receita auferida na venda. Essa substituição visa à redução dos custos operacionais, tanto pela diminuição do custo com combustível, quanto pela menor necessidade de manutenção dos veículos, economias já observadas no 4T25, conforme destacado anteriormente.

Diante dos fatores explicados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R\$ 73,4 milhões, refletindo o período de *ramp-up* dos contratos, bem como os efeitos parcialmente compensatórios nas rubricas de custos e despesas. Vale destacar que o EBITDA ainda não reflete integralmente o volume contratado da planta de liquefação, dado que um dos contratos, responsável por 25% da capacidade nominal da planta, terá aumento progressivo na curva de demanda até 2027.

## ► Comercialização de Energia

Este segmento é composto pelas SPEs de comercialização de energia da Eneva, incluindo subsidiárias incorporadas na Eneva S.A. No entanto, para fins de melhor compreensão, esses resultados continuarão a ser apresentados nesse segmento.

O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia, operações de swap e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

DRE – Comercialização de Energia	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Líquida (ex-Operações)</b>	<b>2.160,7</b>	<b>1.605,8</b>	<b>34,6%</b>	<b>6.540,3</b>	<b>3.439,6</b>	<b>75,0%</b>
<b>Custos Operacionais (ex-Operações)</b>	<b>(2.087,0)</b>	<b>(1.707,7)</b>	<b>22,2%</b>	<b>(6.298,7)</b>	<b>(3.405,9)</b>	<b>121,5%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.080,4)	(1.706,1)	21,9%	(6.280,5)	(3.398,4)	121,5%
Outros	(6,6)	(1,6)	326,9%	(18,3)	(7,5)	142,6%
<b>Receitas/Custos Líquidos Var. MtM (ex-Operações)</b>	<b>(53,7)</b>	<b>51,9</b>	<b>N/A</b>	<b>(128,8)</b>	<b>75,9</b>	<b>N/A</b>
<b>Efeito Líquido Operações Estruturadas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>
Receitas Líquidas Operações Estruturadas	438,5	726,0	-39,6%	751,4	726,0	3,5%
Custos Operações Estruturadas	(780,9)	(181,4)	330,5%	(1.647,9)	(181,4)	808,4%
Efeito MtM Operações Estruturadas	342,4	(544,6)	N/A	896,5	(544,6)	-264,6%
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(14,7)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>19,5%</b>	<b>(54,4)</b>	<b>(50,6)</b>	<b>7,5%</b>
SG&A	(13,9)	(11,9)	16,4%	(51,9)	(49,1)	5,9%
Depreciação e Amortização	(0,9)	(0,4)	112,9%	(2,5)	(1,5)	60,2%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(4,5)</b>	<b>-95,7%</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>-14,0%</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>5,9</b>	<b>(66,4)</b>	<b>N/A</b>	<b>59,1</b>	<b>58,7</b>	<b>0,8%</b>
<b>Margem EBITDA (%)</b>	<b>0,2%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>3,1 p.p.</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,4%</b>	<b>-0,6 p.p.</b>

O resultado do 4T25 foi impactado por operações estruturadas de compra e venda de energia, realizadas no âmbito da gestão de capital de giro da Companhia, com efeito positivo de R\$ 342,4 milhões na Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM<sup>28</sup>") e impacto negativo no mesmo montante na margem comercial do trimestre. De forma resumida, foi realizada a postergação do caixa de parte dos contratos futuros do 4T25 para o 1S26, com impacto positivo pontual no MtM ao final do 4T25, considerando a incorporação do saldo ao *book* da Comercializadora, porém com efeito negativo na mesma proporção na margem comercial (resultado líquido das receitas e custos operacionais). Portanto, o efeito líquido da operação no EBITDA é nulo, a despeito dos impactos em saldo de caixa. Também vale observar que, ao longo dos próximos meses, os efeitos observados tanto na margem comercial quanto no MtM serão integralmente recompostos, com a compensação integral em mai/26.

Em contrapartida, no 4T24 também ocorreram estruturações de operações de compra e venda de energia em que os efeitos observados foram compensados ao longo dos primeiros meses de 2025, porém, por terem antecipado caixa, os efeitos gerados nas rubricas de receitas e custos operacionais e no MtM foram inversos em cada período.

Excluindo o efeito das operações estruturadas, a margem comercial no 4T25 totalizou R\$ 73,7 milhões, impulsionada pela captura de ganhos com a curva de preços de mercado referente à realização de operações firmadas pela Mesa de Energia. Expurgando os efeitos das operações estruturadas também no 4T24, em que o impacto na margem comercial naquele período foi positivo em R\$ 544,6 milhões, a margem comercial apresentou crescimento de R\$ 175,6 milhões no 4T25.

O MtM (ex-Operações Estruturadas) no 4T25 totalizou foi de -R\$ 53,7 milhões, refletindo tanto a baixa das operações do *book*, que impactaram positivamente a margem comercial, quanto o aumento relevante das curvas de preços de mercado nos contratos de longo prazo, os quais compensaram os ganhos com taxa de desconto e IPCA capturados no trimestre.

Diante dos efeitos comentados acima, o EBITDA do segmento no 4T25 somou R\$ 5,9 milhões, apresentando crescimento de R\$ 72,3 milhões frente ao registrado no mesmo período do ano anterior.

A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo dos contratos de comercialização de energia registrada no final do trimestre somou R\$ 986,3 milhões<sup>29</sup>, e acompanha o somatório das diferenças entre o valor dos preços

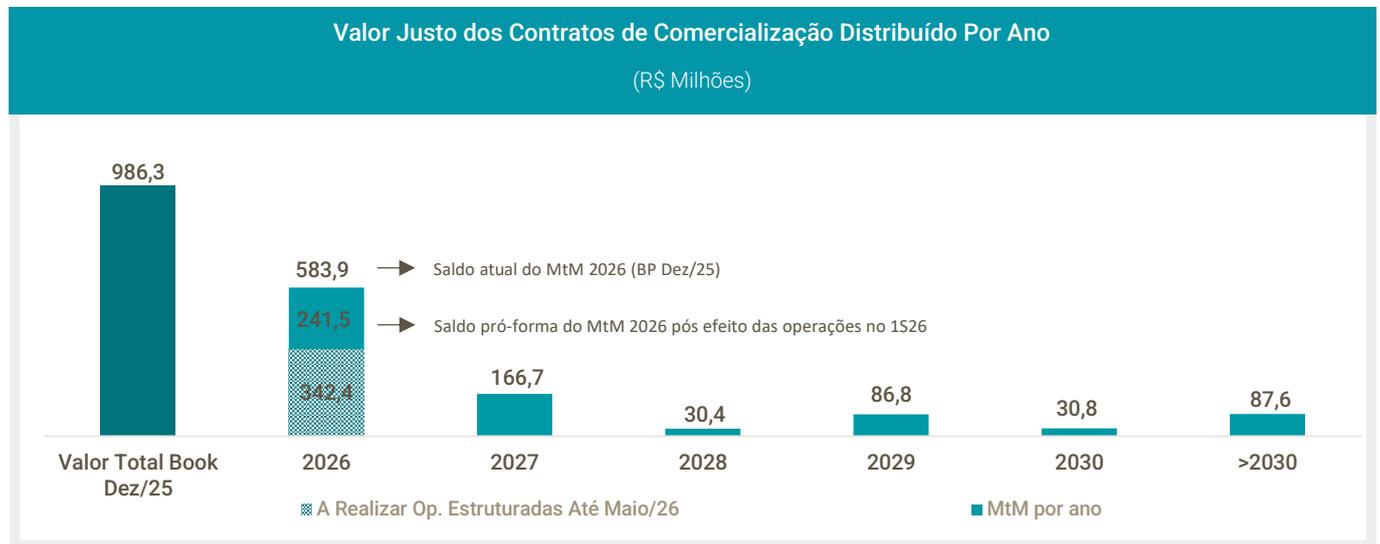
### Notas

<sup>28</sup> O MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia no período, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre no final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

<sup>29</sup> O valor de R\$ 986,3 milhões considera saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

contratados das posições do *book* e os preços de mercado atuais em cada maturidade, líquidas de PIS/COFINS, trazidas a valor presente<sup>30</sup>.

Os efeitos observados no resultado do MtM no 4T25 e a distribuição anual da posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia de R\$ 986,3 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, são apresentados no gráfico abaixo. No gráfico também é possível notar o impacto temporal e pontual das operações realizadas no 4T25, que serão compensadas integralmente até mai/26.


**Notas**

<sup>30</sup> As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

► **Holding & Outros**

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. Até o final do 4T25, a Eneva S.A. também incorporava **(i)** os negócios do segmento de *Upstream*, em todas as bacias com atividades próprias de Exploração e Produção (E&P); **(ii)** desde mar/23, a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.; **(iii)** desde o 2T24, as SPEs do Hub Sergipe e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia; **(iv)** comercialização de gás fora da malha (“*Off-Grid*”) e a SPE GNL Brasil, *joint-venture* de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação; e **(v)** desde jan/25, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação.

No intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* apenas das empresas administrativas e projetos não operacionais, incluindo a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação.

DRE – Holding & Outros	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>0,1</b>	<b>(0,1)</b>	<b>N/A</b>	<b>0,1</b>	<b>(0,1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>-</b>	<b>(0,2)</b>	<b>N/A</b>	<b>0,0</b>	<b>(0,2)</b>	<b>N/A</b>
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(98,9)</b>	<b>(52,4)</b>	<b>88,9%</b>	<b>(317,0)</b>	<b>(241,6)</b>	<b>31,2%</b>
SG&A	(78,7)	(33,6)	133,9%	(230,9)	(162,5)	42,1%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(20,3)	(18,7)	8,1%	(86,1)	(79,0)	9,0%
<b>Depreciação e amortização</b>	<b>(290,3)</b>	<b>(131,7)</b>	<b>120,5%</b>	<b>(1.002,3)</b>	<b>(231,0)</b>	<b>333,8%</b>
<i>Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios</i>	(219,2)	(53,5)	309,6%	(879,3)	(135,3)	550,0%
<b>Outras Receitas/Despesas</b>	<b>(15,3)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>-46,9%</b>	<b>(77,2)</b>	<b>(14,6)</b>	<b>428,3%</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>208,5</b>	<b>(793,7)</b>	<b>N/A</b>	<b>981,1</b>	<b>318,9</b>	<b>207,6%</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>94,3</b>	<b>(875,2)</b>	<b>N/A</b>	<b>586,9</b>	<b>62,5</b>	<b>839,1%</b>
<b>EBITDA ex Equivalência</b>	<b>(114,2)</b>	<b>(81,5)</b>	<b>40,0%</b>	<b>(394,1)</b>	<b>(256,4)</b>	<b>53,7%</b>

No 4T25, o segmento de *Holding* e Outros registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 98,9 milhões, aumento de R\$ 46,6 milhões na comparação com o mesmo período do ano passado, refletindo, principalmente:

- Crescimento de R\$ 45,0 milhões na rubrica de SG&A, reflexo do **(i)** maior provisionamento na rubrica de PLR/Bônus no trimestre em comparação ao 4T24, com a revisão das estimativas de atingimento das metas da Companhia ao final de 2025; **(ii)** efeito do reajuste anual da folha de colaboradores no período, conforme acordo coletivo; e **(iii)** aumento do quadro de colaboradores para suportar o crescimento da Companhia.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou um resultado negativo de R\$ 15,3 milhões no 4T25, frente aos -R\$ 28,9 milhões no 4T24, que foi negativamente impactado por uma combinação de fatores pontuais, incluindo despesas jurídicas referentes a Procedimentos Arbitrais, a conclusão da Oferta de Distribuição Pública de Ações e aquisições de ativos.

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia) foi de R\$ 114,2 milhões negativos.

No 4T25, a rubrica de Depreciação e Amortização foi impactada, principalmente, por: **(i)** R\$ 144,5 milhões de amortização de mais e menos valia de Linhares, Tevisa e Povoação (sendo R\$ 15,2 milhões referentes à Linhares, cujo valor é dedutível para fins do IRPJ/CSL); **(ii)** R\$ 70,4 milhões associados à aquisição da Celse, sendo R\$ 18,9 milhões relacionados à amortização do ágio (não dedutível para fins do IRPJ/CSL), e R\$ 51,5 milhões referentes à amortização contábil da mais-valia, que após a incorporação na *Holding*, passou a ser dedutível para fins do IRPJ/CSL (anteriormente registrada em Equivalência).

## RESULTADO FINANCEIRO **CONSOLIDADO**

Resultado Financeiro	4T25	4T24	%	2025	2024	%
(R\$ Milhões)						
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>127,4</b>	<b>205,2</b>	<b>-37,9%</b>	<b>694,1</b>	<b>507,3</b>	<b>36,8%</b>
Receitas de aplicações financeiras	118,7	101,8	16,6%	534,2	321,2	66,3%
Multas e juros recebidos	0,7	19,6	-96,3%	24,2	48,8	-50,4%
Juros entre partes relacionadas	(6,1)	0,9	N/A	-	8,0	N/A
Outros	14,0	82,8	-83,1%	135,7	129,2	5,0%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(467,8)</b>	<b>(746,4)</b>	<b>-37,3%</b>	<b>(2.679,2)</b>	<b>(2.718,9)</b>	<b>-1,5%</b>
Encargos de dívida <sup>31</sup>	(43,0)	(60,1)	-28,6%	(207,8)	(265,4)	-21,7%
Juros sobre debêntures	(81,1)	(246,8)	-67,1%	(901,4)	(1.200,2)	-24,9%
Variação monetária	(69,6)	(145,9)	-52,3%	(503,4)	(462,6)	8,8%
Juros sobre arrendamento e outros <sup>32</sup>	(64,3)	(66,8)	-3,7%	(251,9)	(255,8)	-1,5%
Variação cambial líquida	(11,5)	18,5	N/A	(3,5)	7,7	N/A
Comissões e corretagens financeiras	(5,8)	(6,0)	-2,5%	(48,3)	(70,1)	-31,1%
IOF/IOIC	(8,7)	(4,8)	80,4%	(26,0)	(15,7)	66,0%
Apropriação AVP na antecipação de recebíveis	(118,9)	(126,3)	-5,9%	(482,4)	(272,3)	77,2%
Outros	(65,0)	(108,2)	-39,9%	(254,5)	(184,5)	37,9%
<b>Variação cambial não-caixa sobre arrendamento</b>	<b>(74,0)</b>	<b>(506,1)</b>	<b>-85,4%</b>	<b>527,9</b>	<b>(925,9)</b>	<b>N/A</b>
<b>Variação da marcação a mercado de swaps</b>	<b>11,3</b>	<b>(410,8)</b>	<b>N/A</b>	<b>176,0</b>	<b>(424,1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(403,1)</b>	<b>(1.458,2)</b>	<b>-72,4%</b>	<b>(1.281,2)</b>	<b>(3.561,7)</b>	<b>-64,0%</b>
<b>Resultado Ajustado para excluir efeitos <i>one-off</i> e não caixa<sup>33</sup></b>	<b>(340,4)</b>	<b>(541,2)</b>	<b>-37,1%</b>	<b>(1.985,2)</b>	<b>(2.211,6)</b>	<b>-10,2%</b>

O resultado financeiro líquido consolidado do 4T25 totalizou -R\$ 403,1 milhões, melhora de R\$ 1.055,1 milhões em relação ao resultado do mesmo trimestre do ano anterior. É importante observar, contudo, que os períodos contabilizaram efeitos recorrentes e não recorrentes específicos sem impacto caixa, que dificultam a análise da performance financeira, sendo os principais:

- **Variação Cambial Sobre Arrendamento:** registro no 4T25 de -R\$ 74,0 milhões de impacto de variação cambial (não caixa) contabilizada sobre o passivo em dólar americano relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS-16), refletindo a valorização do câmbio ao longo do 4T25, mitigada pelo início da adoção da contabilidade de *hedge accounting* no trimestre, considerando a relação de *hedge* entre os custos decorrentes do contrato de arrendamento do FSRU e a parcela das receitas da Companhia, principalmente do segmento *Off-Grid*, indexadas ao dólar. Em comparação, a rubrica contabilizou -R\$ 506,1 milhões no 4T24 de variação cambial sobre o passivo relativo ao arrendamento do FSRU, refletindo integralmente a maior desvalorização do real naquele período; e
- **Marcação a Mercado de Swaps:** contabilização de R\$ 11,3 milhões no 4T25 relativos aos *swaps* realizados no período, relativos às operações de antecipação de recebíveis das UTEs Porto de Sergipe I, Itaqui e Pecém II, para conversão da exposição original celebrada em taxa pré-fixada, para CDI, frente aos -R\$ 410,8 milhões registrados no 4T24, refletindo o aumento mais acelerado da curva de CDI naquele trimestre. Cabe destacar que o ônus financeiro das dívidas atreladas ao CDI tem *hedge* natural com o rendimento de caixa e demais receitas de aplicações financeiras da Companhia.

### Notas

<sup>31</sup> Inclui amortizações sobre os custos de transação.

<sup>32</sup> Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

<sup>33</sup> Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil (não caixa) e (ii) Variação da marcação a mercado de swaps (não caixa).

Desconsiderando os efeitos acima listados, o resultado financeiro ajustado do 4T25 seria de - R\$ 340,4 milhões, *versus* - R\$ 541,2 milhões no 4T24, melhoria de R\$ 200,7 milhões na comparação entre os períodos, decorrente principalmente de:

(i) Redução de R\$ 165,7 milhões no 4T25 frente ao 4T24 na rubrica **Juros Sobre Debêntures**, em razão, sobretudo, da capitalização retroativa para o imobilizado no 4T25 das dívidas de projetos referentes aos períodos anteriores, melhorando o resultado do 4T25;

(ii) Redução de R\$ 76,4 milhões na rubrica de **Varição Monetária** na comparação entre os períodos, acompanhando, principalmente, a redução do IPCA acumulado na comparação entre os períodos (4T25: 1,08% a.a. vs. 4T24: 1,92% a.a.);

(iii) Os efeitos positivos foram mitigados, principalmente, pela variação líquida negativa de -R\$ 25,6 milhões considerando a soma das rubricas de **Outras Receitas Financeiras** e **Outras Despesas Financeiras**.

## INVESTIMENTOS

Investimentos	4T25	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	2025	2024
(R\$ Milhões)										
<b>Geração a Carvão</b>	<b>27,7</b>	<b>14,1</b>	<b>15,7</b>	<b>16,0</b>	<b>27,0</b>	<b>5,8</b>	<b>3,7</b>	<b>3,9</b>	<b>73,5</b>	<b>40,4</b>
Pecém II	16,2	7,9	11,4	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	37,0	16,4
Itaqui	11,5	6,1	4,3	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	36,5	24,0
<b>Geração a Óleo<sup>34</sup></b>	<b>16,3</b>	<b>13,3</b>	<b>15,7</b>	<b>0,4</b>	<b>1,9</b>	-	-	-	<b>45,7</b>	<b>1,9</b>
<b>Geração a Gás</b>	<b>52,7</b>	<b>28,1</b>	<b>35,8</b>	<b>15,0</b>	<b>58,4</b>	<b>17,5</b>	<b>20,0</b>	<b>14,8</b>	<b>131,5</b>	<b>110,6</b>
Parnaíba I <sup>35</sup>	3,8	1,4	3,2	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	9,2	36,2
Parnaíba II	10,3	12,0	13,7	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	45,3	38,0
Parnaíba III <sup>36</sup>	-	-	-	-	1,9	-	0,5	(0,0)	-	2,4
Parnaíba IV	0,1	0,3	0,1	-	0,1	-	0,2	0,1	0,4	0,3
Parnaíba V <sup>31</sup>	11,1	9,9	17,4	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	43,0	30,4
UTE Fortaleza	(0,3)	0,6	0,7	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	1,3	1,5
UTES Gás Espírito Santo <sup>30</sup>	27,8	4,0	0,7	-	1,9	-	-	-	32,4	1,9
<b>Hub Sergipe</b>	<b>81,6</b>	<b>78,5</b>	<b>7,2</b>	<b>(2,4)</b>	<b>124,4</b>	<b>20,6</b>	<b>23,8</b>	<b>9,3</b>	<b>165,0</b>	<b>178,1</b>
<b>Parnaíba VI<sup>32</sup></b>	<b>8,1</b>	<b>19,4</b>	<b>2,8</b>	<b>20,0</b>	<b>42,0</b>	<b>54,2</b>	<b>21,2</b>	<b>49,2</b>	<b>50,2</b>	<b>166,6</b>
<b>Azulão-Jaguatirica</b>	<b>32,8</b>	<b>55,7</b>	<b>19,9</b>	<b>7,3</b>	<b>38,1</b>	<b>21,6</b>	<b>12,0</b>	<b>26,3</b>	<b>115,6</b>	<b>98,0</b>
<b>Azulão 950</b>	<b>739,0</b>	<b>839,0</b>	<b>639,8</b>	<b>528,7</b>	<b>554,3</b>	<b>589,0</b>	<b>492,1</b>	<b>125,3</b>	<b>2.746,6</b>	<b>1.760</b>
E&P	7,0	6,7	25,1	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	67,3	60,3
UTE	732,0	832,2	614,7	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	2.679,2	1.700,
<b>Futura 1</b>	<b>2,0</b>	<b>1,0</b>	<b>5,1</b>	<b>1,5</b>	<b>17,6</b>	<b>8,7</b>	-	<b>(3,3)</b>	<b>9,6</b>	<b>23,0</b>
<b>Upstream</b>	<b>111,0</b>	<b>284,1</b>	<b>233,7</b>	<b>77,8</b>	<b>141,7</b>	<b>162,4</b>	<b>89,1</b>	<b>65,1<sup>37</sup></b>	<b>706,6</b>	<b>458,4</b>
Desenvolvimento <sup>38</sup>	62,7	203,6	196,3	45,4	120,6	116,2	59,3	20,3	507,9	316,
Exploração <sup>34</sup>	48,4	80,5	37,4	32,4	21,2	46,3	29,8	44,8	198,6	142,
<b>Plantas de Liquefação de Gás</b>	<b>173,6</b>	<b>72,3</b>	<b>58,5</b>	<b>35,9</b>	<b>36,2</b>	<b>63,4</b>	<b>87,7</b>	<b>123,3</b>	<b>340,3</b>	<b>310,6</b>
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem)	66,2	16,4	36,2	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	154,7	310,6
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem)	107,3	55,9	22,4	-	-	-	-	-	185,6	-
<b> Holding e Outros</b>	<b>838,6</b>	<b>161,2</b>	<b>566,4</b>	<b>160,8</b>	<b>82,3</b>	<b>23,9</b>	<b>43,7</b>	<b>17,5</b>	<b>1.727,1</b>	<b>167,4</b>
<b>Total<sup>39</sup></b>	<b>2.083,4</b>	<b>1.566,6</b>	<b>1.600,5</b>	<b>861,1</b>	<b>1.124,0</b>	<b>966,9</b>	<b>793,2</b>	<b>431,5</b>	<b>6.111,7</b>	<b>3.315</b>

Valores acima referem-se à visão de capex econômico (competência).

No último trimestre de 2025, os investimentos totalizaram R\$ 2.083,4 milhões. Deste total, 49,1% foram direcionados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, conforme detalhado abaixo:

**Azulão 950:** R\$ 739,0 milhões investidos no 4T25, sendo R\$ 580,0 milhões destinados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG e Subestação, abrangendo atividades de obras civis, montagem eletromecânica, comissionamento e fornecimento de equipamentos diversos. Neste total, incluem-se também as atividades relacionadas ao escopo de captação de água, bem como aos clusters e gasodutos. Além disso, foram direcionados R\$ 86,0 milhões a gastos com pessoal, engenharia, seguros, projetos sociais e outros. Ainda no período, R\$ 45,0 milhões são relativos ao contrato com a GE, associados a custos logísticos e serviços de comissionamento. Por fim, os R\$ 28,0 milhões remanescentes se referem a marcos contratuais de equipamentos, incluindo a entrega no local e a aprovação de documentação técnica.

### Notas

<sup>34</sup> Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados, uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

<sup>35</sup> O capex da Parnaíba I é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.

<sup>36</sup> O capex da Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.

<sup>37</sup> Montante alterado de modo a desconsiderar dispêndios com poços secos no trimestre, dado que esses valores são contabilizados no segmento *Upstream*.

<sup>38</sup> Números do 2T25, 1T25 e 3T24 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.

<sup>39</sup> Números do 1T24 e 2T24 foram alterados para inclusão dos valores classificados em imobilizado naqueles trimestres, referentes à alocação de rateios de gastos corporativos para projetos.

**Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** total investido de R\$ 173,6 milhões no trimestre. Desse valor, R\$ 107,3 milhões foram referentes ao projeto do 3º trem, sendo R\$ 56,9 milhões relativos ao marco final do contrato com o fornecedor dos sistemas avançados de liquefação, R\$ 19,0 milhões destinados ao EPCista responsável pela implantação do projeto e o restante destinado à aquisição de materiais e contratação de serviços diversos. Em relação aos 1º e 2º trens, foram direcionados R\$ 66,2 milhões aos marcos de conclusão do projeto, sendo R\$ 60,0 milhões relacionados à contabilização da aquisição de equipamentos de liquefação e R\$ 6,2 milhões referentes à compra de materiais sobressalentes.

**Upstream:** os investimentos associados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) totalizaram R\$ 111,0 milhões. No âmbito das atividades exploratórias, R\$ 17,5 milhões referiram-se, principalmente, à perfuração de um poço na Bacia do Maranhão realizada pela Eneva Explorer, sonda da Companhia que entrou em operação no último trimestre. Outros R\$ 16,1 milhões foram destinados às equipes técnicas de exploração e R\$ 14,7 milhões à manutenções programadas de equipamentos diversos. Já no âmbito das atividades de desenvolvimento, R\$ 38,7 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos campos de Gavião Belo e Gavião Mateiro, enquanto R\$ 24,0 milhões foram utilizados para fazer frente à campanha sísmica realizada na Bacia do Amazonas e aos dispêndios com as equipes técnicas de desenvolvimento.

