

DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 3T25**



Teleconferência de Resultados do 3T25

Quarta-feira, 12 de novembro de 2025

11h00 (Horário de Brasília) / 9 a.m. (US EST)

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

Eneva divulga resultados do terceiro trimestre de 2025

- ▶ **EBITDA Consolidado atinge novo marco histórico trimestral no 3T25, alcançando R\$ 1.822,9 milhões, crescimento de 61% frente ao 3T24, refletindo a sólida performance operacional da Companhia, sobretudo com a contribuição dos ativos adquiridos no 4T24, o ramp-up dos novos modelos de negócios de Gás Off-grid e On-grid e o desempenho operacional consistente dos ativos;**
- ▶ **Fluxo de caixa operacional recorde no total de R\$ 1.965,2 milhões, aumento de 54% vs. o 3T24, impulsionado pelo resultado operacional e variação positiva do capital de giro.**

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2025 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3; “Companhia”; “Eneva”), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração e comercialização de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do terceiro trimestre, findo em 30 de setembro de 2025 (3T25). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 3T25

- EBITDA Consolidado atingiu R\$ 1.822,9 milhões, recorde histórico trimestral pelo quarto trimestre consecutivo, com aumento de R\$ 688,8 milhões frente ao 3T24, impulsionado principalmente pelo desempenho operacional dos ativos, com aceleração do despacho termelétrico no mérito, pela contribuição dos novos segmentos de Comercialização de Gás On-Grid e Off-Grid a partir de 2025 e pelo resultado dos ativos adquiridos no 4T24;
- Crescimento de R\$ 206,3 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, refletindo a contribuição do EBITDA da Comercialização de Gás On-Grid com as operações recorrentes de gás firme e flexível e o resultado de operações de venda de GNL oportunísticas no período, assim como pela redução de custos com cancelamento de cargas vs. o 3T24 e pelo impacto positivo no 3T25 do ressarcimento do sinistro referente ao evento do *riser* ocorrido no 4T24;
- EBITDA de R\$ 67,1 milhões no segmento de Comercialização de Gás Off-Grid, com a continuidade do *ramp-up* dos contratos de venda de GNL, evidenciando o potencial desse modelo de negócio, que continuará a trajetória de aumento gradual do volume total contratado dos 2 primeiros trens até o 4T26. Como destaque, no 3T25 foram iniciadas as obras civis e concluídas as contratações dos principais fornecedores para a construção do 3º trem da planta, que expandirá em 50% a capacidade de liquefação no Parnaíba. Com o COD previsto para o início do 2S27, a expansão de 300 mil m³/dia posiciona a Eneva para capturar ainda mais oportunidades em um mercado com elevado potencial de crescimento;
- Redução nos patamares de custos operacionais fixos (em bases comparáveis) e SG&A totais no Consolidado, com ganhos nominais de R\$ 29,8 milhões e R\$ 9,2 milhões, respectivamente, em relação ao 3T24, refletindo a diligência financeira e as iniciativas de eficiência operacional da Companhia;
- Geração de caixa operacional atinge novo recorde histórico no 3T25, somando R\$ 1.965,2 milhões, aumento de 54% vs. o 3T24, superando o patamar de EBITDA alcançado no 3T25, refletindo o importante desempenho operacional dos ativos;
- Aceleração do despacho por ordem de mérito nos ativos a gás próprio e melhoria nos níveis de disponibilidade e eficiência da UTE Jaguatirica II. A continuidade do despacho após o encerramento do 3T25, com o despacho regulado (ex-inflexibilidade) no 4T25, reforça a importância do portfólio da Eneva para a confiabilidade do SIN e a segurança energética do país;
- Alavancagem financeira de 2,7x no 3T25 (sendo 2,4x desconsiderando impacto contábil não caixa de despesas de *impairment*), com melhora de 0,9x frente ao 3T24 e manutenção vs. o 2T25. Foram também desembolsados R\$ 693 milhões junto ao BASA e BNB para os projetos Azulão 950 e SSLNG, contribuindo para o reforço da estrutura de capital e com redução do custo médio da dívida frente ao 3T24;
- Início dos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 da UTE Viana em ago/25, já contribuindo no resultado do 3T25, assim como das UTEs Parnaíba IV, Geramar I e II em out/25, com todos passando a contribuir integralmente no resultado do 4T25;
- Divulgação em out/25 da Portaria Normativa referente às Diretrizes e Sistemática do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência de 2026 (“LRCAP 2026”) previsto para 18/03/26. O certame contará com 8 diferentes produtos, incluindo 6 para gás natural e carvão, permitindo a participação de ativos novos, com prazo de suprimento de 15 anos, e existentes, com prazo de 10 anos. O LRCAP 2026 representa uma oportunidade estratégica relevante para a recontração dos ativos existentes e para o desenvolvimento do pipeline de projetos da Companhia, promovendo a criação de valor de longo prazo e a aceleração da implementação do plano de negócios da Eneva.

Principais Indicadores - Consolidado

(R\$ milhões)	3T25	3T24	Var. %	9M25	9M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	4.428,0	2.581,2	71,5%	12.365,6	6.529,0	89,4%
EBITDA ICVM 527/12	1.822,9	1.134,1	60,7%	5.019,1	3.293,6	52,4%
Margem EBITDA (%)	41,2%	43,9%	-2,8 p.p.	40,6%	50,4%	-9,9 p.p.
Resultado Líquido Eneva ¹	351,7	102,7	242,6%	1.100,6	1.108,6	-0,7%
Investimentos (Competência)	1.566,6	966,9	62,0%	4.028,2	2.191,6	83,8%
Fluxo de Caixa Operacional	1.965,2	1.272,4	54,4%	4.352,1	3.313,5	31,3%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ²	15,5	15,3	1,5%	15,5	15,3	1,5%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M ³	2,68x	3,53x	-0,86x	2,68x	3,53x	-0,86x

Notas:

¹ Resultado Líquido deduzindo a participação minoritária em subsidiárias.
² O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.
³ Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 3T25, 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.

Dados Operacionais

► Upstream

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³ de gás natural)	0,63	0,31	0,15	0,53	0,67
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	35,0	35,7	36,0	36,1	36,7
Amazonas					
Produção (Bi m³ de gás natural)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	9,6	9,7	9,8	9,8	9,9

► Comercialização de Gás Off-Grid: SSLNG⁴

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Parnaíba					
Volume produzido (MM m³ de gás natural) ⁵	15,8	24,6	19,9	5,4	-
Volume vendido (MM m³ de gás natural) ⁶	36,6	35,7	28,5	5,4	-

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	97%	100%	98%	99%
Despacho (%)	78%	32%	7%	66%	85%
Geração Líquida (GWh)	1.066	455	108	939	1.252
Geração Bruta (GWh)	1.114	473	114	984	1.309
UTE Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	84%	95%	99%
Despacho (%) ⁷	91%	52%	32%	92%	82%
Geração Líquida (GWh)	986	553	346	998	898
Geração Bruta (GWh)	1.036	582	363	1.047	942
UTE Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Disponibilidade (%)	100%	93%	100%	100%	100%
Despacho (%)	81%	32%	15%	45%	40%
Geração Líquida (GWh)	458	180	66	169	154
Geração Bruta (GWh)	483	191	68	176	159
UTE Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