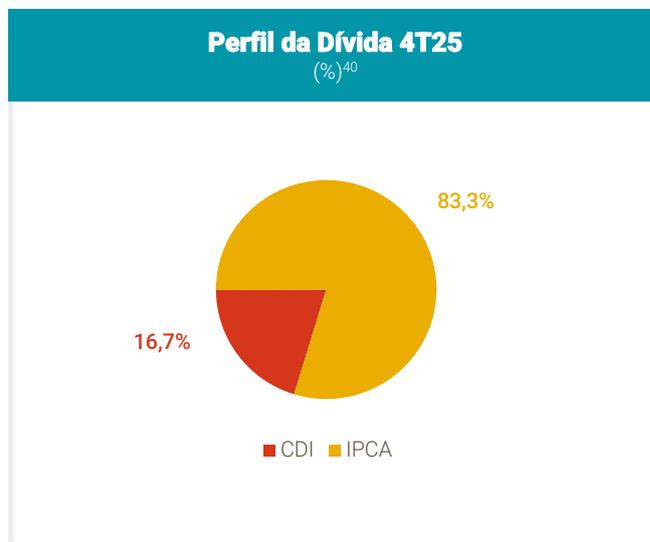
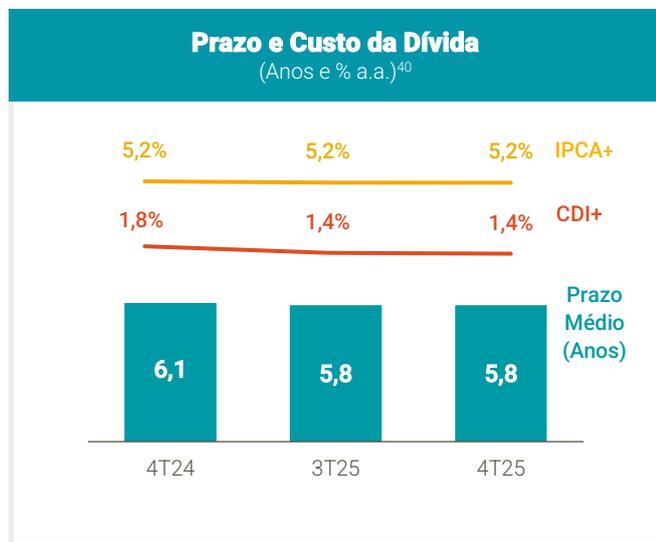
No quarto trimestre de 2025, os valores investidos em **Sustaining**, referentes às operações existentes, somaram R\$ 213,1 milhões. Desse total, os investimentos se concentraram majoritariamente no Hub Sergipe, no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, nas usinas de Geração a Carvão e na UTE Linhares. No Hub Sergipe, foram gastos R\$ 81,6 milhões, dos quais R\$ 40,1 milhões destinaram-se, principalmente, às substituições programadas do rotor e do trafo, enquanto R\$ 18,8 milhões foram provisões referentes à primeira parcela para aquisição de novos *risers* sobressalentes. Outros R\$ 21,7 milhões corresponderam a gastos com sobressalentes e a melhorias diversas realizadas na planta. Já no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, os investimentos totalizaram R\$ 32,8 milhões, sendo R\$ 14,7 milhões referentes à manutenção dos equipamentos de criogenia e atividades de suporte ao projeto, além de R\$ 12,2 milhões voltados à compra de materiais sobressalentes. Nas usinas de Geração a Carvão, por sua vez, os investimentos somaram R\$ 27,7 milhões. Desse montante, R\$ 16,2 milhões foram direcionados à UTE Pecém II, relativos, principalmente, às manutenções corretivas do variador das bombas de alimentação, e R\$ 11,5 milhões foram voltados às manutenções programadas e a melhorias diversas na UTE Itaqui. Por fim, R\$ 27,2 milhões se referem a valores dispendidos na UTE Linhares, sendo R\$ 13,2 milhões aplicados em manutenções programadas de equipamentos, e os R\$ 14,0 milhões remanescentes distribuídos entre reformas e melhorias diversas na usina.

Em  **Holding e Outros**, o investimento totalizou R\$ 838,6 milhões no 4T25. Desse montante, R\$ 717,7 milhões foram destinados à aquisição de equipamentos críticos de geração de longo prazo para os projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva, com foco no leilão de reserva de capacidade, enquanto R\$ 52,8 milhões foram direcionados à GNL Brasil, referentes à aquisição de carretas criogênicas e cavalos mecânicos. Os valores remanescentes corresponderam às iniciativas corporativas diversas.

## ENDIVIDAMENTO

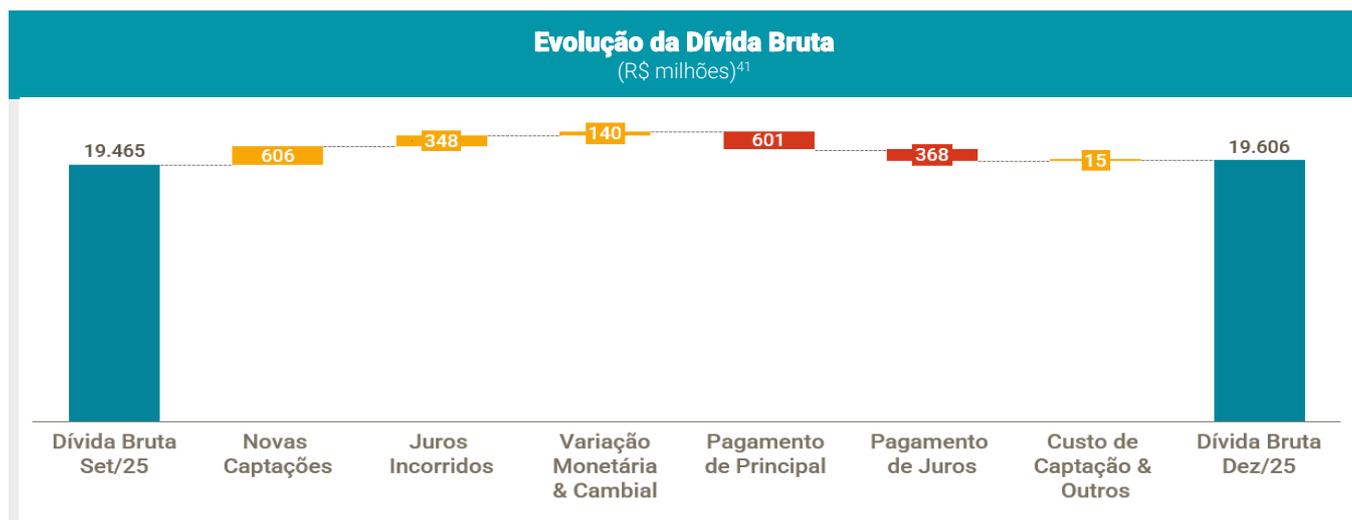
### ► Perfil da Dívida

Ao final do 4T25, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.606 milhões, frente a R\$ 19.465 milhões em set/25.



Ao final do 4T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,8 anos, estável em relação ao 3T25 e com leve redução frente ao 4T24. Além disso, o *spread* médio das dívidas atreladas ao IPCA manteve-se em 5,2%, em linha com os níveis observados no terceiro trimestre de 2025 e no último trimestre de 2024. Já o *spread* médio das dívidas indexadas ao CDI foi de 1,4% no quarto trimestre de 2025, com manutenção dos custos médios de dívidas em comparação ao trimestre anterior e redução em relação ao mesmo período de 2024.

### ► Movimentação da Dívida Bruta



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 4T25 foram:

- Pagamentos de principal e juros e liberação de depósitos vinculados, no valor total de R\$ 969 milhões, realizados majoritariamente conforme o cronograma das dívidas, como explicado na seção de Fluxo de Caixa;
- Desembolsos junto ao FDA/BASA, ocorridos em dezembro/25, relativos aos seguintes financiamentos: (i) R\$ 406 milhões destinados ao Projeto Azulão I, com taxa média de IPCA + 3,68% ao ano que, somados aos R\$ 500 milhões

#### Notas

<sup>40</sup> O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em EURIBOR+, equivalente a 0,5% do montante total de dívida. O perfil da dívida e o prazo médio de amortização se referem aos fechamentos de cada período, e o perfil da dívida em % CDI também inclui exposições em EURIBOR.

<sup>41</sup> Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

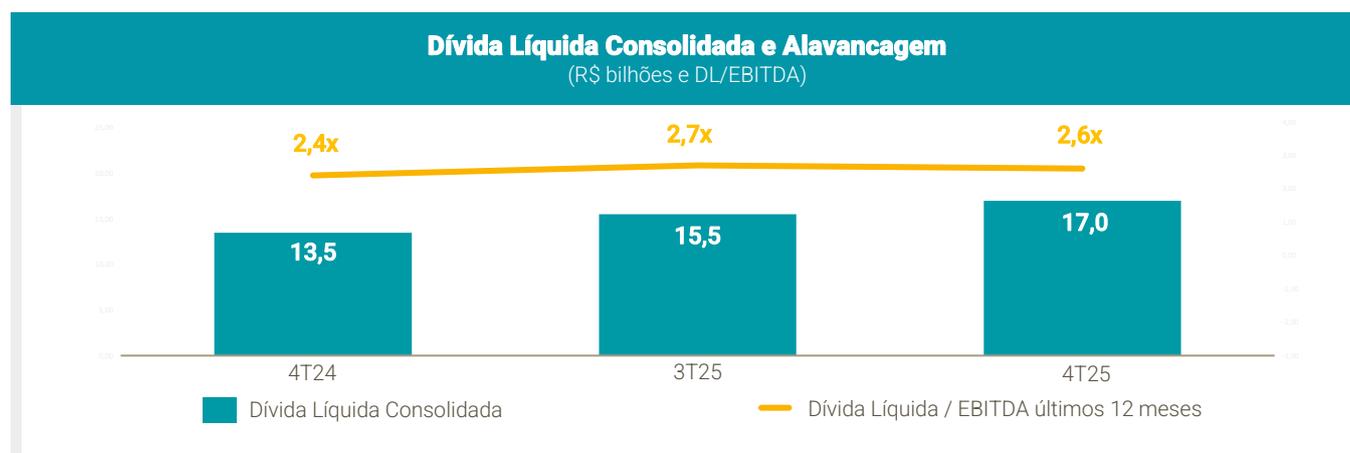
desembolsados no quarto trimestre de 2024, representam 90,6% do montante total contratado; e (ii) R\$ 200 milhões direcionados às UTEs Azulão II e Azulão IV, ao custo de IPCA + 3,21% ao ano;

- Juros contabilizados sobre debêntures e financiamentos, no total de R\$ 348 milhões; e
- Variação Monetária e Cambial, totalizando R\$ 140 milhões no 4T25.

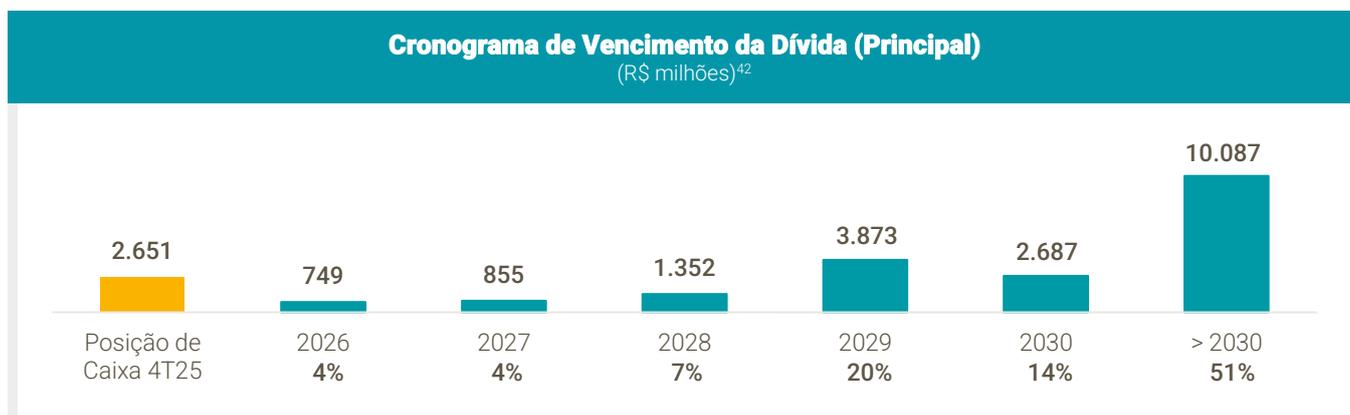
### ► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de dezembro de 2025, o saldo de caixa (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 2.651 milhões, apresentando redução de R\$ 1.286 milhões em relação ao 3T25, conforme seção de Fluxo de Caixa.

A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 16.955 milhões ao final do 4T25, com alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 2,6x, apresentando redução frente ao 3T25. Importante ressaltar que, para fins de *covenants*, o EBITDA considera o resultado 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24.



No final do último trimestre de 2025, os vencimentos das dívidas da Eneva estavam concentrados majoritariamente no médio e longo prazo, principalmente a partir de 2029, conforme apresentado no gráfico abaixo.



#### Notas

<sup>42</sup> O fluxo em questão considera apenas o valor do principal da dívida, desconsiderando os custos de transação, depósitos vinculados e *accrual* de juros.

## MERCADO DE **CAPITAIS**

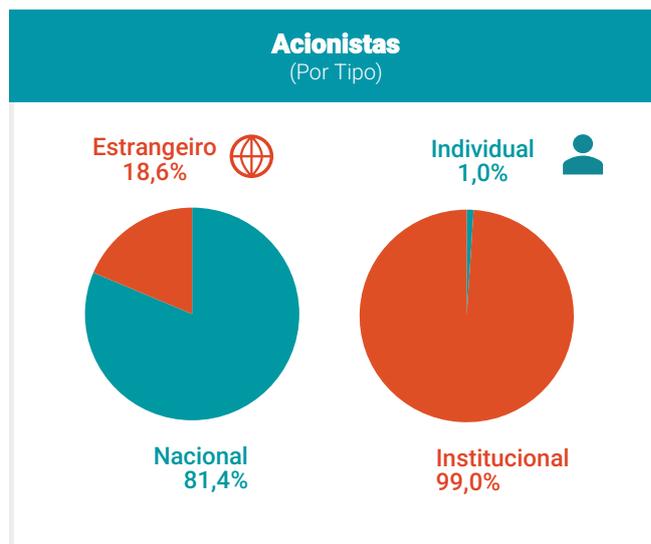
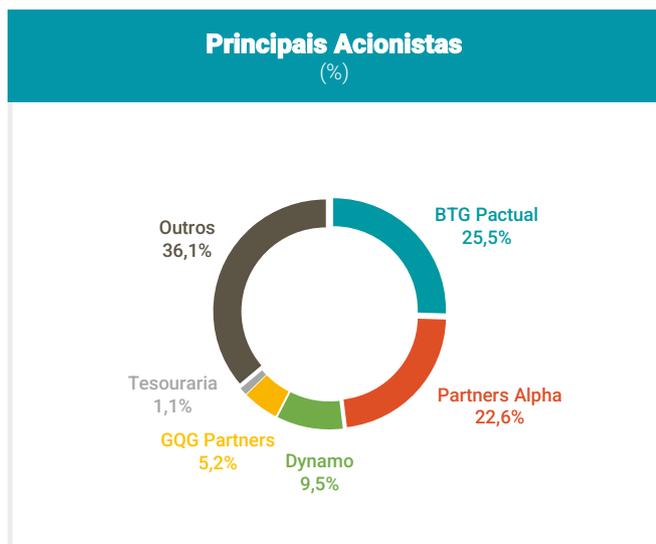
ENEV3	4T25	3T25	4T24
Nº de ações - final período	1.936.973.658	1.936.973.658	1.932.591.767
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	20,18	16,55	10,53
Ações negociadas (Milhões) - média diária	9,7	9,1	8,5
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	155,7	121,2	97,6
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) <sup>43</sup>	38.661	31.706	20.338
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) <sup>44</sup>	55.616	47.235	33.858

### Composição Acionária

Ao final de dez/25, o capital social da Eneva, composto por 1.936.973.658 ações ordinárias, possuía 98,78% de ações em circulação<sup>45</sup>. A composição acionária está detalhada abaixo:

#### ► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 31 de dezembro de 2025



#### Notas

<sup>43</sup> Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

<sup>44</sup> Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período. Valores do 3T25 e 4T24 foram alterados para desconsiderar as ações em tesouraria, conforme Valor de Mercado.

<sup>45</sup> O cálculo de ações em circulação desconsidera as ações em tesouraria e ações detidas por administradores.

## ESG AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Eneva divulgou seu terceiro Relato Integrado e o Databook ESG 2024, em jun/25. Os documentos seguem os princípios, diretrizes e recomendações do *International Integrated Reporting Council* (IIRC), *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

Com foco na transparência e na qualidade das informações prestadas, o Relato Integrado e o Caderno de Indicadores ESG passaram pela verificação de uma auditoria independente especializada, em conformidade com as recomendações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Para acessar os documentos mais recentes, [clique aqui](#).

## INDICADORES-CHAVE ESG

A partir da divulgação do Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia e pode ser acessado por [aqui](#).

**ANEXOS TABELAS DRE POR SEGMENTO**

DRE - 4T25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	ComercIALIZADORA	SSLNG & GNL	Holding e Outros <sup>1</sup>	Elimin. Segmentos	Total	
(R\$ Milhões)																	
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>989,4</b>	<b>208,9</b>	<b>811,3</b>	<b>2.009,6</b>	<b>458,6</b>	<b>(474,8)</b>	<b>1.993,5</b>	<b>1.466,0</b>	<b>440,8</b>	<b>104,0</b>	<b>94,7</b>	<b>3.161,4</b>	<b>144,5</b>	-	<b>(663,5)</b>	<b>6.741,4</b>	
Deduções da Receita Bruta	(99,2)	(16,9)	(132,1)	(248,2)	(68,9)	94,8	(222,3)	(182,5)	(45,3)	(8,4)	(6,6)	(273,6)	(14,2)	-	61,8	(691,0)	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>890,2</b>	<b>192,1</b>	<b>679,2</b>	<b>1.761,4</b>	<b>389,7</b>	<b>(380,0)</b>	<b>1.771,2</b>	<b>1.283,5</b>	<b>395,6</b>	<b>95,6</b>	<b>88,1</b>	<b>2.887,8</b>	<b>130,3</b>	<b>0,1</b>	<b>(601,6)</b>	<b>6.050,5</b>	
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(644,7)</b>	<b>(124,2)</b>	<b>(192,8)</b>	<b>(961,8)</b>	<b>(209,5)</b>	<b>380,0</b>	<b>(791,3)</b>	<b>(1.016,0)</b>	<b>(356,7)</b>	<b>(47,7)</b>	<b>(130,9)</b>	<b>(2.867,9)</b>	<b>(67,9)</b>	-	<b>599,9</b>	<b>(4.678,5)</b>	
Depreciação e amortização	(70,0)	(41,7)	(11,4)	(123,2)	(113,4)	-	(236,6)	(99,6)	(115,7)	(13,4)	(37,9)	-	(19,8)	-	7,7	(515,3)	
<b>Despesas Operacionais <sup>2</sup></b>	<b>(12,3)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(20,3)</b>	<b>(218,3)</b>	<b>2,8</b>	<b>(235,7)</b>	<b>(4,3)</b>	<b>(11,6)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(14,7)</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(389,3)</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(668,4)</b>	
SG&A e Despesas de Exploração <sup>2,3</sup>	(11,8)	(5,5)	(2,4)	(19,8)	(210,4)	2,8	(227,4)	(4,3)	(11,1)	(2,7)	(3,0)	(13,9)	(3,4)	(98,9)	(2,5)	(367,1)	
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,0)	-	(0,5)	(7,9)	-	(8,3)	(0,0)	(0,5)	(0,1)	(0,1)	(0,9)	(0,0)	(290,3)	(1,0)	(301,2)	
<b>Outras receitas/despesas</b>	<b>(7,1)</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(9,7)</b>	<b>(0,4)</b>	-	<b>(10,1)</b>	<b>4,0</b>	<b>(2,9)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(5,4)</b>	-	<b>(15,3)</b>	<b>1,9</b>	<b>(28,3)</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	-	-	-	-	-	<b>(84,6)</b>	<b>(84,6)</b>	-	-	-	-	-	-	<b>208,5</b>	<b>(128,1)</b>	<b>(4,2)</b>	
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>296,6</b>	<b>103,0</b>	<b>493,8</b>	<b>893,4</b>	<b>82,9</b>	<b>(81,8)</b>	<b>894,5</b>	<b>366,8</b>	<b>140,6</b>	<b>58,2</b>	<b>(7,9)</b>	<b>5,9</b>	<b>73,4</b>	<b>94,3</b>	<b>(138,0)</b>	<b>1.487,7</b>	
Resultado Financeiro Líquido	29,7	(10,8)	0,7	19,7	(8,9)	0,6	11,4	(126,4)	(22,0)	0,2	8,9	(3,8)	(11,1)	(263,8)	3,6	(403,1)	
<b>EBT</b>	<b>255,9</b>	<b>50,5</b>	<b>483,0</b>	<b>789,4</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(81,2)</b>	<b>660,9</b>	<b>140,8</b>	<b>2,3</b>	<b>45,0</b>	<b>(37,1)</b>	<b>1,2</b>	<b>42,5</b>	<b>(459,8)</b>	<b>(127,7)</b>	<b>268,1</b>	
Impostos Correntes	(32,6)	9,2	-	(23,5)	-	-	(23,5)	-	(0,8)	-	(5,2)	-	1,7	1,9	-	(25,9)	
Impostos Diferidos	(3,8)	(0,6)	-	(4,3)	-	-	(4,3)	-	(5,1)	0,4	3,4	19,8	0,0	(64,2)	-	(50,1)	
<b>Resultado Líq. Período</b>	<b>219,4</b>	<b>59,1</b>	<b>483,0</b>	<b>761,6</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(81,2)</b>	<b>633,1</b>	<b>140,8</b>	<b>(3,6)</b>	<b>45,4</b>	<b>(38,9)</b>	<b>21,0</b>	<b>44,2</b>	<b>(522,1)</b>	<b>(127,7)</b>	<b>192,1</b>	
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>135,1</b>	<b>135,1</b>	
<b>Resultado Líq. Eneva</b>	<b>219,4</b>	<b>59,1</b>	<b>483,0</b>	<b>761,6</b>	<b>(47,3)</b>	<b>(81,2)</b>	<b>633,1</b>	<b>140,8</b>	<b>(3,6)</b>	<b>45,4</b>	<b>(38,9)</b>	<b>21,0</b>	<b>44,2</b>	<b>(522,1)</b>	<b>(262,8)</b>	<b>57,0</b>	

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de - R\$ 2,2 milhões em EBITDA no 4T25 e de - R\$ 2,7 milhões no 4T24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE - 4T24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	ComercIALIZADORA	SSLNG & GNL	Holding e Outros <sup>1</sup>	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>879,8</b>	<b>207,0</b>	<b>519,5</b>	<b>1.606,2</b>	<b>385,1</b>	<b>(459,8)</b>	<b>1.531,5</b>	<b>1.226,3</b>	<b>432,5</b>	<b>54,3</b>	<b>83,2</b>	<b>2.086,3</b>	<b>40,5</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(2,2)</b>	<b>5.452,4</b>
Deduções da Receita Bruta	(95,4)	(24,8)	(72,5)	(192,8)	(55,1)	88,8	(159,1)	(169,0)	(45,5)	(6,0)	(5,6)	(247,3)	(4,7)	(0,1)	43,5	(593,8)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>784,4</b>	<b>182,1</b>	<b>446,9</b>	<b>1.413,4</b>	<b>330,0</b>	<b>(371,0)</b>	<b>1.372,4</b>	<b>1.057,3</b>	<b>387,0</b>	<b>48,2</b>	<b>77,6</b>	<b>1.839,1</b>	<b>35,8</b>	<b>(0,1)</b>	<b>41,3</b>	<b>4.858,6</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(531,6)</b>	<b>(112,0)</b>	<b>(101,3)</b>	<b>(744,8)</b>	<b>(122,8)</b>	<b>371,9</b>	<b>(495,8)</b>	<b>(815,2)</b>	<b>(315,3)</b>	<b>(24,6)</b>	<b>(101,7)</b>	<b>(1.889,1)</b>	<b>(33,7)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(54,2)</b>	<b>(3.729,7)</b>
Depreciação e amortização	(52,6)	(37,0)	(6,8)	(96,4)	(42,3)	-	(138,8)	(98,3)	(56,9)	(3,1)	(28,7)	-	(7,7)	-	-	(333,4)
<b>Despesas Operacionais <sup>2</sup></b>	<b>(10,2)</b>	<b>(8,4)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(21,3)</b>	<b>(53,0)</b>	<b>2,5</b>	<b>(71,8)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(10,6)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(184,0)</b>	<b>(147,6)</b>	<b>(444,0)</b>
SG&A e Despesas de Exploração <sup>2,3</sup>	(10,0)	(8,4)	(2,7)	(21,1)	(47,9)	2,5	(66,5)	(3,9)	(10,3)	(8,1)	(4,0)	(11,9)	(1,4)	(52,4)	(2,5)	(160,9)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	(0,1)	(0,3)	(5,1)	-	(5,4)	(0,0)	(0,3)	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,0)	(131,7)	(145,2)	(283,2)
<b>Outras receitas/despesas</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>1,1</b>	<b>(1,5)</b>	<b>4,8</b>	<b>(1,3)</b>	<b>2,0</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(635,5)</b>	<b>0,1</b>	<b>(12,2)</b>	<b>(4,5)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(699,2)</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(793,7)</b>	<b>799,2</b>	<b>5,5</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>293,8</b>	<b>97,8</b>	<b>350,9</b>	<b>742,5</b>	<b>206,4</b>	<b>2,1</b>	<b>951,0</b>	<b>328,2</b>	<b>(517,2)</b>	<b>18,7</b>	<b>(11,6)</b>	<b>(66,4)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(875,2)</b>	<b>782,2</b>	<b>607,9</b>
Resultado Financeiro Líquido	(28,5)	(21,9)	(127,7)	(178,1)	(127,2)	3,1	(302,2)	(814,2)	(37,7)	1,8	(4,0)	1,5	(9,3)	(303,7)	9,7	(1.458,2)
<b>EBT</b>	<b>212,4</b>	<b>39,0</b>	<b>216,2</b>	<b>467,6</b>	<b>31,7</b>	<b>5,2</b>	<b>504,6</b>	<b>(584,3)</b>	<b>(612,1)</b>	<b>17,3</b>	<b>(44,5)</b>	<b>(65,3)</b>	<b>(18,8)</b>	<b>(1.310,6)</b>	<b>646,8</b>	<b>(1.466,9)</b>
Impostos Correntes	(27,8)	3,8	(56,5)	(80,6)	-	-	(80,6)	-	(0,6)	(3,3)	(4,8)	(0,1)	(2,1)	0,0	-	(91,6)
Impostos Diferidos	(4,1)	(6,5)	25,7	15,0	-	-	15,0	35,3	212,3	0,7	4,6	170,8	(3,0)	173,0	-	608,9
<b>Resultado Líq. Período</b>	<b>180,4</b>	<b>36,3</b>	<b>185,4</b>	<b>402,1</b>	<b>31,7</b>	<b>5,2</b>	<b>439,0</b>	<b>(549,0)</b>	<b>(400,4)</b>	<b>14,8</b>	<b>(44,7)</b>	<b>105,3</b>	<b>(23,9)</b>	<b>(1.137,6)</b>	<b>646,8</b>	<b>(949,7)</b>
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>117,0</b>	<b>117,0</b>
<b>Resultado Líq. Eneva</b>	<b>180,4</b>	<b>36,3</b>	<b>185,4</b>	<b>402,1</b>	<b>31,7</b>	<b>5,2</b>	<b>439,0</b>	<b>(549,0)</b>	<b>(400,4)</b>	<b>14,8</b>	<b>(44,7)</b>	<b>105,3</b>	<b>(23,9)</b>	<b>(1.137,6)</b>	<b>529,8</b>	<b>(1.066,6)</b>

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de - R\$ 2,2 milhões em EBITDA no 4T25 e de - R\$ 2,7 milhões no 4T24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE - 12M25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros <sup>1</sup>	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.467,2</b>	<b>824,9</b>	<b>2.840,2</b>	<b>7.132,3</b>	<b>1.332,2</b>	<b>(1.499,2)</b>	<b>6.965,3</b>	<b>4.266,6</b>	<b>1.408,3</b>	<b>130,3</b>	<b>430,1</b>	<b>8.831,7</b>	<b>555,0</b>	<b>0,0</b>	<b>(2.036,6)</b>	<b>20.550,6</b>
Deduções da Receita Bruta	(377,9)	(48,5)	(476,0)	(902,4)	(196,9)	274,8	(824,6)	(486,5)	(144,4)	(11,0)	(29,7)	(772,3)	(55,4)	0,1	189,3	(2.134,5)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>3.089,4</b>	<b>776,4</b>	<b>2.364,1</b>	<b>6.229,9</b>	<b>1.135,2</b>	<b>(1.224,4)</b>	<b>6.140,7</b>	<b>3.780,1</b>	<b>1.263,9</b>	<b>119,3</b>	<b>400,3</b>	<b>8.059,4</b>	<b>499,5</b>	<b>0,1</b>	<b>(1.847,3)</b>	<b>18.416,1</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(2.071,3)</b>	<b>(434,6)</b>	<b>(544,2)</b>	<b>(3.050,2)</b>	<b>(570,9)</b>	<b>1.224,4</b>	<b>(2.396,7)</b>	<b>(2.507,2)</b>	<b>(1.063,1)</b>	<b>(168,0)</b>	<b>(522,0)</b>	<b>(7.946,6)</b>	<b>(241,4)</b>	<b>0,0</b>	<b>1.833,5</b>	<b>(13.011,5)</b>
Depreciação e amortização	(255,0)	(152,1)	(45,4)	(452,5)	(281,7)	-	(734,2)	(396,0)	(437,6)	(52,7)	(124,1)	-	(45,4)	-	30,1	(1.759,9)
<b>Despesas Operacionais 1</b>	<b>(35,9)</b>	<b>(21,2)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(63,9)</b>	<b>(426,1)</b>	<b>10,5</b>	<b>(479,5)</b>	<b>(14,8)</b>	<b>(32,2)</b>	<b>(13,8)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(54,4)</b>	<b>(11,8)</b>	<b>(1.319,3)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>(1.951,3)</b>
SG&A e Despesas de Exploração <sup>2,3</sup>	(34,6)	(21,1)	(6,8)	(62,6)	(406,6)	10,5	(458,6)	(14,7)	(30,3)	(10,3)	(12,9)	(51,9)	(11,7)	(317,0)	(10,2)	(917,6)
Depreciação e amortização	(1,3)	(0,0)	(0,0)	(1,4)	(19,5)	-	(20,9)	(0,0)	(1,9)	(3,5)	(0,5)	(2,5)	(0,1)	(1.002,3)	(2,0)	(1.033,7)
<b>Outras receitas/despesas</b>	<b>33,1</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>29,8</b>	<b>(0,6)</b>	-	<b>29,2</b>	<b>328,1</b>	<b>0,5</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(0,0)</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(17,6)</b>	<b>(77,2)</b>	<b>5,5</b>	<b>266,5</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	-	-	-	-	-	<b>(264,4)</b>	<b>(264,4)</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>981,1</b>	<b>(6,5)</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>1.271,5</b>	<b>471,2</b>	<b>1.856,8</b>	<b>3.599,5</b>	<b>438,8</b>	<b>(253,9)</b>	<b>3.784,4</b>	<b>1.982,2</b>	<b>608,6</b>	<b>(6,6)</b>	<b>(10,4)</b>	<b>59,1</b>	<b>274,3</b>	<b>586,9</b>	<b>(771,8)</b>	<b>6.506,8</b>
Resultado Financeiro Líquido	(6,7)	(64,6)	5,1	(66,2)	(10,2)	2,2	(74,2)	37,2	(108,7)	1,6	(13,7)	(1,3)	(38,3)	(1.098,3)	14,5	(1.281,2)
<b>EBT</b>	<b>1.008,5</b>	<b>254,5</b>	<b>1.816,4</b>	<b>3.079,5</b>	<b>127,4</b>	<b>(251,7)</b>	<b>2.955,2</b>	<b>1.623,3</b>	<b>60,3</b>	<b>(61,2)</b>	<b>(148,8)</b>	<b>55,4</b>	<b>190,5</b>	<b>(1.513,6)</b>	<b>(729,2)</b>	<b>2.432,0</b>
Impostos Correntes	(136,3)	(8,7)	(20,2)	(165,1)	-	-	(165,1)	-	(8,1)	1,4	(18,2)	(11,1)	(4,3)	(14,5)	-	(219,9)
Impostos Diferidos	(24,1)	(12,5)	(2,2)	(38,7)	-	-	(38,7)	-	(8,6)	1,4	13,8	41,3	(1,3)	(528,4)	-	(520,5)
<b>Resultado Líq. Período</b>	<b>848,2</b>	<b>233,3</b>	<b>1.794,1</b>	<b>2.875,6</b>	<b>127,4</b>	<b>(251,7)</b>	<b>2.751,3</b>	<b>1.623,3</b>	<b>43,7</b>	<b>(58,4)</b>	<b>(153,2)</b>	<b>85,7</b>	<b>184,9</b>	<b>(2.056,5)</b>	<b>(729,2)</b>	<b>1.691,6</b>
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>534,1</b>	<b>534,1</b>
<b>Resultado Líq. Eneva</b>	<b>848,2</b>	<b>233,3</b>	<b>1.794,1</b>	<b>2.875,6</b>	<b>127,4</b>	<b>(251,7)</b>	<b>2.751,3</b>	<b>1.623,3</b>	<b>43,7</b>	<b>(58,4)</b>	<b>(153,2)</b>	<b>85,7</b>	<b>184,9</b>	<b>(2.056,5)</b>	<b>(1.263,2)</b>	<b>1.157,6</b>

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de - R\$ 12,5 milhões em EBITDA nos 12M25 e de - R\$ 12,7 milhões nos 12M24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

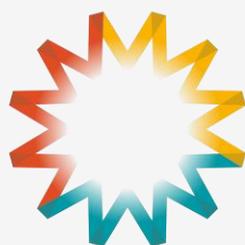
3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE - 12M24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros <sup>1</sup>	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.213,7</b>	<b>788,3</b>	<b>519,5</b>	<b>4.521,4</b>	<b>1.151,1</b>	<b>(1.198,1)</b>	<b>4.474,4</b>	<b>2.860,7</b>	<b>1.331,6</b>	<b>54,3</b>	<b>297,8</b>	<b>4.157,3</b>	<b>46,6</b>	<b>0,0</b>	<b>(420,0)</b>	<b>12.802,6</b>
Deduções da Receita Bruta	(460,0)	(83,1)	(72,5)	(615,6)	(156,6)	229,7	(542,4)	(324,3)	(138,5)	(6,0)	(19,5)	(460,4)	(5,1)	(0,1)	82,1	(1.415,1)
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.753,7</b>	<b>705,2</b>	<b>446,9</b>	<b>3.905,8</b>	<b>994,5</b>	<b>(968,4)</b>	<b>3.932,0</b>	<b>2.536,4</b>	<b>1.193,1</b>	<b>48,2</b>	<b>278,3</b>	<b>3.697,0</b>	<b>40,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(337,9)</b>	<b>11.387,5</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(1.627,3)</b>	<b>(420,5)</b>	<b>(101,3)</b>	<b>(2.149,0)</b>	<b>(352,8)</b>	<b>969,3</b>	<b>(1.532,6)</b>	<b>(1.445,4)</b>	<b>(811,5)</b>	<b>(24,6)</b>	<b>(316,8)</b>	<b>(3.587,3)</b>	<b>(40,7)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>325,0</b>	<b>(7.434,0)</b>
Depreciação e amortização	(185,4)	(154,1)	(6,8)	(346,3)	(129,6)	-	(476,0)	(392,8)	(210,6)	(3,1)	(111,5)	-	(7,7)	-	-	(1.201,7)
<b>Despesas Operacionais 1</b>	<b>(38,8)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(70,4)</b>	<b>(151,8)</b>	<b>8,5</b>	<b>(213,7)</b>	<b>(15,0)</b>	<b>(42,4)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(14,6)</b>	<b>(50,6)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(472,6)</b>	<b>(246,1)</b>	<b>(1.068,3)</b>
SG&A e Despesas de Exploração <sup>2,3</sup>	(37,9)	(28,9)	(2,7)	(69,4)	(136,9)	8,5	(197,8)	(15,1)	(41,1)	(8,1)	(14,2)	(49,1)	(4,9)	(241,6)	(8,5)	(580,3)
Depreciação e amortização	(1,0)	(0,0)	(0,1)	(1,1)	(14,9)	-	(16,0)	0,1	(1,3)	(0,1)	(0,5)	(1,5)	(0,2)	(231,0)	(237,6)	(488,0)
<b>Outras receitas/despesas</b>	<b>(5,4)</b>	<b>(1,5)</b>	<b>1,1</b>	<b>(5,9)</b>	<b>4,8</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(7,4)</b>	<b>(634,2)</b>	<b>0,1</b>	<b>(9,8)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>(14,6)</b>	<b>(8,4)</b>	<b>(688,5)</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>318,9</b>	<b>15,2</b>
<b>EBITDA ICVM 527/12</b>	<b>1.268,5</b>	<b>408,4</b>	<b>350,9</b>	<b>2.027,8</b>	<b>639,2</b>	<b>8,5</b>	<b>2.675,5</b>	<b>1.461,3</b>	<b>(83,1)</b>	<b>18,7</b>	<b>49,1</b>	<b>58,7</b>	<b>(7,7)</b>	<b>62,5</b>	<b>(333,4)</b>	<b>3.901,6</b>
Resultado Financeiro Líquido	(137,2)	(74,4)	(127,7)	(339,3)	(158,9)	3,9	(494,3)	(1.647,6)	(153,6)	1,8	(27,4)	6,3	(12,0)	(1.243,7)	8,8	(3.561,7)
<b>EBT</b>	<b>945,0</b>	<b>179,9</b>	<b>216,2</b>	<b>1.341,1</b>	<b>335,8</b>	<b>12,4</b>	<b>1.689,3</b>	<b>(579,0)</b>	<b>(448,6)</b>	<b>17,3</b>	<b>(90,4)</b>	<b>63,4</b>	<b>(27,6)</b>	<b>(1.412,2)</b>	<b>(562,2)</b>	<b>(1.349,8)</b>
Impostos Correntes	(110,5)	(11,5)	(56,5)	(178,5)	-	-	(178,5)	-	(8,1)	(3,3)	(16,2)	(21,1)	(2,1)	(8,5)	-	(237,9)
Impostos Diferidos	(39,1)	(14,8)	25,7	(28,3)	-	-	(28,3)	(43,0)	186,7	0,7	4,2	36,1	(0,9)	1.981,5	-	2.137,1
<b>Resultado Líq. Período</b>	<b>795,3</b>	<b>153,6</b>	<b>185,4</b>	<b>1.134,3</b>	<b>335,8</b>	<b>12,4</b>	<b>1.482,5</b>	<b>(621,9)</b>	<b>(270,0)</b>	<b>14,8</b>	<b>(102,4)</b>	<b>78,5</b>	<b>(30,6)</b>	<b>560,8</b>	<b>(562,2)</b>	<b>549,4</b>
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>507,5</b>	<b>507,5</b>
<b>Resultado Líq. Eneva</b>	<b>795,3</b>	<b>153,6</b>	<b>185,4</b>	<b>1.134,3</b>	<b>335,8</b>	<b>12,4</b>	<b>1.482,5</b>	<b>(621,9)</b>	<b>(270,0)</b>	<b>14,8</b>	<b>(102,4)</b>	<b>78,5</b>	<b>(30,6)</b>	<b>560,8</b>	<b>(1.069,7)</b>	<b>42,0</b>

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de - R\$ 12,5 milhões em EBITDA nos 12M25 e de - R\$ 12,7 milhões nos 12M24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.



**eneva**

**ENEVA S.A.**

Praia de Botafogo, 501 | Torre Corcovado, sala 404 B  
Rio de Janeiro (RJ) | CEP: 22.250-040

[ri@eneva.com.br](mailto:ri@eneva.com.br)  
[ri.eneva.com.br](http://ri.eneva.com.br)

# EARNINGS

## RELEASE **4Q25 & 2025**



### 4Q25 & 2025 Earnings Conference Call

Friday, March 6<sup>th</sup>, 2026

8:00 a.m. (US EST) / 10:00 (BRT)

[Click here](#) to register for the call



ri.eneva.com.br



Rio de Janeiro, March 5<sup>th</sup>, 2026 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) (“Company” or “Eneva”), an integrated power generation company, with complementary businesses in electric power generation and trading, hydrocarbon exploration and production, and other activities in Brazil’s natural gas chain, announces today the results for the fourth quarter and full year ended December 31<sup>st</sup>, 2025 (“4Q25”)(“2025”). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

### ENEVA DISCLOSES RESULTS FOR THE FOURTH QUARTER & YEAR 2025

- **Consolidated EBITDA reaches R\$1,487.7 million in 4Q25, R\$879.8 million higher than in 4Q24**, despite the one-off effect of R\$207.8 million on G&G expenses concentrated in 4Q25;
- **Consolidated EBITDA reaches R\$6,506.8 million in 2025, R\$2,605.1 million higher than in 2024**, an increase of R\$ 1,970.4 million vs. Adjusted EBITDA in 2024;
- **Results reflect the materialization of important growth avenues, including the ramp-up of new business models in the gas chain**, the contribution of assets acquired in 4Q24, and the start of Parnaíba VI, Parnaíba IV, Geramar I and II, and Viana TPPs regulated contracts.

### 4Q25 & 2025 HIGHLIGHTS

- Consolidated EBITDA reaches R\$1,487.7 million in 4Q25 and R\$6,506.8 million in 2025, driven by the Company’s operational performance and materialization of important growth avenues;
- EBITDA from the Sergipe Hub grows R\$38.5 million in 4Q25 and R\$520.8 million in 2025, primarily reflecting the Hub’s connection to the grid and the structuring of opportunistic transactions in the gas and LNG markets, leveraging the existing contract portfolio and price arbitrage opportunities in a dynamic environment;
- Off-Grid Gas Trading segment contributes EBITDA of R\$73.4 million in 4Q25 and R\$274.3 million in 2025, reflecting the ramp-up of LNG sales contracts after the COD of the first two liquefaction trains in 1Q25. Construction works for the third train, which will increase Parnaíba’s liquefaction capacity by 50%, remain on schedule;
- Full contribution in 4Q25 and 2025 from the results of the gas-fired thermal generation assets acquired in 4Q24, with EBITDA growth of R\$142.8 million and R\$1,505.9 million compared to same periods in 2024;
- Start of the Parnaíba VI TPP CCEAR in 1Q25, and the CRCAPs for the Viana TPP in August 2025 and the Parnaíba IV and Geramar I and II TPPs in October 2025, following the successful early execution of the 2021 LRCAP contracts;
- Ongoing thermal dispatch of the portfolio’s TPPs in 1Q26, with gross generation reaching approximately 2,700 GWh during the first 2 months of 2026 – 1,500 GWh of which from own<sup>1</sup> gas assets, underscoring the importance of Eneva’s portfolio for the reliability and security of Brazil’s energy system;
- Leverage at 2.6x at the end of 4Q25 (-0.1x vs. 3Q25 and +0.2x vs. 4Q24), with disbursement of R\$606.2 million in 4Q25 from FDA/BASA for the Azulão 950 project, improving the Company’s capital structure and reducing its average debt cost vs. 4Q24;
- As subsequent events to the quarter, the highlights include:
  - Eneva’s 14<sup>th</sup> Debenture Issue, raising R\$2.4 billion in two tranches: (i) the first with a 10-year maturity and IPCA rate + 6.71% p.y.; and (ii) the second with a 15-year maturity and IPCA rate + 6.67% p.y. Proceeds will be allocated to the Azulão 950 Project;
  - Eneva received an amount of R\$293.1 million as a result of a final settlement agreement with construction and assembly service suppliers, extinguishing previous arbitration proceedings;
  - Release of new Reserve Certification Report for the Parnaíba Basin, referring to December 31<sup>st</sup>, 2025, reaching RRR<sup>2</sup> of 111% compared to the balance on December 31<sup>st</sup>, 2023, with total incorporation of 3.52 bcm of reserves and consumption of 3.16 bcm in the period (2 years);
  - Publication of the ceiling prices for the eight different products under the 2026 LRCAP, scheduled for March 18<sup>th</sup>, 2026, considering new natural gas plants, with 15-year supply term, and existing assets, including coal-fired plants, within a 10-year term. This represents a strategic opportunity for re-contracting existing assets and developing the Company’s project pipeline, enabling long-term value creation and faster implementation of Eneva’s Business Plan.

### MAIN INDICATORS

Consolidated (R\$ million)	4Q25	4Q24	Var. %	2025	2024	Var. %
Net Operating Revenues	6,050.5	4,858.6	24.5%	18,416.1	11,387.5	61.7%
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>1,487.7</b>	<b>607.9</b>	<b>144.7%</b>	<b>6,506.8</b>	<b>3,901.7</b>	<b>66.8%</b>
EBITDA Margin (%)	24.6%	12.5%	12.1 p.p.	35.3%	34.3%	1.1 p.p.
Eneva Net Income	57.0	(1,066.5)	N/A	1,157.6	42.0	2,655.3%
Investments (Accrual basis)	2,083.4	1,124.0	85.4%	6,111.7	3,315.6	84.3%
Operating Cash Flow	1,317.7	1,139.9	15.6%	5,669.8	4,476.8	26.6%
Net Debt (R\$ Billion) <sup>3</sup>	17.0	13.5	25.4%	17.0	13.5	25.4%
Net Debt/EBITDA LTM <sup>4</sup>	2.61x	2.42x	+0.19x	2.61x	2.42x	+0.19x

#### Notes

<sup>1</sup> The figures for 1Q26 refer to preliminary values from ONS (National System Operator), which will be validated later.

<sup>2</sup> RRR: Reserve Replacement Ratio.

<sup>3</sup> The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.

<sup>4</sup> Ratio calculated considering the accumulated EBITDA as per the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months and, in 4Q25, considers the 12-month EBITDA result of the assets acquired in 4Q24, including pre-acquisition, as per the conditions of covenants approved by the Company’s creditors at the General Meetings of Debenture Holders in 2022.

## OPERATIONAL PERFORMANCE

Operational Data					
Upstream	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24
<b>Parnaíba</b>					
Production (bcm of natural gas)	<b>0.63</b>	0.63	0.31	0.15	0.53
Remaining reserves (bcm of natural gas)	<b>37.9</b>	35.0	35.7	36.0	36.1
<b>Amazonas</b>					
Production (bcm of natural gas)	<b>0.06</b>	0.06	0.06	0.06	0.06
Remaining reserves (bcm of natural gas)	<b>9.6</b>	9.6	9.7	9.8	9.8
<b>Off-Grid Gas Trading: SSLNG<sup>5</sup></b>					
<b>Parnaíba</b>					
Produced volume (MM m <sup>3</sup> of natural gas) <sup>6</sup>	<b>15.1</b>	15.8	24.6	19.9	5.4
Sold volume (MM m <sup>3</sup> of natural gas) <sup>7</sup>	<b>37.8</b>	36.6	35.7	28.5	5.4
<b>Gas Thermal Generation - Parnaíba</b>					
<b>Parnaíba I TPP</b>					
Availability (%)	<b>97%</b>	100%	97%	100%	98%
Dispatch (%)	<b>84%</b>	78%	32%	7%	66%
Net Generation (GWh)	<b>1,110</b>	1,070	455	108	939
Gross Generation (GWh)	<b>1,161</b>	1,114	473	114	984
<b>Parnaíba II TPP</b>					
Availability (%)	<b>96%</b>	100%	99%	84%	95%
Dispatch (%) <sup>8</sup>	<b>97%</b>	91%	52%	32%	92%
Net Generation (GWh)	<b>994</b>	989	553	346	998
Gross Generation (GWh)	<b>1,044</b>	1,036	582	363	1,047
<b>Parnaíba III and Parnaíba VI TPP<sup>9</sup></b>					
Availability (%)	<b>95%</b>	100%	93%	100%	100%
Dispatch (%)	<b>62%</b>	81%	32%	15%	45%
Net Generation (GWh)	<b>345</b>	460	180	66	169
Gross Generation (GWh)	<b>364</b>	483	191	68	176

### Notes

<sup>5</sup> The data is reported as of 4Q24, upon the COD of the Parnaíba liquefaction plants with 50% of their liquefaction capacity of 600,000 m<sup>3</sup>/d by mid-December 2024. The COD of the remaining 50% started in mid-February 2025. The total volume sold from the plant will remain in a phased ramp-up through 2027.

<sup>6</sup> The volume of natural gas produced for Off-Grid Gas Trading is included in the total gas production volume of the Parnaíba Basin, as shown in Upstream.

<sup>7</sup> The total volume sold may differ from the produced volume, due to take-or-pay clauses, reflecting the minimum values of the annual commitment or those actually produced, if these are higher than the annual minimum.

<sup>8</sup> The period of contractual inflexibility of the Parnaíba II TPP was established at 100% in January and 100% between August and December of 2024 and 2025.

<sup>9</sup> As of 1Q25, operating data for Parnaíba III TPP includes Parnaíba VI TPP, reflecting the closing cycle of natural gas generating units' single cycle (Parnaíba III TPP), following the COD of the steam turbine generating units (Parnaíba VI) on March 5<sup>th</sup>, 2025.

<b>Parnaíba IV TPP</b>	<b>4Q25</b>	<b>3Q25</b>	<b>2Q25</b>	<b>1Q25</b>	<b>4Q24</b>
Availability (%)	<b>100%</b>	100%	100%	98%	96%
Dispatch (%)	<b>2%</b>	26%	11%	0%	44%
Net Generation (GWh)	<b>2</b>	31	14	0	51
Gross Generation (GWh)	<b>2</b>	32	14	0	53
<b>Parnaíba V TPP</b>					
Availability (%)	<b>60%</b>	60%	55% <sup>10</sup>	100%	99%
Dispatch (%)	<b>54%</b>	46%	6%	9%	71%
Net Generation (GWh)	<b>386</b>	341	39	65	543
Gross Generation (GWh)	<b>418</b>	367	43	68	573
<b>Gas Thermal Generation - Roraima</b>					
<b>Jaguarica II TPP</b>					
Availability (%)	<b>96%</b>	100%	100%	99%	91%
Dispatch (%)	<b>71%</b>	78%	76%	81%	83%
Net Generation (GWh)	<b>196</b>	207	201	211	224
Gross Generation (GWh)	<b>205</b>	217	209	221	234
<b>Gas Thermal Generation – Third-party LNG</b>					
<b>Porto de Sergipe I TPP (Sergipe Hub)</b>					
Availability (%)	<b>95%</b>	88%	84%	99%	92%
Dispatch (%)	<b>52%</b>	1%	0%	0%	4%
Net Generation (GWh)	<b>1,682</b>	43	4	0	145
Gross Generation (GWh)	<b>1,756</b>	46	5	0	155
<b>Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 TPPs (PCS - CER)<sup>11</sup></b>					
Availability (%)	<b>100%</b>	100%	100%	96%	100%
Dispatch (%)	<b>2%</b>	1%	3%	1%	2%
Net Generation (GWh)	<b>7</b>	3	12	3	5
Gross Generation (GWh)	<b>7</b>	4	12	3	5
<b>LORM TPP<sup>11</sup></b>					
Availability (%)	<b>98%</b>	100%	100%	94%	98%
Dispatch (%)	<b>77%</b>	1%	1%	0%	34%
Net Generation (GWh)	<b>336</b>	3	3	1	145
Gross Generation (GWh)	<b>345</b>	3	3	1	145

**Notes**

<sup>10</sup> Availability of Parnaíba V TPP in 2Q25 was impacted by scheduled maintenance that started on May 18<sup>th</sup>, 2025 and was completed on June 23<sup>rd</sup>, 2025.

<sup>11</sup> For better comparison across quarters, the tables include operational results for periods prior to the closing of the acquisitions of the Linhares, Tevisa and Povoação TPPs, which became part of Eneva's portfolio on October 25<sup>th</sup>, 2024, as well as the Gera Maranhão TPPs, which joined the Company's portfolio on a partial basis (50%) on November 14<sup>th</sup>, 2024 and then fully (100%) on December 14<sup>th</sup>, 2024, when their respective acquisition processes came to a conclusion. Generation from these assets only pertains to Eneva as from the closing dates of their acquisitions. Generation data for Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 TPPs is included in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at <https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/interactive-spreadsheets/>.

Coal Thermal Generation	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24
<b>Itaqui and Pecém II TPPs<sup>12</sup></b>					
Availability (%)	<b>70%</b>	97%	98%	81%	82%
Dispatch (%)	<b>40%</b>	28%	0%	0%	30%
Net Generation (GWh)	<b>518</b>	399	0	2	420
Gross Generation (GWh)	<b>586</b>	449	0	3	473
Total Coal Inventory – Beginning of Period (kt)	<b>116</b>	294	295	296	231
Total Coal Inventory – End of Period (kt)	<b>243</b>	116	294	295	296
<b>Oil Thermal Generation<sup>11,13</sup></b>					
Oil Thermal Generation <sup>11,13</sup>	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24
<b>Viana and Geramar I and II TPPs</b>					
Availability (%)	<b>100%</b>	99%	100%	43%	98%
Dispatch (%)	<b>0%</b>	0%	0%	0%	5%
Net Generation (GWh)	<b>0</b>	0	0	0	35
Gross Generation (GWh)	<b>0</b>	0	0	0	37
<b>Solar Generation</b>					
Solar Generation	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24
<b>Futura 1 Solar Complex</b>					
Availability (%)	<b>98%</b>	98%	98%	98%	78%
Capacity Factor (%) <sup>14</sup>	<b>31%</b>	32%	28%	28%	33%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	<b>-131</b>	-173	-69	-81	-49
Gross Generation after Restriction (GWh)	<b>339</b>	304	340	337	338
Net Generation (GWh)	<b>337</b>	301	338	334	336

Operational data for each asset is available on the Investor Relations website in the [Interactive Spreadsheets](#) section.

Source: ONS, CCEE, Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses. The generation data for the current quarter also considers provision amounts to be confirmed later.

#### Notes

<sup>12</sup> Generation data for Itaqui and Pecém II plants is included in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at <https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/interactive-spreadsheets/>.

<sup>13</sup> The CCEARs for the Viana and Geramar I and II TPPs ended in December 2024. These TPPs were authorized by the ONS to generate merchant power until the start of their respective regulated contracts under the 2021 Capacity Reserve Auction, in August 2025 and October 2025, respectively. Generation data for Viana and Geramar I and II TPPs is included in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at <https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/interactive-spreadsheets/>.

<sup>14</sup> The capacity factor seeks to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers the generation of the quarter, adjusted to include frustrated generation due to restrictions in the period, regarding the operational installed capacity (adjusted for availability).

## FINANCIAL PERFORMANCE

Consolidated	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>6,050.5</b>	<b>4,858.6</b>	<b>24.5%</b>	<b>18,416.1</b>	<b>11,387.5</b>	<b>61.7%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(4,163.1)</b>	<b>(3,396.2)</b>	<b>22.6%</b>	<b>(11,251.6)</b>	<b>(6,232.3)</b>	<b>80.5%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(367.1)</b>	<b>(160.8)</b>	<b>128.3%</b>	<b>(917.6)</b>	<b>(580.3)</b>	<b>58.1%</b>
SG&A	(159.3)	(111.9)	42.4%	(515.7)	(450.1)	14.6%
SOP/Long Term Incentive	(22.8)	(18.7)	21.4%	(94.8)	(79.0)	20.0%
Other Expenses	(136.6)	(93.1)	46.7%	(420.9)	(371.1)	13.4%
Exploration Expenses, G&G	(207.8)	(48.9)	324.7%	(402.0)	(130.2)	208.7%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(19.8)	-	N/A	(67.9)	(23.2)	192.5%
<b>Depreciation and Amortization Costs</b>	<b>(515.3)</b>	<b>(333.4)</b>	<b>54.6%</b>	<b>(1,759.9)</b>	<b>(1,201.7)</b>	<b>46.5%</b>
<b>Depreciation and Amortization Expenses</b>	<b>(301.2)</b>	<b>(283.2)</b>	<b>6.4%</b>	<b>(1,033.7)</b>	<b>(488.0)</b>	<b>111.8%</b>
Capital Gains, Losses and Goodwill	(220.1)	(56.3)	290.8%	(884.7)	(234.0)	278.0%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(30.2)</b>	<b>(697.1)</b>	<b>-95.7%</b>	<b>260.5</b>	<b>(680.1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Equity Income</b>	<b>(2.3)</b>	<b>3.5</b>	<b>N/A</b>	<b>(0.6)</b>	<b>6.8</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>1,487.7</b>	<b>607.9</b>	<b>144.7%</b>	<b>6,506.8</b>	<b>3,901.7</b>	<b>66.8%</b>
<b>Adjusted EBITDA (ex-Impairment)<sup>15</sup></b>	<b>1,487.7</b>	<b>1,242.7</b>	<b>19.7%</b>	<b>6,506.8</b>	<b>4,536.3</b>	<b>43.4%</b>
Net Financial Result	(403.1)	(1,458.2)	-72.4%	(1,281.2)	(3,561.7)	-64.0%
<b>EBT</b>	<b>268.1</b>	<b>(1,466.8)</b>	<b>N/A</b>	<b>2,432.0</b>	<b>(1,349.8)</b>	<b>N/A</b>
Current taxes	(25.9)	(91.6)	-71.7%	(219.9)	(237.9)	-7.6%
Deferred taxes	(50.1)	608.9	N/A	(520.5)	2,137.1	N/A
<b>Net Income for the Period</b>	<b>192.1</b>	<b>(949.6)</b>	<b>N/A</b>	<b>1,691.6</b>	<b>549.5</b>	<b>207.9%</b>
Net Income - Minority Interest	135.1	117.0	15.5%	534.1	507.5	5.2%
<b>Eneva Net Income</b>	<b>57.0</b>	<b>(1,066.5)</b>	<b>N/A</b>	<b>1,157.6</b>	<b>42.0</b>	<b>2,655.3%</b>

Eneva ended 4Q25 with EBITDA of R\$1,487.7 million, a significant advance of R\$879.8 million compared to 4Q24, and R\$245.1 million versus 4Q24 EBITDA, adjusted to exclude the impact from impairment recorded in that period. The 4Q25 result underscores the portfolio assets' operational performance, mainly driven by the Parnaíba Complex TPPs merit dispatch, the early start of the 2021 Capacity Reserve Auction contracts ("2021 LRCAP") of Viana, Geramar I and II and Parnaíba IV TPPs and the performance of the Off-Grid gas trading business model, with partial COD by late 4Q24.

The key highlights behind the EBITDA growth in 4Q25 versus 4Q24 include:

- R\$657.8 million growth in the coal-fired generation assets' EBITDA, mainly due to the booking of R\$634.7 million related to losses due to expected recoverability of these assets (impairment) in 4Q24. The determining factor for this result was the assumptions regarding the re-contracting of these plants, considering the conversion of the plants to natural gas, at that time impacted by the plan for converting the plants to natural gas, given the lack of visibility regarding an auction maintaining coal as fuel at that time;
- R\$142.8 million growth in the gas-fired generation assets' EBITDA of Linhares, Tevisa and Povoação TPPs<sup>16</sup> and R\$39.5 million growth in oil-fired assets' EBITDA, mainly driven by the like-for-like basis effect of the periods, since plants' results were booked on a pro-rata basis in 4Q24, following the conclusion of these assets' acquisition between October and December 2024. Additionally, regarding Oil-Fired Generation assets, the 2021 LRCAP regulated contracts, originally scheduled to commence in the beginning of 2026, had their effectiveness period brought forward to August 2025 for Viana TPP and to October 2025 for Geramar I and II TPPs, contributing to 4Q25 results;
- Increase of R\$75.2 million in the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA, after the COD of liquefaction plants between 4Q24 and mid-1Q25, with sales volume expected to grow gradually by 2027;
- Increase of R\$72.3 million in the energy trading segment's EBITDA reflecting the trading margin advance in the period;

### Notes

<sup>15</sup> Adjusted EBITDA excludes the non-cash accounting effect of R\$634.7 million related to impairment tests for the Itaqui and Pecém II TPPs, accounted for in December 2024.

<sup>16</sup> It should be noted that Linhares, Tevisa, and Povoação were merged into Eneva S.A. in January 2025.

- Increase of R\$38.5 million in the Sergipe Hub's EBITDA, mainly driven by the fixed revenue readjustment at Porto de Sergipe I TPP and the performance of trading operations aimed at reestablishing commercial backing.

Conversely, the positive performance of EBITDA in 4Q25 was partially offset by the following effects:

- Upstream segment's EBITDA declined by R\$123.5 million, impacted by higher exploration expenses mainly related to seismic campaigns in the Amazon and Paraná basins, which increased by R\$158.9 million in the year-over-year comparison. Excluding exploration expenses in both periods, the segment's EBITDA would grow by R\$35.4 million, boosted by higher generation results;
- R\$32.6 million decline in Holding & Other's EBITDA (ex-equity income), mainly reflecting higher SG&A expenses in the period.

In 4Q25, Depreciation and Amortization ("D&A"), including costs and expenses, totaled negative R\$816.6 million, an increase of R\$199.9 million compared to 4Q24, impacted mainly by the assets acquired in 4Q24, in addition to the COD of assets in 2025. Out of total D&A: (i) negative R\$144.5 million refer to the amortization of capital gains and losses and goodwill of the assets acquired in 4Q24 (negative R\$15.2 million were deductible for IRPJ/CSL purposes); (ii) R\$71.1 million are one-off retroactive costs related to the transfer of assets under construction to assets in service in the Upstream segment in the period; and (iii) R\$59.1 million in the coal-fired generation segment referring to the application of accelerated booking depreciation of certain components of the plants that would not be reused in the scenario of replacing their fuel source with natural gas.

In 4Q25, the net financial result improved R\$1,055.1 million versus 4Q24, totaling negative R\$403.1 million, as explained in the financial results section.

Finally, current and deferred taxes totaled R\$76.0 million in 4Q25, a year-over-year increase mainly reflecting the Deferred Taxes, highlighting: (i) R\$216.0 million, related to the provision for coal-fired segment's asset impairment, a non-recurring effect from 2024; (ii) R\$110.6 million referring to FX variations on the FSRU lease agreement, booked at the Holding; and (iii) R\$330.8 million, related to the constitution of deferred tax liabilities connected with the fair value of energy trading contracts. Conversely, current taxes declined R\$65.7 million in the year-over-year comparison, reflecting the incorporation of Espírito Santo's thermal plants acquired in 4Q24 into Eneva S.A. This initiative allowed offsetting their positive results with the Parent Company's expenses, besides using the accumulated tax loss balance, limited to 30% of taxable profit.

As a result, Eneva's consolidated net income totaled R\$57.0 million in 4Q25, R\$1,123.5 million higher than in 4Q24.

## CONSOLIDATED CASH FLOW

Free Cash Flow	4Q25	4Q24	Abs. Var.	2025	2024	Abs. Var.
(R\$ million)						
<b>Beginning of Period Cash Position<sup>17</sup></b>	<b>3,937.3</b>	<b>2,123.1</b>	<b>1,814.2</b>	<b>3,866.3</b>	<b>2,592.6</b>	<b>1,273.7</b>
<b>(+) Cash Flow from Operating Activities (OCF)</b>	<b>1,317.7</b>	<b>1,139.9</b>	<b>177.8</b>	<b>5,669.8</b>	<b>4,476.8</b>	<b>1,193.0</b>
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,487.7	607.9	879.8	6,506.8	3,901.7	2,605.1
Var. in Working Capital	(200.8)	738.4	(939.2)	(495.1)	922.8	(1,417.8)
Income Tax and Social Contribution	(70.6)	(135.9)	65.3	(261.1)	(288.0)	26.9
Var. in Other Assets & Liabilities	101.3	(70.5)	171.9	(80.9)	(59.5)	(21.4)
<b>(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)</b>	<b>(1,870.1)</b>	<b>(1,582.6)</b>	<b>(287.5)</b>	<b>(5,781.5)</b>	<b>(3,304.9)</b>	<b>(2,476.6)</b>
<b>(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)</b>	<b>(734.1)</b>	<b>2,185.9</b>	<b>(2,920.0)</b>	<b>(1,103.8)</b>	<b>101.7</b>	<b>(1,205.6)</b>
Debt Funding/Disbursements	606.2	618.7	187.5	3,332.2	3,428.3	(96.0)
Principal Amortization <sup>18</sup>	(601.3)	(1,098.1)	496.8	(1,555.9)	(6,463.6)	4,907.8
Interest Amortization <sup>18</sup>	(367.7)	(282.4)	(85.3)	(1,499.9)	(1,622.6)	122.7
Lease	(98.3)	(109.5)	11.2	(401.7)	(425.6)	23.9
Others	(273.0)	3,057.2	(3,530.1)	(978.7)	5,185.3	(6,164.0)
<b>(=) Total Cash Generation in the Period</b>	<b>(1,286.5)</b>	<b>1,743.1</b>	<b>(3,029.6)</b>	<b>(1,215.6)</b>	<b>1,273.6</b>	<b>(2,489.2)</b>
<b>End of Period Cash Position<sup>17</sup></b>	<b>2,650.9</b>	<b>3,866.3</b>	<b>(1,215.4)</b>	<b>2,650.9</b>	<b>3,866.3</b>	<b>(1,215.4)</b>

In 4Q25, the Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,317.6 million, driven by the quarterly operating result and the change in "Other assets and liabilities," whose positive effect mainly reflected revenues received referring to the LNG load optimization operation at the Porto de Sergipe I TPP.

On the other hand, the positive effects on the CFO were mainly mitigated by:

- Working capital negative variation of R\$200.8 million, resulting from various effects, notably movements in accounts receivable and payable; and
- IRPJ and CSL payments totaled R\$70.6 million in 4Q25, mainly concentrated in the Parnaíba Complex, due to the plants thermal dispatch, and in Eneva S.A., reflecting Trading Desk operations and regulated revenues from the plants consolidated in SPE – Porto de Sergipe I and Espírito Santo TPPs.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$1,870.1 million in 4Q25, resulting mainly from the following disbursements:

- R\$786.6 million referring to the Holding's various projects, including the acquisition of critical long-term generation equipment for Eneva's thermal projects pipeline, with a focus on the capacity reserve auction;
- R\$745.6 million allocated to the Azulão 950 project;
- R\$148.7 million referring to exploration and development activities in the Amazonas and Parnaíba basins;
- R\$ 60.2 million allocated to the Off-Grid Gas Trading segment (SSLNG) at the Parnaíba Complex; and
- R\$ 27.7 million referring to remaining payments connected with the implementation of the Parnaíba VI TPP.

In 4Q25, the Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a consumption of R\$734.1 million, mainly due to the following impacts:

- Amortization of principal, interest payment, net of release of escrow accounts related to financing, totaling R\$969.0 million, following mostly the expected debt payment schedule;
- Payments of R\$98.3 million in lease, of which R\$79.8 million refer to the lease of the Sergipe Hub's FSRU and tugboat;
- Payments of R\$273.0 million under the "Other" line, mainly reflecting: (i) payments of R\$68.3 million in principal and interest related to the receivables partial anticipation from the Itaqui and Pecém II TPPs; (ii) R\$203.1 million as net operating result referring to preferred shares in Eneva Participações III S.A. subsidiary;
- Mainly mitigated by disbursements totaling R\$606.2 million to the FDA/BASA, related to the financing for the Azulão 950 Project, as detailed in the Indebtedness section.

As a result, Eneva ended 4Q25 with a consolidated free cash balance of R\$2,650.9 million, a decrease of R\$1,286.5 million versus a cash position at the end of 3Q25 and R\$1,215.4 million lower than the cash balance at the end of 4Q24.

### Notes

<sup>17</sup> Includes cash, cash equivalents, and securities.

<sup>18</sup> In addition to interest and principal repayments, this line item includes transactions involving earmarked deposits that have been established or released for principal and interest payments.

## ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE BY **SEGMENT**

### ► Gas-Fired Thermal Generation - Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, which owns Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV and Parnaíba VI TPPs.

Income Statement – Parnaíba Generation <sup>19</sup>	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>989.4</b>	<b>879.8</b>	<b>12.5%</b>	<b>3,467.2</b>	<b>3,213.7</b>	<b>7.9%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>567.4</b>	<b>510.3</b>	<b>11.2%</b>	<b>2,204.1</b>	<b>1,993.9</b>	<b>10.5%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>422.0</b>	<b>369.5</b>	<b>14.2%</b>	<b>1,263.1</b>	<b>1,219.8</b>	<b>3.6%</b>
Contractual	305.0	158.8	92.0%	780.1	350.0	122.9%
Spot Market	117.0	210.7	-44.5%	483.0	869.7	-44.5%
Exports	(0.1)	24.5	N/A	104.4	508.0	-79.4%
Trading	(14.7)	52.8	N/A	16.8	89.5	-81.2%
Reestablishment of commercial backing (FID)	3.0	-	N/A	10.9	-	N/A
Others	128.8	133.3	-3.4%	350.8	272.3	28.8%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(99.2)</b>	<b>(95.4)</b>	<b>3.9%</b>	<b>(377.9)</b>	<b>(460.0)</b>	<b>-17.8%</b>
Fixed Revenues Return	0.0	(7.4)	N/A	(30.5)	(137.3)	-77.8%
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>890.2</b>	<b>784.4</b>	<b>13.5%</b>	<b>3,089.4</b>	<b>2,753.7</b>	<b>12.2%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(644.7)</b>	<b>(531.6)</b>	<b>21.3%</b>	<b>(2,071.3)</b>	<b>(1,627.3)</b>	<b>27.3%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(174.5)</b>	<b>(159.9)</b>	<b>9.1%</b>	<b>(656.3)</b>	<b>(609.5)</b>	<b>7.7%</b>
Transmission and regulatory charges	(63.8)	(55.7)	14.6%	(239.7)	(211.3)	13.4%
O&M	(41.3)	(38.1)	8.5%	(139.0)	(133.4)	4.2%
GTU fixed lease	(69.4)	(66.2)	4.8%	(277.6)	(264.7)	4.9%
<b>Variable Costs</b>	<b>(400.2)</b>	<b>(319.0)</b>	<b>25.4%</b>	<b>(1,160.1)</b>	<b>(832.4)</b>	<b>39.4%</b>
Fuel (natural gas)	(262.8)	(232.8)	12.9%	(707.2)	(605.1)	16.9%
Gas distribution tariff	(21.0)	(17.7)	18.3%	(55.0)	(47.1)	16.7%
GTU variable lease	(68.5)	(27.0)	154.2%	(160.4)	(94.6)	69.6%
Trading <sup>20</sup>	(40.9)	(40.3)	1.5%	(169.1)	(80.1)	111.1%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(2.7)	-	N/A	(51.8)	-	N/A
Others	(4.4)	(1.3)	232.9%	(16.6)	(5.5)	201.3%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(70.0)</b>	<b>(52.6)</b>	<b>33.1%</b>	<b>(255.0)</b>	<b>(185.4)</b>	<b>37.5%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(12.3)</b>	<b>(10.2)</b>	<b>20.2%</b>	<b>(35.9)</b>	<b>(38.8)</b>	<b>-7.5%</b>
SG&A	(11.8)	(10.0)	18.2%	(34.6)	(37.9)	-8.6%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.2)	116.9%	(1.3)	(1.0)	35.8%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(7.1)</b>	<b>(1.7)</b>	<b>327.2%</b>	<b>33.1</b>	<b>(5.4)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>296.6</b>	<b>293.8</b>	<b>1.0%</b>	<b>1,271.5</b>	<b>1,268.5</b>	<b>0.2%</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>33.3%</b>	<b>37.5%</b>	<b>-4.1 p.p.</b>	<b>41.2%</b>	<b>46.1%</b>	<b>-4.9 p.p.</b>

The Parnaíba Complex's TPPs fixed revenues surged 11.2% in 4Q25, in relation to same period last year, driven by three main factors: (i) start of the Parnaíba VI TPP regulated contract in 1Q25, with incremental fixed revenues of R\$22.6 million in 4Q25; (ii) early start of the Parnaíba IV TPP CRCAP, originally scheduled for July 2026 and brought forward to October 2025, adding incremental fixed revenues of R\$9.8 million to the quarter; and (iii) contractual readjustment by IPCA, applied in November 2025 to other plants of the Complex, as provided for in regulated contracts in force, with a R\$24.7 million increase.

#### Notes

<sup>19</sup> The segment's results are considered within the "Gas-Fired Power Plants" activity in the accounting figures disclosed in the Quarterly Financial Information.

<sup>20</sup> In addition to trading costs, it considers energy purchase transactions based on the specific needs of the assets during the quarter.

Fixed costs rose 9.1% in 4Q25 over 4Q24 totaling R\$174.5 million, mainly reflecting TUST cost and regulatory charges, both due to annual readjustments and additional costs related to the COD of Parnaíba VI TPP and O&M costs.

As a result, the fixed margin of the Parnaíba Complex's plants in 4Q25 totaled R\$336.0 million, a R\$36.7 million increase versus 4Q24.

Variable revenues in 4Q25 totaled R\$422.0 million, R\$52.5 million higher than in 4Q24, reflecting a combination of offsetting effects, as detailed below:

- R\$146.1 million growth in regulated market's contractual revenues, which totaled R\$305.0 million in 4Q25, mainly driven by higher volume of merit-order dispatch and higher CVU levels recorded in 4Q25 versus 4Q24;
- R\$24.6 million decline in export revenues in 4Q25, reflecting the lack of energy exports dispatch, due to the higher volume of dispatch to meet the SIN; and
- R\$64.5 million decline in revenues from energy trading and the reestablishment of commercial backing (FID) versus 4Q24, primarily reflecting the result from trading operations closed with Eneva Trading Company, using the plants' uncontracted physical guarantee to trade bilateral contracts with predefined prices.

Variable costs totaled R\$400.2 million in 4Q24, R\$81.2 million higher than in 4Q24. This growth arises from:

- R\$30.0 million increased consumption of natural gas, due to higher total generation level of gas-fired thermal plants seen in 4Q25 versus 4Q24; and
- R\$41.6 million increase in variable leasing costs, a contractual mechanism for transferring revenue from generation assets to the Upstream segment, due to improved variable generation margins earned in the quarter. These leasing costs are eliminated in the consolidated results, given their intercompany operation nature.

As a result, the Parnaíba Complex's variable margin totaled negative R\$20.5 million in 4Q25, versus R\$6.1 million in 4Q24, reflecting the negative result of R\$54.1 million in trading margins during 4Q25. The main effects behind this outcome were:

- Negative impact of R\$30.8 million on net margin from trading operations between the Parnaíba Complex plants and Eneva Trading Company, as mentioned earlier;
- Booking of negative R\$27.5 million in trading costs due to the reestablishment of commercial backing and reimbursement to the system of the Parnaíba II, Parnaíba V, and Parnaíba VI TPPs due to unavailability recorded throughout the period.

"Other Revenue/Expenses" booked R\$7.1 million expenses referring to attorneys' fees arising from arbitration proceedings still ongoing during the period.

Considering these effects, the Parnaíba Complex's EBITDA totaled R\$296.6 million, a R\$2.8 million year-over-year growth.

"Depreciation/Amortization" increased by R\$17.4 million in the year-over-year comparison. Of this total, R\$7.5 million refers to the COD of Parnaíba VI TPP, with assets depreciation recognized from their COD. In addition, another R\$9.9 million was booked due to the revaluation of asset depreciation criteria, conducted during 4Q25, with no cash effect.

## ► Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP (“Jaguatirica II TPP”) and encompasses the entire operation from natural gas liquefaction to power generation at the plant. The state of Roraima, previously an isolated system, was connected to the Manaus-Boa Vista transmission line on September 10<sup>th</sup>, 2025, and the plant has been centrally dispatched in the SIN – National Interconnected System since then.

Income Statement - Jaguatirica II TPP <sup>21</sup>	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>208.9</b>	<b>207.0</b>	<b>1.0%</b>	<b>824.9</b>	<b>788.3</b>	<b>4.6%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>152.9</b>	<b>146.0</b>	<b>4.7%</b>	<b>597.7</b>	<b>570.7</b>	<b>4.7%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>56.0</b>	<b>60.9</b>	<b>-8.0%</b>	<b>227.2</b>	<b>217.6</b>	<b>4.4%</b>
Contractual	56.0	60.9	-8.0%	227.2	217.6	4.4%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(16.9)</b>	<b>(24.8)</b>	<b>-32.1%</b>	<b>(48.5)</b>	<b>(83.1)</b>	<b>-41.6%</b>
Unavailability (Refund)	(7.1)	(15.3)	-53.3%	(9.9)	(46.5)	-78.7%
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>192.1</b>	<b>182.1</b>	<b>5.5%</b>	<b>776.4</b>	<b>705.2</b>	<b>10.1%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(124.2)</b>	<b>(112.0)</b>	<b>10.9%</b>	<b>(434.6)</b>	<b>(420.5)</b>	<b>3.4%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(41.3)</b>	<b>(33.4)</b>	<b>23.8%</b>	<b>(119.5)</b>	<b>(132.1)</b>	<b>-9.5%</b>
Transmission and regulatory charges	(4.7)	(1.3)	251.7%	(7.3)	(4.9)	48.0%
O&M	(36.7)	(32.1)	14.4%	(112.2)	(127.2)	-11.7%
<b>Variable Costs</b>	<b>(41.2)</b>	<b>(41.6)</b>	<b>-1.1%</b>	<b>(163.0)</b>	<b>(134.3)</b>	<b>21.4%</b>
Fuel (natural gas)	(15.6)	(17.0)	-8.5%	(62.6)	(58.9)	6.3%
Transportation <sup>22</sup>	(17.8)	(17.9)	-0.4%	(67.1)	(64.3)	4.3%
Others	(7.7)	(6.7)	15.6%	(33.4)	(11.1)	199.9%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(41.7)</b>	<b>(37.0)</b>	<b>12.9%</b>	<b>(152.1)</b>	<b>(154.1)</b>	<b>-1.3%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(5.6)</b>	<b>(8.4)</b>	<b>-33.4%</b>	<b>(21.2)</b>	<b>(28.9)</b>	<b>-26.6%</b>
SG&A	(5.5)	(8.4)	-33.8%	(21.1)	(28.9)	-26.7%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	9,555.4%	(0.0)	(0.0)	2,415.0%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(1.0)</b>	<b>(0.9)</b>	<b>7.0%</b>	<b>(1.5)</b>	<b>(1.5)</b>	<b>-1.8%</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>103.0</b>	<b>97.8</b>	<b>5.4%</b>	<b>471.2</b>	<b>408.4</b>	<b>15.4%</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>53.6%</b>	<b>53.7%</b>	<b>-0.1 p.p.</b>	<b>60.7%</b>	<b>57.9%</b>	<b>2.8 p.p.</b>

In 4Q25, the net operating revenue of the Jaguatirica II TPP increased by 5.5% to R\$192.1 million compared to 4Q24, boosted by R\$6.9 million gross fixed revenues growth, due to the IPCA contractual readjustment in November 2025, and R\$8.1 million decline in revenue deductions related to penalties for unavailability. This improvement, however, was partially offset by lower gross variable revenues of R\$4.9 million in the quarter.

The segment’s operating costs, excluding depreciation and amortization, increased by R\$7.5 million in the year-over-year comparison, totaling negative R\$82.5 million in 4Q25, primarily reflecting R\$7.9 million higher fixed costs, which totaled negative R\$41.3 million in 4Q25. This increase was due to higher connection tariff paid to transmission companies, in light of recent connection to the SIN with contractual renegotiation effective in September 2025, and higher O&M costs, given the retroactive entry of provisions in 4Q25 referring to previous periods, amounting to R\$2.8 million. Variable costs, in turn, remained virtually stable.

As a result, the segment’s fixed margin increased R\$4.1 million in the year-over-year comparison, reaching R\$99.2 million in 4Q25. Conversely, the segment’s variable margin slightly declined R\$1.6 million, totaling R\$10.3 million in 4Q25.

The effects explained above, coupled with lower general and administrative expenses in 4Q25, led to a 5.4% growth in the segment’s EBITDA, totaling R\$103.0 million in 4Q25 versus R\$97.8 million in 4Q24, with 53.6% EBITDA margin in 4Q25, in line in the year-over-year comparison.

### Notes

<sup>21</sup> The segment results are considered in the “Gas Thermal Power Plants” activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

<sup>22</sup> As of 4Q24, this line is now separated from “Fixed Costs - O&M”.

## ► Hub Sergipe

This segment is comprised of the results from (i) the Porto de Sergipe I TPP asset, and (ii) Eneva's Gas Trading Desk, responsible for the On-Grid Gas Trading segment, which involves the gas purchase and sale from third parties and the trading of short and long-term firm and flexible gas supply solutions.

The results of Porto de Sergipe I TPP and On-Grid Gas Trading have been consolidated at Eneva S.A. since June 24<sup>th</sup>, 2024, when the merger into the Holding was concluded. However, these results are reported separately in this section to simplify analysis of the segment's performance.

For comparison purposes with the new vision adopted, the On-Grid Gas Trading segment's 4Q24 and 12M24 results are reported separately from the Holding & Other segment, as reported in that period, and are presented exclusively in this section.

Income Statement – Sergipe Hub	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>1,466.0</b>	<b>1,226.3</b>	<b>19.5%</b>	<b>4,266.6</b>	<b>2,860.7</b>	<b>49.1%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>563.5</b>	<b>537.6</b>	<b>4.8%</b>	<b>2,201.8</b>	<b>2,100.8</b>	<b>4.8%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>565.5</b>	<b>106.3</b>	<b>432.1%</b>	<b>707.3</b>	<b>163.2</b>	<b>333.3%</b>
Contractual	499.6	93.0	437.4%	505.2	93.0	443.4%
Spot Market	65.9	13.3	395.0%	202.1	70.3	187.6%
Reestablishment of commercial backing (FID)	65.9	13.3	395.0%	176.0	70.3	150.5%
Others	0.0	(0.0)	N/A	26.1	-	N/A
<b>Gas Trading</b>	<b>337.0</b>	<b>582.4</b>	<b>-42.1%</b>	<b>1,357.5</b>	<b>596.6</b>	<b>127.5%</b>
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(182.5)</b>	<b>(169.0)</b>	<b>8.0%</b>	<b>(486.5)</b>	<b>(324.3)</b>	<b>50.0%</b>
Porto de Sergipe I TPP	(121.1)	(60.7)	99.4%	(288.6)	(214.3)	34.6%
Gas Trading	(61.3)	(108.3)	-43.4%	(198.0)	(110.0)	80.0%
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>1,283.5</b>	<b>1,057.3</b>	<b>21.4%</b>	<b>3,780.1</b>	<b>2,536.4</b>	<b>49.0%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(1,016.0)</b>	<b>(815.2)</b>	<b>24.6%</b>	<b>(2,507.2)</b>	<b>(1,445.4)</b>	<b>73.5%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(92.4)</b>	<b>(135.5)</b>	<b>-31.8%</b>	<b>(334.0)</b>	<b>(393.1)</b>	<b>-15.0%</b>
Transmission and regulatory charges	(41.3)	(41.9)	-1.5%	(166.8)	(164.6)	1.4%
O&M	(18.2)	(13.3)	37.0%	(51.7)	(47.5)	8.8%
Others	(32.9)	(80.2)	-59.0%	(115.5)	(181.0)	-36.2%
<b>Variable Costs</b>	<b>(535.1)</b>	<b>(137.0)</b>	<b>290.6%</b>	<b>(714.6)</b>	<b>(206.7)</b>	<b>245.7%</b>
Natural Gas	(500.9)	(82.2)	509.8%	(518.3)	(82.1)	530.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(31.6)	(33.0)	-4.3%	(183.9)	(96.6)	90.4%
Others	(2.6)	(21.8)	-88.3%	(12.4)	(28.0)	-55.6%
<b>Gas Trading</b>	<b>(288.9)</b>	<b>(444.4)</b>	<b>-35.0%</b>	<b>(1,062.7)</b>	<b>(452.8)</b>	<b>134.7%</b>
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(99.6)</b>	<b>(98.3)</b>	<b>1.3%</b>	<b>(396.0)</b>	<b>(392.8)</b>	<b>0.8%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(4.3)</b>	<b>(3.9)</b>	<b>9.8%</b>	<b>(14.8)</b>	<b>(15.0)</b>	<b>-1.7%</b>
SG&A	(4.3)	(3.9)	9.9%	(14.7)	(15.1)	-2.4%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-86.7%	(0.0)	0.1	N/A
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>4.0</b>	<b>(8.3)</b>	<b>N/A</b>	<b>328.1</b>	<b>(7.4)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>366.8</b>	<b>328.2</b>	<b>11.7%</b>	<b>1,982.2</b>	<b>1,461.3</b>	<b>35.6%</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>28.6%</b>	<b>31.0%</b>	<b>-2.5 p.p.</b>	<b>52.4%</b>	<b>57.6%</b>	<b>-5.2 p.p.</b>

In 4Q25, Sergipe Hub's EBITDA grew by R\$38.5 million versus 4Q24, reflecting the operations of the Porto de Sergipe I TPP and Gas Trading segment. To simplify analysis, results for each segment are individually presented below.

## Porto de Sergipe I TPP

Porto de Sergipe I TPP's total gross revenues reached R\$563.5 million in 4Q25, a R\$25.9 million increase driven by the annual readjustment of the plant's CCEARs in November 2025. In addition, variable revenues totaled R\$565.5 million, R\$459.2 million higher than in 4Q24, reflecting the plant's early regulatory dispatch in the period and higher revenues from the plant's backing transactions.

In 4Q25, fixed costs decreased by R\$43.1 million compared to 4Q24. This positive performance derives mainly from the absence of two one-off effects recorded in 4Q24:

- (i) No cancellation of LNG loads under the plant's same fuel supply contract, which totaled an R\$18.2 million cost in 4Q24. Additionally, it is worth noting that in 2025, the Company reached the minimum contractual load quantity, thus eliminating cancellation costs; and
- (ii) Costs related to the availability of the alternative gas supply solution for the Porto de Sergipe I TPP using the Sergipe Hub connection to Brazil's integrated gas grid, totaling R\$23.7 million paid in 4Q24, due to the failure of the riser connecting the FSRU to the plant, which occurred in October 2024.

As a result, the plant's fixed margin improved R\$59.2 million vs. 4Q24, totaling R\$410.6 million in 4Q25.

Porto de Sergipe I TPP's variable costs totaled R\$535.1 million in 4Q25, R\$398.1 million higher than in 4Q24, reflecting the higher level of regulatory dispatch observed during the period. Additionally, due to the dynamics of early dispatch and the downward trend of the Brent pricing curve, which is the index for both fuel purchases and generation variable remuneration, an unfavorable disparity could be seen between the price of LNG loads purchased previously and booked in inventory and the price of electric generation remuneration in the period. As a result, the segment's variable margin totaled negative R\$30.3 million.

On the other hand, trading operations to reestablish the plant's commercial backing led to a margin of R\$27.2 million in 4Q25, R\$48.8 million higher than the negative R\$21.0 million margin recorded in 4Q24. This result was driven by improved PLD prices during 4Q25, which benefited the execution of trading strategies.

"Other Revenue/Expenses" recorded a one-off effect in 4Q25 related to the sale of a spare part to GE. 4Q24, in turn, was impacted by: (i) an accounting effect of writing off fixed assets referring to the riser replaced during that period, totaling R\$15.6 million, partially offset by a positive impact of R\$7.3 million related to the booking of retroactive taxes, particularly from the broadening of the concept of inputs and energy trading operations to a distributor located in the Manaus Free Trade Zone, which accounts for 10.6% of the energy traded by Porto de Sergipe I TPP.

Given these effects, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA totaled R\$385.0 million, a 29,0% growth, or R\$86.5 million higher than in the same period last year.

## Gas Trading

Note that this segment's results can vary each quarter, as these are pegged to commodity price curves and are driven by the structuring of opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets.

Gas trading revenues totaled R\$337.0 million in 4Q25, 42.1% lower than in 4Q24, mainly reflecting the sale of two LNG loads in 4Q24, whereas 4Q25 did not record any sales due to regulatory dispatch, with most loads being directed to supply the Porto de Sergipe I TPP. In line with revenues decline, the gas trading cost fell by 35.0%, from R\$444.4 million in 4Q24 to R\$288.9 million in 4Q25. It is worth noting that, as of 1Q25, the results of LNG load optimization operations now are recorded under "Other Revenue/Expenses".

Additionally, in 4Q25, the segment's results were negatively impacted by:

- (i) Negative impact of R\$41.6 million on variable costs, of which negative R\$34.6 million refers to the lease of an additional FSU (Floating Storage Unit) to support the receipt of loads due to the early dispatch of the Porto de Sergipe I TPP and gas trading operations<sup>23</sup>, in addition to negative R\$7.0 million in additional transportation costs;
- (ii) Negative impact of R\$4.1 million referring to the adjustment of the booking of LNG load trading operations in 3Q25, recorded under "Other Revenue/Expenses," due to the FX variation between the exchange rate used in the provision and the exchange rate actually observed in the operations settlement.

As a result, the On-Grid Gas Trading segment recorded a negative EBITDA of R\$18.2 million in 4Q25, versus R\$29.7 million in 4Q24. Excluding the aforementioned one-off effects, the Gas Trading segment's Adjusted EBITDA would have totaled R\$27.5 million in 4Q25, evidencing the underlying operating cash generation from trading activities. Therefore, when compared to the 4Q24 result of R\$29.7 million, a marginal lower performance was observed during the period.

In the segment's consolidated view, the Sergipe Hub's EBITDA totaled R\$366.8 million in 4Q25, R\$38.5 million higher than in 4Q24, mainly reflecting the Porto de Sergipe I TPP's fixed margin growth.

#### Notes

<sup>23</sup> The allocation of this cost to the Trading segment reflects the understanding that the need for additional storage exclusively derived from on-grid gas trading operations. In the absence of these operations, the FSRU currently operating would be sufficient to support the dynamics of receiving the loads required to meet the regulatory dispatch of the Porto de Sergipe I TPP.

### ► Gas-Fired Thermal Generation –Third-party Fuel

This segment is composed of results of the following assets, acquired by Eneva S.A. on October 25<sup>th</sup>, 2024 and, therefore, with results only as of that date: **(i)** the operational assets LORM and LORM 1 TPPs, with contracts for the trading of energy availability under the modes of Contract for Energy Trading in the Regulated Market ("CCEAR") until December 31<sup>st</sup>, 2025 and a Reserve Energy Contract ("CER") until January 10<sup>th</sup>, 2026, respectively; **(ii)** the operational asset Povoação I TPP, with CER effective until January 10<sup>th</sup>, 2026; and **(iii)** the operational asset Viana I TPP, with CER in force until December 31<sup>st</sup>, 2025.

The results for SPEs Linhares, Povoação and Tevisa have been consolidated in Eneva S.A since January 25<sup>th</sup>, 2025, when the merger of these subsidiaries into the Holding was completed. However, these results are reported separately in this section, to simplify analysis of the segment's performance.

Income Statement – Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants <sup>24</sup>	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>811.3</b>	<b>519.5</b>	<b>56.2%</b>	<b>2,840.2</b>	<b>519.5</b>	<b>446.8%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>607.1</b>	<b>462.6</b>	<b>31.2%</b>	<b>2,438.1</b>	<b>462.6</b>	<b>427.0%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>204.2</b>	<b>56.8</b>	<b>259.3%</b>	<b>402.1</b>	<b>56.8</b>	<b>607.5%</b>
Contractual	120.1	45.8	162.3%	121.3	45.8	165.0%
Spot Market	84.1	11.1	660.9%	280.8	11.1	2,440.0%
Exports	-	-	N/A	1.9	-	N/A
Reestablishment of commercial backing	81.8	-	N/A	275.1	-	N/A
(FID)						
Others	2.3	11.1	-79.1%	3.8	11.1	-65.7%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(132.1)</b>	<b>(72.5)</b>	<b>82.1%</b>	<b>(476.0)</b>	<b>(72.5)</b>	<b>556.2%</b>
Deduction by Financial Compensation <sup>25</sup>	(47.4)	(19.9)	137.9%	(183.7)	(19.9)	821.6%
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>679.2</b>	<b>446.9</b>	<b>52.0%</b>	<b>2,364.1</b>	<b>446.9</b>	<b>429.0%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(192.8)</b>	<b>(101.3)</b>	<b>90.4%</b>	<b>(544.2)</b>	<b>(101.3)</b>	<b>437.5%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(81.5)</b>	<b>(76.7)</b>	<b>6.3%</b>	<b>(317.3)</b>	<b>(76.7)</b>	<b>313.8%</b>
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(7.7)	(0.7)	1,049.6%	(28.6)	(0.7)	4,140.4%
Take or Pay & Ship or Pay - Fuel	(60.6)	(62.6)	-3.2%	(242.9)	(62.6)	288.2%
O&M	(13.2)	(13.4)	-1.9%	(45.8)	(13.4)	241.1%
<b>Variable Costs</b>	<b>(99.9)</b>	<b>(17.8)</b>	<b>462.7%</b>	<b>(181.5)</b>	<b>(17.8)</b>	<b>922.6%</b>
Fuel	(75.2)	(16.5)	355.6%	(78.6)	(16.5)	376.3%
Reestablishment of commercial backing	(24.1)	-	N/A	(101.7)	-	N/A
(FID)						
Other	(0.6)	(1.3)	-52.0%	(1.2)	(1.3)	-4.9%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(11.4)</b>	<b>(6.8)</b>	<b>67.0%</b>	<b>(45.4)</b>	<b>(6.8)</b>	<b>564.7%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(2.4)</b>	<b>(2.8)</b>	<b>-11.6%</b>	<b>(6.8)</b>	<b>(2.8)</b>	<b>147.9%</b>
SG&A	(2.4)	(2.7)	-8.1%	(6.8)	(2.7)	156.8%
Depreciation and Amortization	-	(0.1)	N/A	(0.0)	(0.1)	-74.0%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(1.6)</b>	<b>1.1</b>	<b>N/A</b>	<b>(1.8)</b>	<b>1.1</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>493.8</b>	<b>350.9</b>	<b>40.7%</b>	<b>1,856.8</b>	<b>350.9</b>	<b>429.1%</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>72.7%</b>	<b>78.5%</b>	<b>-5.8 p.p.</b>	<b>78.5%</b>	<b>78.5%</b>	<b>0.0 p.p.</b>

The plants comprising the segment totaled R\$811.3 million in gross operating revenue in 4Q25. Of this total, R\$607.1 million referred to fixed revenues from current regulated contracts effective in the period. It is worth noting that the Viana 1 and Linhares TPPs regulated contracts were terminated in December 2025, while those for the Povoação and Linhares 1 TPPs were terminated

#### Notes

<sup>24</sup> The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

<sup>25</sup> This item considers R\$45.4 million in non-cash amortization of the financial compensation paid in September 2023 to Petrobras due to the termination of the LNG supply contracts for thermal plants with CER, in the context of the renegotiation of the Addenda to the CER between Linhares, Povoação and Viana, the Federal Government, TCU and ANEEL, which led to the need to renegotiate the fuel contract with Petrobras for the flexible mode. The financial compensation was fully disbursed by these three companies in 2023, and recorded as Prepaid Expense (IFRS 9) and amortized, under revenue deduction, until the end of the respective terms of each of the three contracts.

in early January 2026. The assets will remain in merchant operation until the start of a new regulated contract, scheduled for July 2026 as for Linhares TPP, and for the other assets at a new opportunity for re-contracting.

Note that, due to the dynamics of adjustments in fixed revenues from CERs (PCS), considering the PLD variation during the period compared to the reference price parameters defined in the inflexibility revision, the amount of these revenues fluctuates between quarters. Any impacts on fixed revenues referring to PLD variations are offset by the net result of energy purchase and sale transactions also entered into at the time of the inflexibility revision, as part of the strategy to mitigate the volatility of fixed contractual revenue.

In 4Q25, variable revenues were also recorded referring to meeting early scheduled dispatch of the Linhares TPP in October, November, and December 2025, totaling R\$120.1 million.

The 4Q24 results reflect pro-rata booking after the segment's assets acquisitions, which were completed on October 25<sup>th</sup>, 2024. During this period, fixed revenues of R\$462.6 million associated with regulated contracts in force during the quarter were booked, in addition to variable revenues of R\$56.8 million, mainly connected with the early dispatch of the Linhares TPP.

In 4Q25, fixed costs amounted to R\$81.5 million, of which: (i) R\$60.6 million referred to capacity reserve charges related to the fuel supply contract signed with Petrobras, which terminated along with the expiration of the aforementioned assets regulated contracts, (ii) R\$13.2 million O&M costs; and (iii) R\$7.7 million referring to TUST and TUSD costs of assets. In 4Q24, pro-rata fixed costs totaled R\$76.7 million.

As a result of the combination of the effects explained above, the segment's fixed margin totaled R\$414.8 million in 4Q25, while in 4Q24 assets contributed with a fixed margin of R\$319.2 million.

Variable costs totaled R\$99.9 million in 4Q25, reflecting (i) fuel costs of R\$75.2 million, mainly associated with meeting the early dispatch of the Linhares TPP; and (ii) trading operation costs totaling R\$24.1 million, which, as explained above, have a positive offsetting-entry in variable revenues. In 4Q24, variable costs of R\$17.8 million reflect, mainly, fuel costs to meet dispatch requirements in the period.

Variable margin totaled R\$83.0 million in 4Q25, considering both the positive impact of hedge operations and the dispatch margin in the quarter, especially from the Linhares TPP referring to its early dispatch. In 4Q24, variable margin totaled R\$ 33.3 million.

As a result, the segment's EBITDA totaled R\$493.8 million in 4Q25, with an EBITDA margin of 72.7%.

## ► Thermal Generation – Other Fuels

This segment comprises the following assets:

(i) Coal-fired thermal generation plants of the subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A. and Pecém II Geração de Energia S.A., with CCEARs for the trading of energy availability in force;

(ii) Oil-fired plants of the subsidiary Gera Maranhão and Viana, the latter with results recorded in Eneva S.A. as of January 25<sup>th</sup>, 2025, when the merger of the subsidiary Viana into the Holding was completed. It should be noted that the results of these assets have been recorded since their related acquisition, with no pro forma booking. The oil-fired plants had CCEAR for energy availability until December 31<sup>st</sup>, 2024. Between December 2024 and the enforcement of the contracts signed in the 2021 Capacity Reserve Auction (“LRCAP 2021”) (“CRCAPs 2021”), the plants were available to the SIN in merchant operations. The start of CRCAPs 2021, post-contract anticipation, took place in August 2025 for the Viana TPP and October 2025 for the Gera Maranhão I and II TPPs.

### Coal-Fired Generation

Income Statement – Coal-Fired Generation	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>440.8</b>	<b>432.5</b>	<b>1.9%</b>	<b>1,408.3</b>	<b>1,331.6</b>	<b>5.8%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>289.4</b>	<b>276.5</b>	<b>4.6%</b>	<b>1,130.8</b>	<b>1,080.6</b>	<b>4.6%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>151.5</b>	<b>155.9</b>	<b>-2.9%</b>	<b>277.5</b>	<b>251.0</b>	<b>10.6%</b>
Contractual	149.8	154.1	-2.8%	275.2	251.9	9.2%
Spot Market	1.7	1.9	-10.0%	2.2	(1.0)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	1.7	1.9	-10.0%	2.2	(1.0)	N/A
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(45.3)</b>	<b>(45.5)</b>	<b>-0.5%</b>	<b>(144.4)</b>	<b>(138.5)</b>	<b>4.3%</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>395.6</b>	<b>387.0</b>	<b>2.2%</b>	<b>1,263.9</b>	<b>1,193.1</b>	<b>5.9%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(356.7)</b>	<b>(315.3)</b>	<b>13.2%</b>	<b>(1,063.1)</b>	<b>(811.5)</b>	<b>31.0%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(83.5)</b>	<b>(68.6)</b>	<b>21.8%</b>	<b>(308.9)</b>	<b>(278.8)</b>	<b>10.8%</b>
Transmission and regulatory charges	(20.9)	(19.7)	6.2%	(81.0)	(73.5)	10.3%
O&M	(62.7)	(48.9)	28.1%	(227.8)	(205.3)	11.0%
<b>Variable Costs</b>	<b>(157.4)</b>	<b>(189.8)</b>	<b>-17.1%</b>	<b>(316.6)</b>	<b>(322.1)</b>	<b>-1.7%</b>
Fuel	(144.3)	(185.6)	-22.2%	(293.1)	(308.2)	-4.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	(13.1)	(4.2)	210.7%	(23.5)	(13.9)	68.7%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(115.7)</b>	<b>(56.9)</b>	<b>103.6%</b>	<b>(437.6)</b>	<b>(210.6)</b>	<b>107.8%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(11.6)</b>	<b>(10.6)</b>	<b>9.4%</b>	<b>(32.2)</b>	<b>(42.4)</b>	<b>-24.0%</b>
SG&A	(11.1)	(10.3)	8.0%	(30.3)	(41.1)	-26.2%
Depreciation and Amortization	(0.5)	(0.3)	52.0%	(1.9)	(1.3)	45.0%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(2.9)</b>	<b>(635.5)</b>	<b>-99.5%</b>	<b>0.5</b>	<b>(634.2)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>140.6</b>	<b>(517.2)</b>	<b>N/A</b>	<b>608.6</b>	<b>(83.1)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>35.5%</b>	<b>-133.7%</b>	<b>169.2 p.p.</b>	<b>48.1%</b>	<b>-7.0%</b>	<b>55.1 p.p.</b>
<b>EBITDA ex-Impairment</b>	<b>140.6</b>	<b>117.5</b>	<b>19.6%</b>	<b>608.6</b>	<b>551.6</b>	<b>10.3%</b>
<b>EBITDA Margin (%) ex-Impairment</b>	<b>35.5%</b>	<b>30.4%</b>	<b>5.2 p.p.</b>	<b>48.1%</b>	<b>46.2%</b>	<b>1.9 p.p.</b>

In 4Q25, gross operating revenues from the segment increased by R\$8.4 million to R\$440.8 million compared to 4Q24, mainly reflecting the R\$12.8 million fixed revenues growth in 4Q25, due to the annual contractual readjustments of the plants’ regulated revenues, effective as of November 2025.

Fixed costs totaled R\$83.5 million in 4Q25, an increase of R\$15.0 million in the year-over-year comparison, reflecting higher O&M expenses, which rose by R\$13.7 million compared to 4Q24. It is worth noting that 4Q24 was positively impacted by one-off reversal effects, namely: (i) R\$8.5 million referring to contracts for the transportation of coal from the Port of Itaqui to the TPP facilities and

internal stock movement; and (ii) R\$10.8 million relating to maintenance and material expenditures throughout 2024 after book revaluation of the nature of the expenses, with reclassification to Assets in Service.

As a result, the segment's fixed margin totaled R\$176.1 million.

Variable revenues totaled R\$151.5 million in 4Q25, a R\$4.5 million decline from 4Q24. Although the period recorded a higher level of dispatch versus 4Q24, the decline in variable revenues is explained by lower CVU levels in the year-over-year comparison, mainly reflecting a decline in CIF-ARA commodity prices and the US dollar rate.

Conversely, variable costs decreased by R\$32.4 million in 4Q25 versus 4Q24, totaling R\$157.4 million, reflecting:

- - R\$41.3 million lower fuel costs, due to decreased average inventory costs in the period compared to 4Q24, reflecting the downward trend in CIF-ARA commodity prices and the US dollar rate observed over recent quarters; and
- + R\$8.9 million other generation costs, mainly driven by higher costs with diesel used in the boiler ignition, due to the more intermittent dispatch profile seen throughout 4Q25.

As a result, the segment's variable margin totaled negative R\$21.5 million, a R\$28.8 million year-over-year improvement. Despite this advance, the variable margin in 4Q25 was negatively impacted both by the downward curve of the CIF-ARA and the US dollar rate observed over the past few quarters, as mentioned above, and by higher diesel costs, considering the more intermittent dispatch profile seen throughout the quarter.

It is worth noting that in the context of the return of regulatory dispatch, the Company acquired coal inventory during 4Q25. These acquisitions reduced the average inventory price at the plants and, considering average consumption throughout 4Q25, the fuel relative cost decreased from R\$261.58/MWh to R\$247.89/MWh in Itaqui and from R\$259.50/MWh to R\$250.50/MWh in Pecém II.

### Costs, Average CVU and Inventory Volumes by TPP – Coal-Fired Generation

4Q25	Itaqui	Pecém II
Dispatch (%)	57%	23%
Average Inventory Cost (R\$/MWh)	247.9	250.5
Opening Inventory 4Q25 (t)	52,731	62,960
Closing Inventory 4Q25 (t)	97,771	145,428

In 4Q25, "Other Revenue/Expenses" booked a negative impact of R\$2.9 million, a R\$632.6 million year-over-year improvement, mainly reflecting non-cash expense related to impairment write-offs of R\$634.7 million recorded in 4Q24, of which R\$516.9 million recorded in Itaqui and R\$117.9 million in Pecém II. At the time, eventual asset impairment has been recognized, due to the lack of visibility concerning an auction for re-contracting the assets using coal as the main fuel, adopting the conversion to natural gas as the base scenario for the plants re-contracting.

Considering these effects, the coal-fired segment's EBITDA totaled R\$140.6 million, compared to the negative R\$517.2 million recorded over the same period last year.

As reported in 2Q25, the plants composing the segment revised the lifespan of certain components of the plant that would not be reused in the scenario of fuel source replacement, therefore applying accelerated booking depreciation on these items. Thus, in 4Q25, R\$115.7 million was recorded under Depreciation and Amortization, or a R\$58.9 million increase compared to the same period in 2024.

## Oil-Fired Generation

This segment comprises the oil-fired plants of subsidiaries Gera Maranhão and Tevisa, with the latter's results booked in Eneva S.A. as from January 25<sup>th</sup>, 2025, when its merger into the Holding was completed. It should be noted that the plants' results have been recorded since their acquisition, with no pro forma booking.

Income Statement – Oil-Fired Generation	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>104.0</b>	<b>54.3</b>	<b>91.6%</b>	<b>130.3</b>	<b>54.3</b>	<b>140.1%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>104.1</b>	<b>46.5</b>	<b>124.1%</b>	<b>129.8</b>	<b>46.5</b>	<b>179.3%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>(0.1)</b>	<b>7.8</b>	<b>N/A</b>	<b>0.5</b>	<b>7.8</b>	<b>-93.1%</b>
Contractual	-	7.0	N/A	0.5	7.0	-93.2%
Spot Market	(0.1)	0.8	N/A	0.1	0.8	-92.2%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(8.4)</b>	<b>(6.0)</b>	<b>39.8%</b>	<b>(11.0)</b>	<b>(6.0)</b>	<b>82.3%</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>95.6</b>	<b>48.2</b>	<b>98.1%</b>	<b>119.3</b>	<b>48.2</b>	<b>147.3%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(47.7)</b>	<b>(24.6)</b>	<b>94.1%</b>	<b>(168.0)</b>	<b>(24.6)</b>	<b>583.5%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(33.3)</b>	<b>(13.6)</b>	<b>145.4%</b>	<b>(113.8)</b>	<b>(13.6)</b>	<b>738.1%</b>
Transmission and regulatory charges	(13.2)	(5.0)	166.5%	(53.5)	(5.0)	975.4%
O&M	(16.2)	(8.6)	87.8%	(56.4)	(8.6)	555.6%
Take or Pay - ToP	(3.9)	-	N/A	(3.9)	-	N/A
<b>Variable Costs</b>	<b>(1.1)</b>	<b>(7.9)</b>	<b>-86.6%</b>	<b>(1.5)</b>	<b>(7.9)</b>	<b>-80.6%</b>
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(13.4)</b>	<b>(3.1)</b>	<b>329.0%</b>	<b>(52.7)</b>	<b>(3.1)</b>	<b>1,593.1%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(2.8)</b>	<b>(8.2)</b>	<b>-65.9%</b>	<b>(13.8)</b>	<b>(8.2)</b>	<b>68.4%</b>
SG&A	(2.7)	(8.1)	-66.8%	(10.3)	(8.1)	26.4%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	28.8%	(3.5)	(0.1)	4,684.6%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(0.3)</b>	<b>0.1</b>	<b>N/A</b>	<b>(0.3)</b>	<b>0.1</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>58.2</b>	<b>18.7</b>	<b>210.7%</b>	<b>(6.6)</b>	<b>18.7</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>60.9%</b>	<b>38.8%</b>	<b>22.1 p.p.</b>	<b>-5.5%</b>	<b>38.8%</b>	<b>-44.3 p.p.</b>

The segment's gross operating revenues totaled R\$104.0 million in 4Q25, reflecting the first quarter of full contribution from fixed revenues referring to regulated contracts from the 2021 Capacity Reserve Auction ("2021 LRCAP") for the Viana TPP and the Geramar I and II TPPs. The contracts, previously scheduled to commence in July 2026, were brought forward to August 2025 and October 2025, respectively, due to the SIN's power needs and will remain effective until July 2041.

In 4Q24, the results reflect pro-rata booking after the acquisitions of Viana TPPs completed on October 25<sup>th</sup>, 2024, and Gera Maranhão I and II, whose 100% asset completion took place on December 11<sup>th</sup>, 2024. In the quarter, fixed revenues of R\$46.5 million were recorded connected with regulated contracts in force until December 2024. Variable revenues in the period totaled R\$7.8 million, mainly driven by regulatory dispatches from the Viana TPP.

Fixed costs in 4Q25 totaled R\$33.3 million, mainly reflecting: (i) R\$16.2 million in O&M costs referring to personnel, miscellaneous maintenance and service costs initiated with TPPs regulated contracts and diesel consumption; and (ii) R\$13.2 million in TUST costs. In addition, R\$3.9 million in capacity reserve charges were recorded in relation to oil supply contracts for both assets, due to the start of 2021 CRCAP.

In 4Q24, in addition to the pro-rata fixed operating costs recorded, variable costs were incurred in relation to the Viana TPP's regulatory dispatch, mainly fuel costs, totaling R\$7.9 million in the period.

Considering the effects explained above, the Oil Generation segment posted EBITDA of R\$58.2 million, with a margin of 60.9%. Of this total, the Viana TPP contributed R\$23.6 million and the Geramar I and II TPPs contributed R\$34.7 million, reflecting the first quarter with both CRCAPs in effect.

## ► Solar Generation

This segment is comprised of subsidiaries SPE Futura 1, SPE Futura 2, SPE Futura 3, SPE Futura 4, SPE Futura 5, SPE Futura 6 and Tauá Geração de Energia Ltda.

Income Statement - Solar Generation	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>94.7</b>	<b>83.2</b>	<b>13.9%</b>	<b>430.1</b>	<b>297.8</b>	<b>44.4%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>84.9</b>	<b>74.8</b>	<b>13.5%</b>	<b>332.8</b>	<b>278.3</b>	<b>19.6%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>9.9</b>	<b>8.4</b>	<b>17.0%</b>	<b>97.3</b>	<b>19.5</b>	<b>399.2%</b>
Spot Market	9.9	8.4	17.0%	97.3	19.5	399.2%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(6.6)</b>	<b>(5.6)</b>	<b>19.2%</b>	<b>(29.7)</b>	<b>(19.5)</b>	<b>52.7%</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>88.1</b>	<b>77.6</b>	<b>13.5%</b>	<b>400.3</b>	<b>278.3</b>	<b>43.9%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(130.9)</b>	<b>(101.7)</b>	<b>28.6%</b>	<b>(522.0)</b>	<b>(316.8)</b>	<b>64.8%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(22.4)</b>	<b>(23.1)</b>	<b>-3.2%</b>	<b>(87.0)</b>	<b>(86.8)</b>	<b>0.3%</b>
Transmission and regulatory charges	(11.9)	(11.8)	1.1%	(46.5)	(45.1)	3.0%
O&M	(10.5)	(11.3)	-7.7%	(40.5)	(41.6)	-2.8%
<b>Variable Costs</b>	<b>(70.6)</b>	<b>(50.0)</b>	<b>41.4%</b>	<b>(310.9)</b>	<b>(118.5)</b>	<b>162.3%</b>
Energy Purchase (Reestablishment of commercial backing - FID)	(53.1)	(36.7)	44.7%	(253.3)	(80.8)	213.3%
Charges Reimbursement	(17.3)	(13.3)	30.3%	(58.1)	(37.9)	53.2%
Others	(0.3)	0.0	N/A	0.5	0.2	94.2%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(37.9)</b>	<b>(28.7)</b>	<b>32.1%</b>	<b>(124.1)</b>	<b>(111.5)</b>	<b>11.3%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(3.1)</b>	<b>(4.1)</b>	<b>-24.3%</b>	<b>(13.4)</b>	<b>(14.6)</b>	<b>-8.6%</b>
SG&A	(3.0)	(4.0)	-25.1%	(12.9)	(14.2)	-9.0%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	2.2%	(0.5)	(0.5)	5.2%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(0.0)</b>	<b>(12.2)</b>	<b>-99.9%</b>	<b>(0.0)</b>	<b>(9.8)</b>	<b>-99.8%</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>(7.9)</b>	<b>(11.6)</b>	<b>-31.9%</b>	<b>(10.4)</b>	<b>49.1</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>-9.0%</b>	<b>-15.0%</b>	<b>6.0 p.p.</b>	<b>-2.6%</b>	<b>17.6%</b>	<b>-20.2 p.p.</b>

In 4Q25, gross operating revenues from the solar generation segment totaled R\$94.7 million, a 13.9% year-over-year growth, mainly reflecting the fixed revenues growth (+13.5% vs. 4Q24) due to (i) the annual readjustment of the power purchase agreements (PPAs) prices in January 2025; and (ii) the start of the bilateral self-production contract, for the sale of energy from SPE Futura 6 in November 2025, amounting approximately average 2 MW of contracted energy until 2039, in addition to the contract signed in November 2024, totaling average 14 MW of contracted energy.

With the signing of the contract for SPE 6 in 4Q24, Futura Complex now has all its SPEs with contracted energy. The table below shows the average percentage contracted, and the average energy sales price of all the contracts signed by the 6 SPEs of Futura Complex, in real terms for January 2025:

### Free Market Bilateral Contracts (Futura 1)

Futura 1 Solar Complex	2025 – 2030	2031+
% of Contracted Energy (average MW per year)	90%	35%
Average Price (R\$/MWh)	198.3	194.9

Fixed costs totaled R\$22.4 million in 4Q25, a 3.2% year-over-year decrease, reflecting lower O&M costs, mainly due to greater efficiency in asset cost management. In turn, variable costs totaled R\$70.6 million in 4Q25, a 41.4% increase versus 4Q24, mainly impacted by:

- **Committed and unrealized<sup>26</sup> generation and modulation effects:** this is mainly due to curtailments at the Futura Solar Complex. In the quarter, frustrated generation by restriction totaled 131 GWh, an increase compared to 49 GWh in 4Q24. The total impact of committed and unrealized generation totaled negative R\$31 million in 4Q25. In addition, generation volumes were also impacted by frequent load modulation needs, whose financial impact was negative R\$9.7 million in 4Q25.
- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets,** amounting to R\$12.6 million in 4Q25, whose net impact on the segment, considering revenue offsets, totaled negative R\$4.5 million in the quarter, reflecting costs related to structuring the energy swap agreement with the Trading Company, which remained exposed to prices in the Southeast submarket over the period.

The Company also recorded R\$17.3 million in variable costs with reimbursements of charges to counterparties in 4Q25, considering the characteristics of the energy contracted. It should be noted that, despite the lower volume of curtailment year-over-year, 4Q24 was negatively impacted by a partial unavailability of the solar complex, due to the forced shutdown of the plant's power transformer during certain periods of 4Q24, which also increased refund costs in that period. Considering these effects, the solar segment's EBITDA totaled negative R\$7.9 million in 4Q25, versus negative R\$11.6 million recorded in 4Q24.

It should be noted that D&A costs were also impacted in 4Q25 by one-off transfers of balances from assets under construction to assets in service, with R\$8.3 million in retroactive expenses recorded in the period.

## ► Upstream – E&P

This segment is comprised within Eneva S.A. Upstream results (Parnaíba, Amazonas and Paraná Basins), however, are presented separately in this section to simplify the segment's performance analysis.

Income Statement – Upstream	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>458.6</b>	<b>385.1</b>	<b>19.1%</b>	<b>1,332.2</b>	<b>1,151.1</b>	<b>15.7%</b>
<b>Fixed Revenues</b>	<b>76.5</b>	<b>72.9</b>	<b>4.8%</b>	<b>305.9</b>	<b>291.8</b>	<b>4.8%</b>
<b>Variable Revenues</b>	<b>382.1</b>	<b>312.1</b>	<b>22.4%</b>	<b>1,026.3</b>	<b>859.3</b>	<b>19.4%</b>
Gas Trading Contract	295.9	270.5	9.4%	807.5	710.8	13.6%
Lease Contract	75.5	29.7	154.2%	176.8	103.7	70.4%
Condensate Sales	10.8	11.9	-9.3%	42.0	44.8	-6.1%
<b>Deduction from Gross Revenues</b>	<b>(68.9)</b>	<b>(55.1)</b>	<b>25.0%</b>	<b>(196.9)</b>	<b>(156.6)</b>	<b>25.8%</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>389.7</b>	<b>330.0</b>	<b>18.1%</b>	<b>1,135.2</b>	<b>994.5</b>	<b>14.1%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(209.5)</b>	<b>(122.8)</b>	<b>70.5%</b>	<b>(570.9)</b>	<b>(352.8)</b>	<b>61.8%</b>
<b>Fixed Costs</b>	<b>(38.4)</b>	<b>(42.1)</b>	<b>-8.9%</b>	<b>(124.7)</b>	<b>(122.8)</b>	<b>1.6%</b>
O&M	(38.4)	(42.1)	-8.9%	(124.7)	(122.8)	1.6%
<b>Variable Costs</b>	<b>(57.6)</b>	<b>(38.3)</b>	<b>50.3%</b>	<b>(164.5)</b>	<b>(100.4)</b>	<b>63.9%</b>
Royalties	(54.5)	(36.5)	49.0%	(152.7)	(91.0)	67.8%
Compressors	(3.2)	(1.8)	77.3%	(11.8)	(9.4)	25.8%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(113.4)</b>	<b>(42.3)</b>	<b>167.9%</b>	<b>(281.7)</b>	<b>(129.6)</b>	<b>117.3%</b>
<b>Operating Expenses</b>	<b>(218.3)</b>	<b>(53.0)</b>	<b>312.1%</b>	<b>(426.1)</b>	<b>(151.8)</b>	<b>180.7%</b>
Exploration Expenses, Geology and Geophysics (G&G)	(207.8)	(48.9)	324.7%	(402.0)	(130.2)	208.7%
Dry Wells	(19.8)	-	N/A	(64.0)	(23.2)	175.6%
SG&A	(2.6)	1.1	N/A	(4.6)	(6.7)	-30.7%
Depreciation and Amortization	(7.9)	(5.1)	54.4%	(19.5)	(14.9)	30.8%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(0.4)</b>	<b>4.8</b>	<b>N/A</b>	<b>(0.6)</b>	<b>4.8</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>82.9</b>	<b>206.4</b>	<b>-59.8%</b>	<b>438.8</b>	<b>639.2</b>	<b>-31.4%</b>
<b>EBITDA excluding dry wells<sup>27</sup></b>	<b>102.7</b>	<b>206.4</b>	<b>-50.2%</b>	<b>502.7</b>	<b>662.5</b>	<b>-24.1%</b>
<b>EBITDA Margin excluding dry wells (%)</b>	<b>26.4%</b>	<b>62.6%</b>	<b>-36.2 p.p.</b>	<b>44.3%</b>	<b>66.6%</b>	<b>-22.3 p.p.</b>

In 4Q25, net operating revenue grew by 18.1% versus 4Q24, totaling R\$389.7 million, mainly boosted by variable revenues growth, following the higher volume of gas produced at the Parnaíba Complex to meet SIN dispatch in 4Q25 and higher energy sales prices year-over-year.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$96.0 million, up R\$15.6 million over 4Q24, reflecting higher gas production levels at the Parnaíba Complex during the period. This growth was impacted by: (i) higher costs with Government Interest (royalties) in 4Q25 at R\$17.9 million, also reflecting the 52.6% appreciation of the Henry Hub index between the periods, which is the reference for calculating royalties in Parnaíba (4Q25: R\$0.71/m<sup>3</sup> vs. 4Q24: R\$0.64/m<sup>3</sup>); and (ii) an increase of R\$ 1.4 million in compression costs to meet the gas flow maintenance required by the Parnaíba liquefaction plants.

As a result of the effects mentioned above, the segment's fixed margin increased by R\$6.2 million in the year-over-year comparison, totaling R\$26.6 million in 4Q25, reflecting the fixed revenues growth and lower fixed costs in the quarter. The variable margin totaled R\$ 267.1 million at the end of 4Q25, R\$38.0 million higher than in 4Q24, with the variable unit margin for gas sales (excluding condensate) increasing by 4.7% to R\$12.2/MMbtu in the period.

In 4Q25, operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$210.4 million, an increase of R\$162.5 million versus 4Q24, impacted by higher expenditures on Exploration, Geology, and Geophysics, due to the completion of the seismic campaign in the Amazonas and Paraná basins:

### Notes

<sup>27</sup> EBITDA calculated according to the guidelines of ICVM 527/12 and the accompanying Note to the Financial Statement, adjusted to exclude the impact of dry wells.

- In Amazonas, a total of 343 km<sup>2</sup> of 3D seismic and 291 km of 2D seismic were executed, with a total expenditure of R\$ 167.3 million in 4Q25 and R\$195.0 million in the last 12 months. In the Paraná Basin, R\$7.7 million was disbursed in 4Q25, completing 4,000 km of 2D seismic surveys, and a total of R\$93.1 million was disbursed in 2025;
- Conversely, it is worth noting that only seismic activities in the Paraná Basin had started in 4Q24, accounting for R\$22.0 million in that period.

In addition, during the period, dry wells-related expenses totaled R\$19.8 million, which also did not occur in 4Q24. It is worth noting that the drilling campaign in the Parnaíba Basin, which resumed in 1Q25, included the drilling of four wells in 4Q25, two of which were dry wells during the period.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$82.9 million in 4Q25, a 59.8% decrease over the same period last year. Adjusted EBITDA, excluding dry wells, reached R\$102.7 million, down 50.2% from 4Q24. In addition, it is worth noting that, excluding Exploration, Geology and Geophysics (G&G) Expenses, the segment's EBITDA in 4Q25 would total R\$290.7 million, R\$35.4 million higher than in 4Q24.

It should be noted that Depreciation and Amortization totaled negative R\$113.4 million in 4Q25, versus negative R\$42.3 million in 4Q24. The R\$71.1 million year-over-year variation was due to one-off transfers from assets under construction to assets in service.

## ► Off-Grid Gas Trading

This segment is comprised of the results from: (i) off-grid gas trading ("Off-Grid"), referring to the sale of liquefied natural gas from the natural gas liquefaction plant at the Parnaíba Complex and (ii) GNL Brasil, a cryogenic fluid logistics joint venture in which Eneva holds a 51% stake.

The main activity of the Off-Grid Gas Trading segment involves the firm supply of natural gas to customers not connected to the grid, as well as offering LNG supply solutions to replace diesel for heavy transportation. GNL Brasil provides transportation services and integrated LNG logistics solutions.

The results of both Off-Grid Gas Trading and SPE GNL Brasil are consolidated in Eneva S.A., and their results were being reported as "Other" in the Holding & Other segment until 3Q24. However, as of 4Q24, with the effective COD of the liquefaction plant, the results of both operations are reported separately in this section, already including the appropriate eliminations between intercompany revenues and expenses, where applicable.

Income Statement - Off-Grid Gas Trading	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Gross Operating Revenues</b>	<b>144.5</b>	<b>40.5</b>	<b>256.5%</b>	<b>555.0</b>	<b>46.6</b>	<b>1,091.3%</b>
SSLNG Revenue	113.1	22.5	402.2%	433.7	26.9	1,509.5%
Logistics Revenue	31.4	18.0	74.3%	121.2	19.6	517.4%
<b>Deductions from Gross Revenues</b>	<b>(14.2)</b>	<b>(4.7)</b>	<b>199.2%</b>	<b>(55.4)</b>	<b>(6.1)</b>	<b>805.5%</b>
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>130.3</b>	<b>35.8</b>	<b>264.1%</b>	<b>499.5</b>	<b>40.5</b>	<b>1,134.5%</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>(67.9)</b>	<b>(33.7)</b>	<b>101.8%</b>	<b>(241.4)</b>	<b>(40.7)</b>	<b>492.6%</b>
O&M	(34.1)	(14.2)	140.1%	(109.8)	(17.5)	528.9%
Gas Production	(1.3)	-	N/A	(12.3)	-	N/A
Logistics	(8.1)	(11.8)	-31.7%	(46.5)	(13.2)	252.3%
Others	(4.6)	0.0	N/A	(27.3)	(2.4)	1,059.7%
Depreciation and Amortization	(19.8)	(7.7)	158.7%	(45.4)	(7.7)	489.1%
<b>Operating Expenses</b>	<b>(3.4)</b>	<b>(1.4)</b>	<b>145.4%</b>	<b>(11.8)</b>	<b>(5.1)</b>	<b>131.0%</b>
SG&A	(3.4)	(1.4)	150.0%	(11.7)	(4.9)	137.6%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-15.0%	(0.1)	(0.2)	-40.1%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(5.4)</b>	<b>(10.2)</b>	<b>-47.5%</b>	<b>(17.6)</b>	<b>(10.2)</b>	<b>71.6%</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>73.4</b>	<b>(1.8)</b>	<b>N/A</b>	<b>274.3</b>	<b>(7.7)</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>56.4%</b>	<b>-5.1%</b>	<b>61.4 p.p.</b>	<b>54.9%</b>	<b>-19.1%</b>	<b>74.0 p.p.</b>

In 4Q25, the Off-Grid Gas Trading segment recorded net revenues of R\$130.3 million, R\$94.5 million higher than in 4Q24, period of effective COD of the first train at the Parnaíba Complex liquefaction plant in December 2024.

Of the total gross revenues recorded in 4Q25, R\$113.1 million refers to LNG sales contracts, while R\$31.4 million refers to logistics services provided by GNL Brasil, of which R\$13.1 million are associated with fixed transportation lease and R\$18.3 million are variable revenues from logistics services provided to Jaguatirica II TPP, therefore, revenue and expenses are eliminated in the Company's consolidated view, with no impact on EBITDA.

Operating costs, ex-depreciation and amortization in 4Q25 totaled R\$48,1 million, consisting mainly of:

- (i) O&M of R\$34.1 million, of which R\$10.5 million refers to small-scale LNG trading segment; and
- (ii) R\$8.1 million referring to GNL Brasil's logistics service costs, already deducted from diesel and vehicle maintenance costs due to the partial replacement of the fleet with LNG-powered vehicles, carried out during 4Q25.

Other Revenue and Expenses totaled negative R\$5.4 million, primarily reflecting the effects of the sale of diesel-powered trucks to be replaced by LNG-powered vehicles, recording the difference between the fixed assets write-off and the revenue earned from the sale. This replacement aims at decreasing operating costs, both by lowering fuel costs and reducing vehicle maintenance requirements, savings already seen in 4Q25, as mentioned previously.

Considering the effects mentioned above, the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA totaled R\$73.4 million, reflecting the contracts ramp-up period, as well as the partial offsetting effects on costs and expenses. It is worth noting that EBITDA does not yet reflect the entire contracted volume of the liquefaction plant, since one of the contracts, responsible for 25% of the plant's nominal capacity, will show a gradual increase in the demand curve by 2027.

## ► Energy Trading

This segment is comprised of Eneva's energy trading SPEs, including the subsidiaries merged into Eneva S.A. However, the reporting of their related results will remain in this segment for better understanding purposes.

The Energy Trading segment mainly engages in energy purchase and sale, swap operations, and the trading of energy solutions to end customers.

Income Statement – Energy Trading	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Net Operating Revenues (ex-Operations)</b>	<b>2,160.7</b>	<b>1,605.8</b>	<b>34.6%</b>	<b>6,540.3</b>	<b>3,439.6</b>	<b>75.0%</b>
<b>Operating Costs (ex-Operations)</b>	<b>(2,087.0)</b>	<b>(1,707.7)</b>	<b>22.2%</b>	<b>(6,298.7)</b>	<b>(3,405.9)</b>	<b>121.5%</b>
Power Acquired for Resale	(2,080.4)	(1,706.1)	21.9%	(6,280.5)	(3,398.4)	121.5%
Others	(6.6)	(1.6)	326.9%	(18.3)	(7.5)	142.6%
<b>Net Revenues/(Expenses) MtM Var. (ex-Operations)</b>	<b>(53.7)</b>	<b>51.9</b>	<b>N/A</b>	<b>(128.8)</b>	<b>75.9</b>	<b>N/A</b>
<b>Net effect of Structured Operations</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>N/A</b>
Net Revenues from Structured Operations	438.5	726.0	-39.6%	751.4	726.0	3.5%
Structured Operations Costs	(780.9)	(181.4)	330.5%	(1,647.9)	(181.4)	808.4%
Structured Operations MtM Effect	342.4	(544.6)	N/A	896.5	(544.6)	-264.6%
<b>Operating Expenses</b>	<b>(14.7)</b>	<b>(12.3)</b>	<b>19.5%</b>	<b>(54.4)</b>	<b>(50.6)</b>	<b>7.5%</b>
SG&A	(13.9)	(11.9)	16.4%	(51.9)	(49.1)	5.9%
Depreciation and Amortization	(0.9)	(0.4)	112.9%	(2.5)	(1.5)	60.2%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(0.2)</b>	<b>(4.5)</b>	<b>-95.7%</b>	<b>(1.7)</b>	<b>(1.9)</b>	<b>-14.0%</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>5.9</b>	<b>(66.4)</b>	<b>N/A</b>	<b>59.1</b>	<b>58.7</b>	<b>0.8%</b>
<b>EBITDA Margin (%)</b>	<b>0.2%</b>	<b>-2.8%</b>	<b>3.1 p.p.</b>	<b>0.8%</b>	<b>1.4%</b>	<b>-0.6 p.p.</b>

The 4Q25 result was impacted by structured energy purchase and sale transactions executed as part of the Company's working capital management, with a positive effect of R\$342.4 million on the mark-to-market of energy futures contracts ("MtM<sup>28</sup>") and a negative impact of the same amount on the quarter's trading margin. To sum up, part of the cash from the 4Q25 futures contracts has been postponed to 1H26, with a positive one-off effect on MtM by late 4Q25 considering the incorporation of the balance into the Trading Company's book, however with a negative effect in the same proportion on the trading margin (net result of operating revenue and expenses). Therefore, the net effect of the operation on EBITDA is nil, despite the impacts on cash balance. It is also worth noting that, over the coming months, the effects observed, both on the trading margin and on MtM, will be fully re-established, with full offset in May 2026.

On the other hand, 4Q24 also recorded structured energy purchase and sale transactions, the effects of which were offset during earlier months of 2025. However, since cash has been anticipated, the effects generated on the operating revenues and expenses and MtM were inverse in each period.

Excluding the effect of structured operations, the trading margin totaled R\$73.7 million in 4Q25, driven by gains from the market price curve referring to transactions executed by the Trading Desk. Excluding the effects of structured operations also in 4Q24, when the impact on the trading margin in that period totaled positive R\$544.6 million, the trading margin grew by R\$175.6 million in 4Q25.

The MtM (ex-Structured Operations) totaled negative R\$53.7 million in 4Q25, reflecting both the book operations write-off, which positively impacted the trading margin, and the significant increase in market price curves in long-term contracts, which offset the gains from discount rates and IPCA in the quarter.

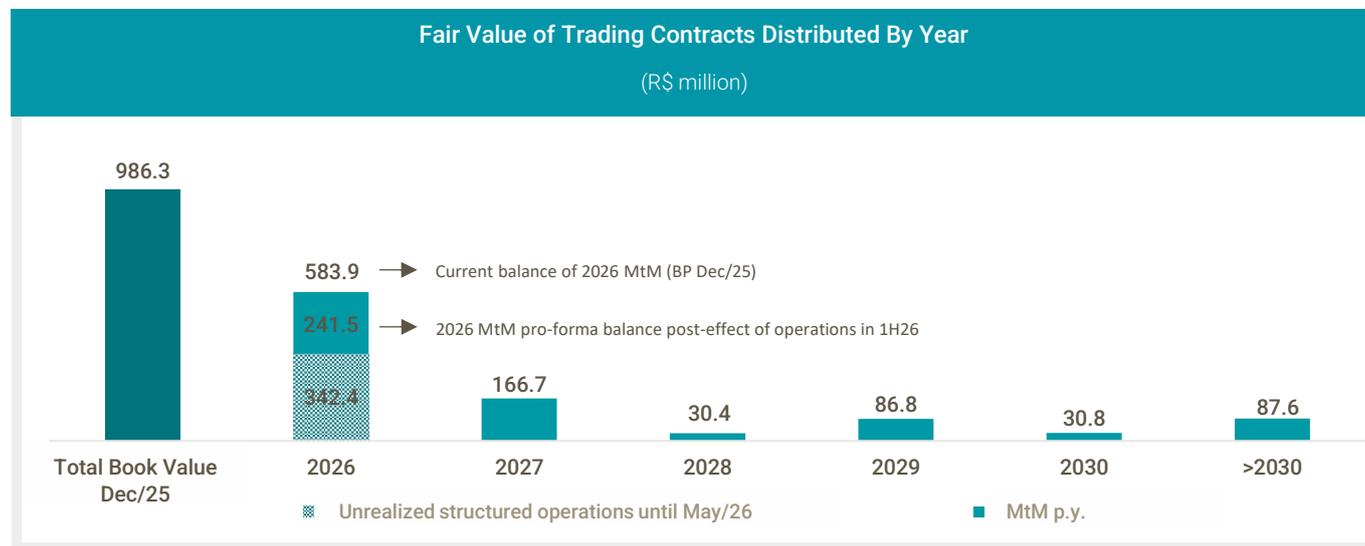
As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$5.9 million in 4Q25, R\$72.3 million higher than in 4Q24.

### Notes

<sup>28</sup> The MtM corresponds to the variation in the fair value balances of the energy sales contracts in the period, and the fair value measurement of new contracts signed throughout the quarter at the end of the period, by updating the expected future positions realization.

The net position (Asset account balances - Liability account balances) of the fair value of the energy trading contracts recorded at the end of the quarter was R\$986.3 million<sup>29</sup>, and reflects the sum of the differences between the value of the contracted prices of the closed positions and the value of the current market prices at each maturity, net of PIS/COFINS, carried to present value<sup>30</sup>.

The effects observed in the MtM result in 4Q25 and the annual distribution of the net fair value position of energy trading contracts of R\$986.3 million, according to each contract maturity, can be seen in the chart below. The chart also shows the temporary and one-off impact of the operations carried out in 4Q25, which will be fully re-established by May 2026.


**Notes**

<sup>29</sup> The amount of R\$986.3 million considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

<sup>30</sup> The discount rates applied correspond to the zero-coupon curve for IPCA-indexed securities (NTN-B) published by Anbima (real interest rates), and the values of future cash flows do not take into account the expected price adjustments by the applicable inflation indexes.

► **Holding & Others**

This segment consists of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. By late 4Q25, Eneva S.A. also incorporated (i) businesses in the Upstream segment, across all basins with own Exploration & Production (E&P) activities; (ii) since March 2023, the Fortaleza TPP, currently under hibernation, after CGTF's merger into Eneva S.A.; (iii) since 2Q24, the Sergipe Hub SPEs and the Company's main energy trading vehicles; (iv) off-grid gas trading ("Off-Grid") and SPE GNL Brasil, a joint venture for cryogenic fluid logistics in which Eneva holds a 51% stake; and (v) since January 2025, the Linhares, Viana and Povoação subsidiaries.

To allow for better analysis of the performance of the Company's business segments, we have opted here to report the results of the Holding & Other segment only for administrative companies and non-operational projects, including Fortaleza TPP, currently under hibernation.

Income Statement – Holding & Other	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Net Operating Revenues</b>	<b>0.1</b>	<b>(0.1)</b>	<b>N/A</b>	<b>0.1</b>	<b>(0.1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Operating Costs</b>	<b>-</b>	<b>(0.2)</b>	<b>N/A</b>	<b>0.0</b>	<b>(0.2)</b>	<b>N/A</b>
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>Operating Expenses</b>	<b>(98.9)</b>	<b>(52.4)</b>	<b>88.9%</b>	<b>(317.0)</b>	<b>(241.6)</b>	<b>31.2%</b>
SG&A	(78.7)	(33.6)	133.9%	(230.9)	(162.5)	42.1%
SOP/Long Term Incentive (ILP)	(20.3)	(18.7)	8.1%	(86.1)	(79.0)	9.0%
<b>Depreciation and Amortization</b>	<b>(290.3)</b>	<b>(131.7)</b>	<b>120.5%</b>	<b>(1,002.3)</b>	<b>(231.0)</b>	<b>333.8%</b>
Capital Gain, Loss & Goodwill	(219.2)	(53.5)	309.6%	(879.3)	(135.3)	550.0%
<b>Other Revenue/Expenses</b>	<b>(15.3)</b>	<b>(28.9)</b>	<b>-46.9%</b>	<b>(77.2)</b>	<b>(14.6)</b>	<b>428.3%</b>
<b>Equity Income<sup>1</sup></b>	<b>208.5</b>	<b>(793.7)</b>	<b>N/A</b>	<b>981.1</b>	<b>318.9</b>	<b>207.6%</b>
<b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>	<b>94.3</b>	<b>(875.2)</b>	<b>N/A</b>	<b>586.9</b>	<b>62.5</b>	<b>839.1%</b>
<b>EBITDA ex-Equity Income</b>	<b>(114.2)</b>	<b>(81.5)</b>	<b>40.0%</b>	<b>(394.1)</b>	<b>(256.4)</b>	<b>53.7%</b>

In 4Q25, the Holding & Other segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R\$98.9 million, an increase of R\$46.6 million compared to 4Q24, mainly reflecting:

- R\$45.0 million increase in SG&A, due to (i) higher provisioning under the PLR/Bonus line in the quarter versus 4Q24, as estimates for achieving the Company's targets have been revised at the end of 2025; (ii) effect of the annual readjustment of the payroll during the period as provided for in the collective bargaining agreement; and (iii) increased headcount to support the Company's growth.

"Other Revenue/Expenses" totaled negative R\$15.3 million in 4Q25, versus negative R\$28.9 million in 4Q24, which was negatively impacted by a combination of one-off factors, including legal expenses referring to Arbitration Proceedings, the completion of the Public Offering for Primary Distribution of Shares, and asset acquisitions.

As a result, considering the effects mentioned above, the segment's EBITDA, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated figure), totaled negative R\$114.2 million.

In 4Q25, Depreciation and Amortization line was mainly impacted by: (i) R\$144.5 million amortization of capital gains and losses of Linhares, Tevisa and Povoação (of which R\$15.2 million refers to Linhares, and are deductible for IRPJ/CSL purposes); (ii) R\$ 70.4 million related to Celse acquisition, of which R\$18.9 million associated with the goodwill amortization (not deductible for IRPJ/CSL purposes), and R\$51.5 million referring to the capital gain accounting amortization, which after merger into the Holding, is deductible for IRPJ/CSL purposes (previously booked under Equity Income).

## CONSOLIDATED FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	4Q25	4Q24	%	2025	2024	%
(R\$ million)						
<b>Financial Revenues</b>	<b>127.4</b>	<b>205.2</b>	<b>-37.9%</b>	<b>694.1</b>	<b>507.3</b>	<b>36.8%</b>
Income from Financial Investments	118.7	101.8	16.6%	534.2	321.2	66.3%
Fines and Interest Earned	0.7	19.6	-96.3%	24.2	48.8	-50.4%
Interest from Related Parties	(6.1)	0.9	N/A	-	8.0	N/A
Others	14.0	82.8	-83.1%	135.7	129.2	5.0%
<b>Financial Expenses</b>	<b>(467.8)</b>	<b>(746.4)</b>	<b>-37.3%</b>	<b>(2,679.2)</b>	<b>(2,718.9)</b>	<b>-1.5%</b>
Debt Charges <sup>31</sup>	(43.0)	(60.1)	-28.6%	(207.8)	(265.4)	-21.7%
Interest on Debentures	(81.1)	(246.8)	-67.1%	(901.4)	(1,200.2)	-24.9%
Monetary Variation	(69.6)	(145.9)	-52.3%	(503.4)	(462.6)	8.8%
Interest on Lease and Other <sup>32</sup>	(64.3)	(66.8)	-3.7%	(251.9)	(255.8)	-1.5%
Net FX Variation	(11.5)	18.5	N/A	(3.5)	7.7	N/A
Commissions and Financial Brokerage	(5.8)	(6.0)	-2.5%	(48.3)	(70.1)	-31.1%
IOF/IOC	(8.7)	(4.8)	80.4%	(26.0)	(15.7)	66.0%
Appropriation of Present Value Adjustment on Receivables Anticipation	(118.9)	(126.3)	-5.9%	(482.4)	(272.3)	77.2%
Others	(65.0)	(108.2)	-39.9%	(254.5)	(184.5)	37.9%
<b>Non-cash FX variation on lease</b>	<b>(74.0)</b>	<b>(506.1)</b>	<b>-85.4%</b>	<b>527.9</b>	<b>(925.9)</b>	<b>N/A</b>
<b>Swap mark-to-market variation</b>	<b>11.3</b>	<b>(410.8)</b>	<b>N/A</b>	<b>176.0</b>	<b>(424.1)</b>	<b>N/A</b>
<b>Net Financial Result</b>	<b>(403.1)</b>	<b>(1,458.2)</b>	<b>-72.4%</b>	<b>(1,281.2)</b>	<b>(3,561.7)</b>	<b>-64.0%</b>
<b>Net Financial Result adjusted to exclude one-off and non-cash effects<sup>33</sup></b>	<b>(340.4)</b>	<b>(541.2)</b>	<b>-37.1%</b>	<b>(1,985.2)</b>	<b>(2,211.6)</b>	<b>-10.2%</b>

In 4Q25, the Company recorded a negative net financial result of R\$403.1 million, a R\$1,055.1 million improvement compared to 4Q24. It is worth noting, however, that the periods booked specific recurring and non-recurring effects with no cash effect, hindering the analysis of financial performance. The main effects are:

- **FX Variation on Leases:** negative non-cash FX variation of R\$74.0 million recorded in 4Q25 on US dollar-denominated liabilities referring to the lease of the Porto de Sergipe I TPP's FSRU (IFRS-16), reflecting the exchange rate appreciation during 4Q25, mitigated by the adoption of hedge accounting in the quarter, considering the hedge ratio between the costs arising from the FSRU lease agreement and the percentage of the Company's revenues, mainly from the Off-Grid segment, indexed to the US dollar. In comparison, the line booked negative R\$506.1 million in 4Q24 of FX variation on the liability related to the FSRU lease, fully reflecting the increased devaluation of the Brazilian Real in that period; and
- **Swap Mark-to-Market:** R\$11.3 million booked in 4Q25 referring to swaps in the period, related to receivables anticipation operations of the Porto de Sergipe I, Itaqui, and Pecém II TPPs, to convert the original exposure entered into at a fixed rate to CDI, versus negative R\$410.8 million recorded in 4Q24, reflecting the more accelerated increase in the CDI curve in that quarter. It is worth noting that the financial cost of the Company's CDI linked debt is naturally hedged by the return on cash and other income from financial investments.

### Notes

<sup>31</sup> Includes amortization of transaction costs.

<sup>32</sup> Interest on commercial leases, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision and interest on related parties.

<sup>33</sup> This line considers the Net Financial Result, deducted from the lines (i) Non-cash FX variation on lease and (ii) Swap mark-to-market variation (non-cash).

Excluding the effects listed above, adjusted financial result would total negative R\$340.4 million in 4Q25, versus negative R\$541,2 million in 4Q24, a R\$200.7 million year-over-year improvement, mainly reflecting:

- (i) R\$165.7 million decrease in **Interest on Debentures** in 4Q25 versus 4Q24, mainly due to the retroactive capitalization of project debts related to previous periods to fixed assets in 4Q25, improving 4Q25 results;
- (ii) R\$76.4 million reduction in **Monetary Variation** in the year-over-year comparison, mainly reflecting decrease in the accumulated IPCA in the year-over-year comparison (4Q25: 1.08% p.y. vs. 4Q24: 1.92% p.y.);
- (iv) The positive effects were mainly mitigated by the negative net variation of R\$25.6 million, considering the sum of **Other Financial Income** and **Other Financial Expenses**.

## CAPEX

Capex	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	2025	2024
(R\$ million)										
<b>Coal-Fired Generation</b>	<b>27.7</b>	<b>14.1</b>	<b>15.7</b>	<b>16.0</b>	<b>27.0</b>	<b>5.8</b>	<b>3.7</b>	<b>3.9</b>	<b>73.5</b>	<b>40.4</b>
Pecém II	16.2	7.9	11.4	1.4	11.5	4.0	0.9	(0.0)	37.0	16.4
Itaqui	11.5	6.1	4.3	14.5	15.5	1.8	2.8	3.9	36.5	24.0
<b>Oil-fired Generation<sup>34</sup></b>	<b>16.3</b>	<b>13.3</b>	<b>15.7</b>	<b>0.4</b>	<b>1.9</b>	-	-	-	<b>45.7</b>	<b>1.9</b>
<b>Gas-fired Generation</b>	<b>52.7</b>	<b>28.1</b>	<b>35.8</b>	<b>15.0</b>	<b>58.4</b>	<b>17.5</b>	<b>20.0</b>	<b>14.8</b>	<b>131.5</b>	<b>110.6</b>
Parnaíba I <sup>35</sup>	3.8	1.4	3.2	0.8	29.8	1.8	9.0	(4.3)	9.2	36.2
Parnaíba II	10.3	12.0	13.7	9.3	11.8	7.3	9.5	9.4	45.3	38.0
Parnaíba III <sup>36</sup>	-	-	-	-	1.9	-	0.5	(0.0)	-	2.4
Parnaíba IV	0.1	0.3	0.1	-	0.1	-	0.2	0.1	0.4	0.3
Parnaíba V <sup>31</sup>	11.1	9.9	17.4	4.6	11.6	8.3	0.8	9.7	43.0	30.4
Fortaleza TPP	(0.3)	0.6	0.7	0.3	1.4	0.1	0.0	(0.1)	1.3	1.5
Espírito Santo TPPs <sup>30</sup>	27.8	4.0	0.7	-	1.9	-	-	-	32.4	1.9
<b>Sergipe Hub</b>	<b>81.6</b>	<b>78.5</b>	<b>7.2</b>	<b>(2.4)</b>	<b>124.4</b>	<b>20.6</b>	<b>23.8</b>	<b>9.3</b>	<b>165.0</b>	<b>178.1</b>
<b>Parnaíba VI<sup>32</sup></b>	<b>8.1</b>	<b>19.4</b>	<b>2.8</b>	<b>20.0</b>	<b>42.0</b>	<b>54.2</b>	<b>21.2</b>	<b>49.2</b>	<b>50.2</b>	<b>166.6</b>
<b>Azulão-Jaguatirica</b>	<b>32.8</b>	<b>55.7</b>	<b>19.9</b>	<b>7.3</b>	<b>38.1</b>	<b>21.6</b>	<b>12.0</b>	<b>26.3</b>	<b>115.6</b>	<b>98.0</b>
<b>Azulão 950</b>	<b>739.0</b>	<b>839.0</b>	<b>639.8</b>	<b>528.7</b>	<b>554.3</b>	<b>589.0</b>	<b>492.1</b>	<b>125.3</b>	<b>2,746.6</b>	<b>1,760.7</b>
E&P	7.0	6.7	25.1	28.5	20.1	26.3	8.5	5.4	67.3	60.3
TPP	732.0	832.2	614.7	500.2	534.2	562.7	483.6	119.9	2,679.2	1,700.4
<b>Futura 1</b>	<b>2.0</b>	<b>1.0</b>	<b>5.1</b>	<b>1.5</b>	<b>17.6</b>	<b>8.7</b>	-	<b>(3.3)</b>	<b>9.6</b>	<b>23.0</b>
<b>Upstream</b>	<b>111.0</b>	<b>284.1</b>	<b>233.7</b>	<b>77.8</b>	<b>141.7</b>	<b>162.4</b>	<b>89.1</b>	<b>65.1<sup>37</sup></b>	<b>706.6</b>	<b>458.4</b>
Development <sup>38</sup>	62.7	203.6	196.3	45.4	120.6	116.2	59.3	20.3	507.9	316.4
Exploration <sup>34</sup>	48.4	80.5	37.4	32.4	21.2	46.3	29.8	44.8	198.6	142.0
<b>Gas-Fired Liquefaction Plants</b>	<b>173.6</b>	<b>72.3</b>	<b>58.5</b>	<b>35.9</b>	<b>36.2</b>	<b>63.4</b>	<b>87.7</b>	<b>123.3</b>	<b>340.3</b>	<b>310.6</b>
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (1 <sup>st</sup> and 2 <sup>nd</sup> trains)	66.2	16.4	36.2	35.9	36.2	63.4	87.7	123.3	154.7	310.6
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (3 <sup>rd</sup> train)	107.3	55.9	22.4	-	-	-	-	-	185.6	-
<b>Holding and Other</b>	<b>838.6</b>	<b>161.2</b>	<b>566.4</b>	<b>160.8</b>	<b>82.3</b>	<b>23.9</b>	<b>43.7</b>	<b>17.5</b>	<b>1,727.1</b>	<b>167.4</b>
<b>Total<sup>39</sup></b>	<b>2,083.4</b>	<b>1,566.6</b>	<b>1,600.5</b>	<b>861.1</b>	<b>1,124.0</b>	<b>966.9</b>	<b>793.2</b>	<b>431.5</b>	<b>6,111.7</b>	<b>3,315.6</b>

The amounts above refer to the economic capex view (accrual basis).

In 4Q25, Capex totaled R\$2,083.4 million, 49.1% of which was allocated to the Company's main projects and the Upstream development, as detailed below:

**Azulão 950:** total Capex of R\$739.0 million in 4Q25, R\$580.0 million of which went towards construction and assembly services conducted at the TPP, GTU, and substation, including civil works activities, electromechanical assembly, commissioning and supply of various equipment. This amount also includes investments related to water withdrawal, clusters and gas pipelines activities. In addition, R\$86.0 million was allocated to personnel, engineering, insurance, social projects, and other expenditures. During the same period, R\$45.0 million was allocated to the contract with GE, associated with logistics costs and commissioning services. Lastly, remainder R\$28.0 million refers to equipment contractual milestones, considering on-site delivery and approval of technical documentation.

### Notes

<sup>34</sup> The amounts invested prior to 4Q24 will not be reported since no pro-forma of the acquired assets will be released.

<sup>35</sup> Parnaíba I capex is reported separately from that of Parnaíba V.

<sup>36</sup> Parnaíba III capex is reported separately from that of Parnaíba VI.

<sup>37</sup> Amount adjusted to exclude expenditures on dry wells in the quarter, as these amounts are accounted for in the Upstream segment.

<sup>38</sup> 2Q25, 1Q25, and 3Q24 figures have been restated for better quarter-over-quarter comparison, due to the change in classification between lines.

<sup>39</sup> 1Q24 and 2Q24 figures have been altered to include amounts classified as fixed assets in those quarters referring to the allocation of corporate expense apportionments to projects.

**Gas liquefaction plants in Maranhão:** total investment of R\$173.6 million in 4Q25. Of this amount, R\$107.3 million went towards the 3<sup>rd</sup> train project, of which R\$56.9 million relate to the final milestone of the contract with the supplier of advanced liquefaction systems, R\$19.0 million refer to the EPC contractor liable for the project's implementation and the remainder was set aside to acquire materials and contract various services. Regarding the 1<sup>st</sup> and 2<sup>nd</sup> trains, R\$66.2 million was earmarked to project completion milestones, R\$60.0 million of which refer to the booking of liquefaction equipment acquisition and R\$6.2 million was allocated to the purchase of spare parts.

**Upstream:** Investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R\$111.0 million. Concerning exploration activities, R\$17.5 million was mainly related to the drilling of a well in the Maranhão Basin by Eneva Explorer, the Company's drilling rig that started operating in 4Q25. Another R\$16.1 million went towards technical exploration teams and R\$14.7 million to scheduled maintenance of various equipment. Concerning development activities, R\$38.7 million was earmarked to the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, while R\$24.0 million was invested in the seismic campaign conducted in the Amazon Basin and expenditures related to technical development teams.

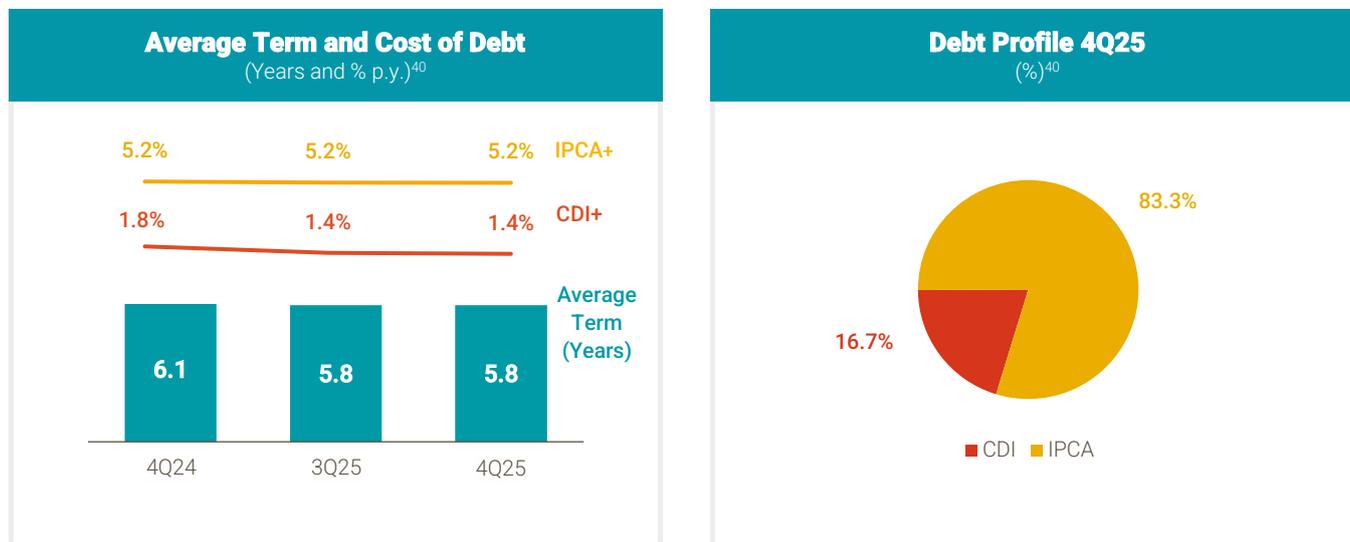
In 4Q25, the amounts invested in **Sustaining**, referring to current operations totaled R\$213.1 million. Of this total, investments were mainly concentrated in the Sergipe Hub, the Azulão-Jaguatirica Integrated System, the Coal-Fired Generation plants, and the Linhares TPP. R\$81.6 million was invested in the Sergipe Hub, out of which R\$40.1 million was mainly allocated to scheduled rotor and transformer replacements, while R\$18.8 million referred to provisions for the first installment to acquire new spare risers. Another R\$ 21.7 million corresponded to spare parts expenditures and various improvements carried out in the plant. In the Azulão-Jaguatirica Integrated System, investments totaled R\$32.8 million, of which R\$14.7 million went towards the maintenance of cryogenic equipment and project support activities, and R\$12.2 million earmarked for the purchase of spare parts. Investments totaled R\$27.7 million in the Coal-Fired Generation plants. Of this amount, R\$16.2 million was allocated to the Pecém II TPP, mainly for corrective maintenance of the power pump variator, and R\$11.5 million went towards scheduled maintenance and various improvements at the Itaqui TPP. Lastly, R\$27.2 million refers to amounts invested in the Linhares TPP, with R\$13.2 million invested in scheduled equipment maintenance and the remainder R\$14.0 million distributed among revamps and various improvements at the plant.

The amounts invested in **Holding & Other** totaled R\$838.6 million in the quarter. Of this total, R\$717.7 million was allocated to acquire critical long-term generation equipment for Eneva's thermal projects pipeline, with a focus on the capacity reserve auction, while R\$52.8 million went towards GNL Brasil for the acquisition of cryogenic trailers and horsepower. The remaining amounts corresponded to various corporate initiatives.

## INDEBTEDNESS

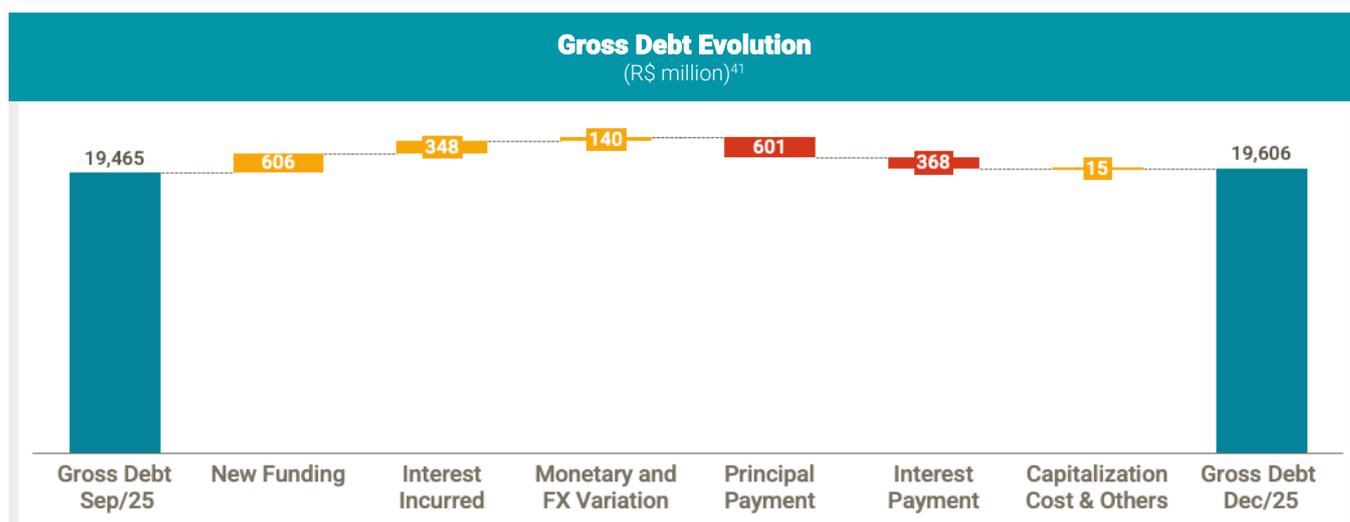
### ► Debt Profile

In late 4Q25, consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$19,606 million, compared to R\$19,465 million in September 2025.



At the end of 4Q25, the average maturity of consolidated debt was nearly 5.8 years, net versus 3Q25 and slightly below 4Q24. The average spread on debts indexed to the IPCA remained at 5.2%, in line with the levels observed in 3Q25 and 4Q24, while the average spread of CDI-indexed debt was 1.4% in 4Q25, remaining flat compared to 3Q25 and posting a reduction year over year.

### ► Gross Debt Changes



The main effects behind the changes in gross debt in 4Q25 were:

- Payments of principal, interest and the release of escrow accounts totaling R\$969 million, mostly following the debt schedule, as explained in the Cash Flow section;
- FDA/BASA disbursements in December 2025, related to the following financing: (i) R\$406 million allocated to the Azulão I Project, with an average rate of IPCA + 3.68% p.y., which, added to the R\$500 million disbursed in 4Q24,

#### Notes

<sup>40</sup> The cost of debt reported considers the weighted average cost of debt in the quarter. The CDI+ cost includes EURIBOR+ exposures in its calculation, equivalent to 0.5% of the total debt. The debt profile and average amortization term refer to the closing values of each period, and the CDI % debt profile also includes EURIBOR exposures.

<sup>41</sup> The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released (paid) from escrow accounts.

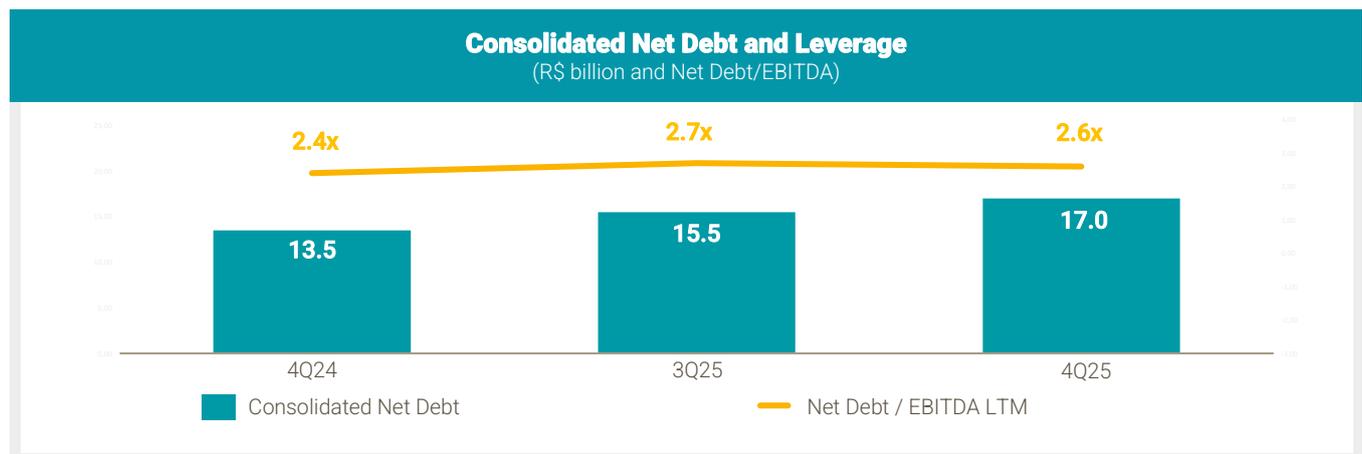
represents 90.6% of the total amount contracted; and (ii) R\$200 million allocated to the Azulão II and Azulão IV TPPs, at a cost of IPCA + 3.21% p.y.;

- Interest accrued on debentures and financing totaling R\$348 million; and
- Monetary and FX variation, totaling R\$140 million in 4Q25.

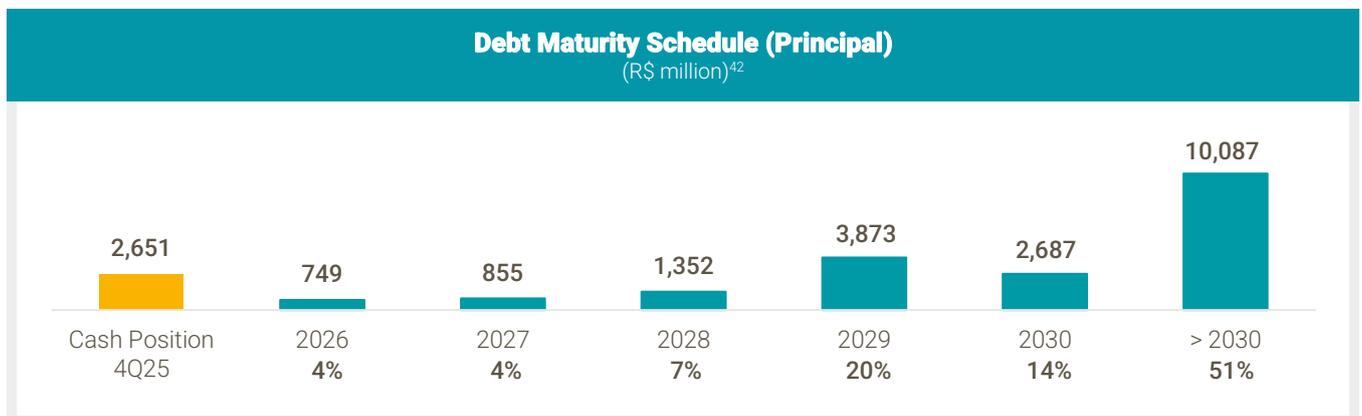
### ► Net Debt and Leverage

In late December 2025, the cash balance (which includes cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R\$2,651 million, a R\$1,286 million reduction compared to 3Q25, as described in the Cash Flow section.

Consolidated net debt totaled R\$16,955 million at the end of 4Q25, leading to a net debt/EBITDA LTM ratio of 2.6x, lower than in 3Q25. For covenant purposes, EBITDA considers the 12 months results of the assets acquired in 4Q24.



Most of Eneva’s debt maturities ended 4Q25 within the medium and long term, primarily as of 2029, as shown in the chart below.



#### Notes

<sup>42</sup> The flow in question considers only the value of the debt principal, disregarding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

## CAPITAL **MARKETS**

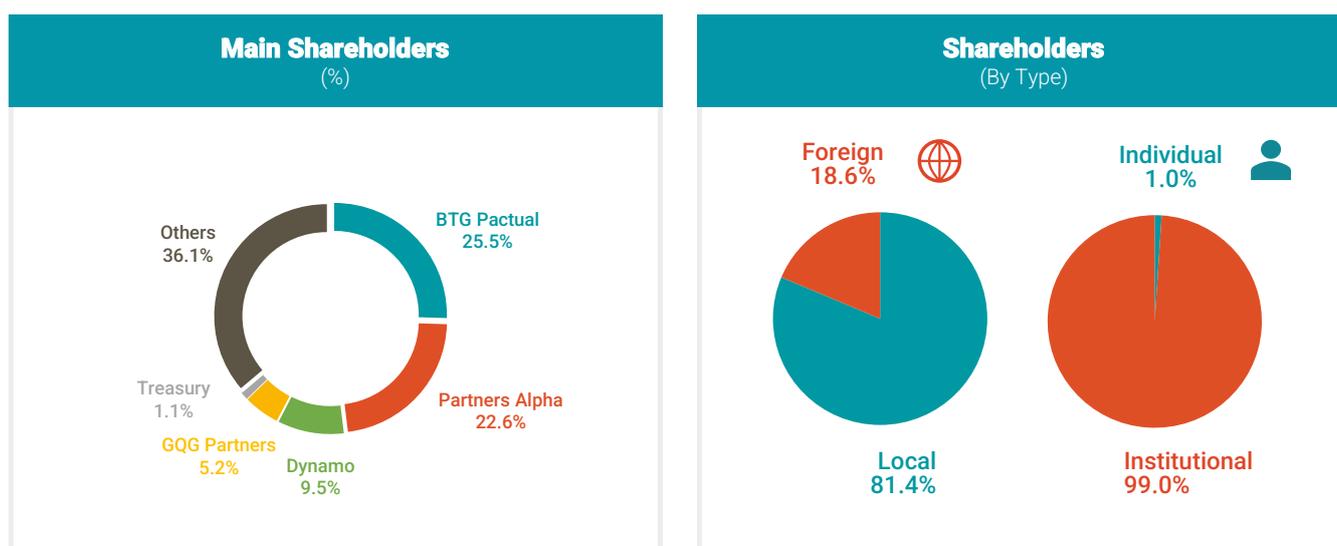
ENEV3	4Q25	3Q25	4Q24
Number of shares – end of period	1,936,973,658	1,936,973,658	1,932,591,767
Share price – end of period (R\$/share)	20.18	16.55	10.53
Traded shares (Million) – daily average	9.7	9.1	8.5
Financial volume (R\$ Million) – daily average	155.7	121.2	97.6
Market cap – end of period (R\$ Million) <sup>43</sup>	38,661	31,706	20,338
Enterprise Value – end of period (R\$ Million) <sup>44</sup>	55,616	47,235	33,858

### Ownership Structure

At the end of December 25, Eneva's share capital consisted of 1,936,973,658 common shares, with 98.78% of free float<sup>45</sup>. The shareholder composition is detailed below:

#### ► Eneva Shareholder Profile

On December 31<sup>st</sup>, 2025



#### Notes

<sup>43</sup> Disregards treasury shares and considers the closing price of the period.

Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and the Company's net debt, both at the end of the period. 3Q25 and 4Q24 amounts were changed to exclude treasury shares, based on Market Cap.

<sup>45</sup> Free float calculation excludes treasury shares and shares held by management.

## ESG ENVIRONMENTAL, SOCIAL & GOVERNANCE

After publishing its sustainability report for three years, in June 2025 the Company disclosed its third Integrated Report and ESG Indicator Notebook (reference year: 2024). The documents follow the principles, guidelines and recommendations of the International Integrated Reporting Council (IIRC), Global Reporting Initiative (GRI), Sustainability Accounting Standards Board (SASB) and Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

With a focus on transparency and quality of information provided, the Integrated Report and the ESG Indicator Notebook were assured by specialized independent auditors, following the recommendations of the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM). To access the latest documents, [click here](#).

## ESG KEY INDICATORS

In 2020, following the publication of the 2019 Sustainability Report, the Company started to quarterly update its sustainability indicators, measured in each period. The interactive spreadsheet with all the indicators presented by ENEVA is available on the Company's Investor Relations website and can be accessed [here](#).

# EXHIBITS INCOME STATEMENT TABLES BY SEGMENT

Income Statement – 4Q25	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe's HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total	
RS Million																	
<b>Gross Operation Revenues</b>	989.4	208.9	811.3	2,009.6	458.6	(474.8)	1,993.5	1,466.0	440.8	104.0	94.7	3,161.4	144.5	-	(663.5)	6,741.4	
Deductions from Gross Revenues	(99.2)	(16.9)	(132.1)	(248.2)	(68.9)	94.8	(222.3)	(182.5)	(45.3)	(8.4)	(6.6)	(273.6)	(14.2)	-	61.8	(691.0)	
<b>Net Operating Revenues</b>	890.2	192.1	679.2	1,761.4	389.7	(380.0)	1,771.2	1,283.5	395.6	95.6	88.1	2,887.8	130.3	0.1	(601.6)	6,050.5	
<b>Operating Costs</b>	(644.7)	(124.2)	(192.8)	(961.8)	(209.5)	380.0	(791.3)	(1,016.0)	(356.7)	(47.7)	(130.9)	(2,867.9)	(67.9)	-	599.9	(4,678.5)	
Depreciation & amortization	(70.0)	(41.7)	(11.4)	(123.2)	(113.4)	-	(236.6)	(99.6)	(115.7)	(13.4)	(37.9)	-	(19.8)	-	7.7	(515.3)	
<b>Operating Expenses 1</b>	(12.3)	(5.6)	(2.4)	(20.3)	(218.3)	2.8	(235.7)	(4.3)	(11.6)	(2.8)	(3.1)	(14.7)	(3.4)	(389.3)	(3.4)	(668.4)	
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(11.8)	(5.5)	(2.4)	(19.8)	(210.4)	2.8	(227.4)	(4.3)	(11.1)	(2.7)	(3.0)	(13.9)	(3.4)	(98.9)	(2.5)	(367.1)	
Depreciation & amortization	(0.4)	(0.0)	-	(0.5)	(7.9)	-	(8.3)	(0.0)	(0.5)	(0.1)	(0.1)	(0.9)	(0.0)	(290.3)	(1.0)	(301.2)	
<b>Other revenues/expenses</b>	(7.1)	(1.0)	(1.6)	(9.7)	(0.4)	-	(10.1)	4.0	(2.9)	(0.3)	(0.0)	(0.2)	(5.4)	-	1.9	(28.3)	
<b>Equity Income</b>	-	-	-	-	-	(84.6)	(84.6)	-	-	-	-	-	-	-	208.5	(128.1)	(4.2)
<b>EBITDA (as of ICFM S27/12)</b>	296.6	103.0	493.8	893.4	82.9	(81.8)	894.5	366.8	140.6	58.2	(7.9)	5.9	73.4	94.3	(138.0)	1,487.7	
Net Financial Result	29.7	(10.8)	0.7	19.7	(8.9)	0.6	11.4	(126.4)	(22.0)	0.2	8.9	(3.8)	(11.1)	(263.8)	3.6	(403.1)	
<b>EBT</b>	255.9	50.5	483.0	789.4	(47.3)	(81.2)	660.9	140.8	2.3	45.0	(37.1)	1.2	42.5	(459.8)	(127.7)	268.1	
Current Taxes	(32.6)	9.2	-	(23.5)	-	-	(23.5)	-	(0.8)	-	(5.2)	-	1.7	1.9	-	(25.9)	
Deferred Taxes	(3.8)	(0.6)	-	(4.3)	-	-	(4.3)	-	(5.1)	0.4	3.4	19.8	0.0	(64.2)	-	(50.1)	
<b>Net Income end of Period</b>	219.4	59.1	483.0	761.6	(47.3)	(81.2)	633.1	140.8	(3.6)	45.4	(38.9)	21.0	44.2	(522.1)	(127.7)	192.1	
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135.1	135.1	
<b>Eneva Net Income</b>	219.4	59.1	483.0	761.6	(47.3)	(81.2)	633.1	140.8	(3.6)	45.4	(38.9)	21.0	44.2	(522.1)	(262.8)	57.0	

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - RS 2.2 million on EBITDA in 4Q25 and - RS 2.7 million in 4Q24.

2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.

3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.

Income Statement – 4Q24	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe's HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million																
<b>Gross Operation Revenues</b>	879.8	207.0	519.5	1,606.2	385.1	(459.8)	1,531.5	1,226.3	432.5	54.3	83.2	2,086.3	40.5	(0.0)	(2.2)	5,452.4
Deductions from Gross Revenues	(95.4)	(24.8)	(72.5)	(192.8)	(55.1)	88.8	(159.1)	(169.0)	(45.5)	(6.0)	(5.6)	(247.3)	(4.7)	(0.1)	43.5	(593.8)
<b>Net Operating Revenues</b>	784.4	182.1	446.9	1,413.4	330.0	(371.0)	1,372.4	1,057.3	387.0	48.2	77.6	1,839.1	35.8	(0.1)	41.3	4,858.6
<b>Operating Costs</b>	(531.6)	(112.0)	(101.3)	(744.8)	(122.8)	371.9	(495.8)	(815.2)	(315.3)	(24.6)	(101.7)	(1,889.1)	(33.7)	(0.2)	(54.2)	(3,729.7)
Depreciation & amortization	(52.6)	(37.0)	(6.8)	(96.4)	(42.3)	-	(138.8)	(98.3)	(56.9)	(3.1)	(28.7)	-	(7.7)	-	-	(333.4)
<b>Operating Expenses 1</b>	(10.2)	(8.4)	(2.8)	(21.3)	(53.0)	2.5	(71.8)	(3.9)	(10.6)	(8.2)	(4.1)	(12.3)	(1.4)	(184.0)	(147.6)	(444.0)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(10.0)	(8.4)	(2.7)	(21.1)	(47.9)	2.5	(66.5)	(3.9)	(10.3)	(8.1)	(4.0)	(11.9)	(1.4)	(52.4)	(2.5)	(160.9)
Depreciation & amortization	(0.2)	(0.0)	(0.1)	(0.3)	(5.1)	-	(5.4)	(0.0)	(0.3)	(0.1)	(0.1)	(0.4)	(0.0)	(131.7)	(145.2)	(283.2)
<b>Other revenues/expenses</b>	(1.7)	(0.9)	1.1	(1.5)	4.8	(1.3)	2.0	(8.3)	(635.5)	0.1	(12.2)	(4.5)	(10.2)	(28.9)	(1.7)	(699.2)
<b>Equity Income</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	793.7	5.5
<b>EBITDA (as of ICFM S27/12)</b>	293.8	97.8	350.9	742.5	206.4	2.1	951.0	328.2	(517.2)	18.7	(11.6)	(66.4)	(1.8)	(875.2)	782.2	607.9
Net Financial Result	(28.5)	(21.9)	(127.7)	(178.1)	(127.2)	3.1	(302.2)	(814.2)	(37.7)	1.8	(4.0)	1.5	(9.3)	(303.7)	9.7	(1,458.2)
<b>EBT</b>	212.4	39.0	216.2	467.6	31.7	5.2	504.6	(584.3)	(612.1)	17.3	(44.5)	(65.3)	(18.8)	(1,310.6)	646.8	(1,466.9)
Current Taxes	(27.8)	3.8	(56.5)	(80.6)	-	-	(80.6)	-	(0.6)	(3.3)	(4.8)	(0.1)	(2.1)	0.0	-	(91.6)
Deferred Taxes	(4.1)	(6.5)	25.7	15.0	-	-	15.0	35.3	212.3	0.7	4.6	170.8	(3.0)	173.0	-	608.9
<b>Net Income end of Period</b>	180.4	36.3	185.4	402.1	31.7	5.2	439.0	(549.0)	(400.4)	14.8	(44.7)	105.3	(23.9)	(1,137.6)	646.8	(949.7)
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117.0	117.0
<b>Eneva Net Income</b>	180.4	36.3	185.4	402.1	31.7	5.2	439.0	(549.0)	(400.4)	14.8	(44.7)	105.3	(23.9)	(1,137.6)	529.8	(1,066.6)

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - RS 2.2 million on EBITDA in 4Q25 and - RS 2.7 million in 4Q24.

2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.

3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.

Income Statement – 12M25	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe's HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million																
<b>Gross Operation Revenues</b>	3,467.2	824.9	2,840.2	7,132.3	1,322.2	(1,499.2)	6,965.3	4,266.6	1,408.3	130.3	430.1	8,831.7	555.0	0.0	(2,036.6)	20,550.6
Deductions from Gross Revenues	(377.9)	(48.5)	(476.0)	(902.4)	(196.9)	274.8	(824.6)	(486.5)	(144.4)	(11.0)	(29.7)	(772.3)	(55.4)	0.1	189.3	(2,134.5)
<b>Net Operating Revenues</b>	3,089.4	776.4	2,364.1	6,229.9	1,135.2	(1,224.4)	6,140.7	3,780.1	1,263.9	119.3	400.3	8,059.4	499.5	0.1	(1,847.3)	18,416.1
<b>Operating Costs</b>	(2,071.3)	(434.6)	(544.2)	(3,050.2)	(570.9)	1,224.4	(2,396.7)	(2,507.2)	(1,063.1)	(168.0)	(522.0)	(7,946.6)	(241.4)	0.0	1,833.5	(13,011.5)
Depreciation & amortization	(255.0)	(152.1)	(45.4)	(452.5)	(281.7)	-	(734.2)	(396.0)	(437.6)	(52.7)	(124.1)	-	(45.4)	-	30.1	(1,759.9)
<b>Operating Expenses 1</b>	(35.9)	(21.2)	(6.8)	(63.9)	(426.1)	10.5	(479.5)	(14.8)	(32.2)	(13.8)	(13.4)	(54.4)	(11.8)	(1,319.3)	(12.2)	(1,951.3)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(34.6)	(21.1)	(6.8)	(62.6)	(406.6)	10.5	(458.6)	(14.7)	(30.3)	(10.3)	(12.9)	(51.9)	(11.7)	(317.0)	(10.2)	(917.6)
Depreciation & amortization	(1.3)	(0.0)	(0.0)	(1.4)	(19.5)	-	(20.9)	(0.0)	(1.9)	(3.5)	(0.5)	(2.5)	(0.1)	(1,002.3)	(2.0)	(1,033.7)
<b>Other revenues/expenses</b>	33.1	(1.5)	(1.8)	29.8	(0.6)	-	29.2	328.1	0.5	(0.3)	(0.0)	(1.7)	(17.6)	(77.2)	5.5	266.5
<b>Equity Income</b>	-	-	-	-	-	(264.4)	(264.4)	-	-	-	-	-	-	981.1	(723.2)	(6.5)
<b>EBITDA (as of ICFM S27/12)</b>	1,271.5	471.2	1,856.8	3,599.5	438.8	(253.9)	3,784.4	1,982.2	608.6	(6.6)	(10.4)	59.1	274.3	586.9	(771.8)	6,506.8
Net Financial Result	(6.7)	(64.6)	5.1	(66.2)	(10.2)	2.2	(74.2)	37.2	(108.7)	1.6	(13.7)	(1.3)	(38.3)	(1,098.3)	14.5	(1,281.2)
<b>EBT</b>	1,008.5	254.5	1,816.4	3,079.5	127.4	(251.7)	2,955.2	1,623.3	60.3	(61.2)	(148.8)	55.4	190.5	(1,513.6)	(729.2)	2,432.0
Current Taxes	(136.3)	(8.7)	(20.2)	(165.1)	-	-	(165.1)	-	(8.1)	1.4	(18.2)	(11.1)	(4.3)	(14.5)	-	(219.9)
Deferred Taxes	(24.1)	(12.5)	(2.2)	(38.7)	-	-	(38.7)	-	(8.6)	1.4	13.8	41.3	(1.3)	(528.4)	-	(520.5)
<b>Net Income end of Period</b>	848.2	233.3	1,794.1	2,875.6	127.4	(251.7)	2,751.3	1,623.3	43.7	(58.4)	(153.2)	85.7	184.9	(2,056.5)	(729.2)	1,691.6
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	534.1	534.1
<b>Eneva Net Income</b>	848.2	233.3	1,794.1	2,875.6	127.4	(251.7)	2,751.3	1,623.3	43.7	(58.4)	(153.2)	85.7	184.9	(2,056.5)	(1,263.2)	1,157.6

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - R\$ 12.5 million on EBITDA in 12M25 and - R\$ 12.7 million in 12M24.  
2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.  
3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.

Income Statement – 12M24	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe's HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million																
<b>Gross Operation Revenues</b>	3,213.7	788.3	519.5	4,521.4	1,151.1	(1,198.1)	4,474.4	2,860.7	1,331.6	54.3	297.8	4,157.3	46.6	0.0	(420.0)	12,802.6
Deductions from Gross Revenues	(460.0)	(83.1)	(72.5)	(615.6)	(156.6)	229.7	(542.4)	(324.3)	(138.5)	(6.0)	(19.5)	(460.4)	(6.1)	(0.1)	82.1	(1,415.1)
<b>Net Operating Revenues</b>	2,753.7	705.2	446.9	3,905.8	994.5	(968.4)	3,932.0	2,536.4	1,193.1	48.2	278.3	3,697.0	40.5	(0.1)	(337.9)	11,387.5
<b>Operating Costs</b>	(1,627.3)	(420.5)	(101.3)	(2,149.0)	(352.8)	969.3	(1,532.6)	(1,445.4)	(811.5)	(24.6)	(316.8)	(3,587.3)	(40.7)	(0.2)	325.0	(7,434.0)
Depreciation & amortization	(185.4)	(154.1)	(6.8)	(346.3)	(129.6)	-	(476.0)	(392.8)	(210.6)	(3.1)	(111.5)	-	(7.7)	-	-	(1,201.7)
<b>Operating Expenses 1</b>	(38.8)	(28.9)	(2.8)	(70.4)	(151.8)	8.5	(213.7)	(15.0)	(42.4)	(8.2)	(14.6)	(50.6)	(5.1)	(472.6)	(246.1)	(1,068.3)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(37.9)	(28.9)	(2.7)	(69.4)	(136.9)	8.5	(197.8)	(15.1)	(41.1)	(8.1)	(14.2)	(49.1)	(4.9)	(241.6)	(8.5)	(580.3)
Depreciation & amortization	(1.0)	(0.0)	(0.1)	(1.1)	(14.9)	-	(16.0)	0.1	(1.3)	(0.1)	(0.5)	(1.5)	(0.2)	(231.0)	(237.6)	(488.0)
<b>Other revenues/expenses</b>	(5.4)	(1.5)	1.1	(5.9)	4.8	(1.0)	(2.1)	(7.4)	(634.2)	0.1	(9.8)	(1.9)	(10.2)	(14.6)	(8.4)	(688.5)
<b>Equity Income</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318.9	(303.7)	15.2
<b>EBITDA (as of ICFM S27/12)</b>	1,268.5	408.4	350.9	2,027.8	639.2	8.5	2,675.5	1,461.3	(83.1)	18.7	49.1	58.7	(7.7)	62.5	(333.4)	3,901.6
Net Financial Result	(137.2)	(74.4)	(127.7)	(339.3)	(158.9)	3.9	(494.3)	(1,647.6)	(153.6)	1.8	(27.4)	6.3	(12.0)	(1,243.7)	8.8	(3,561.7)
<b>EBT</b>	945.0	179.9	216.2	1,341.1	335.8	12.4	1,689.3	(579.0)	(448.6)	17.3	(90.4)	63.4	(27.6)	(1,412.2)	(562.2)	(1,349.8)
Current Taxes	(110.5)	(11.5)	(56.5)	(178.5)	-	-	(178.5)	-	(8.1)	(3.3)	(16.2)	(21.1)	(2.1)	(8.5)	-	(237.9)
Deferred Taxes	(39.1)	(14.8)	25.7	(28.3)	-	-	(28.3)	(43.0)	186.7	0.7	4.2	36.1	(0.9)	1,981.5	-	2,137.1
<b>Net Income end of Period</b>	795.3	153.6	185.4	1,134.3	335.8	12.4	1,482.5	(621.9)	(270.0)	14.8	(102.4)	78.5	(30.6)	560.8	(562.2)	549.4
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507.5	507.5
<b>Eneva Net Income</b>	795.3	153.6	185.4	1,134.3	335.8	12.4	1,482.5	(621.9)	(270.0)	14.8	(102.4)	78.5	(30.6)	560.8	(1,069.7)	42.0

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - R\$ 12.5 million on EBITDA in 12M25 and - R\$ 12.7 million in 12M24.  
2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.  
3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.



**ENEVA S.A.**

Praia de Botafogo, 501 | Torre Corcovado, sala 404 B  
Rio de Janeiro (RJ) | CEP: 22.250-040

[ri@eneva.com.br](mailto:ri@eneva.com.br)  
[ri.eneva.com.br](http://ri.eneva.com.br)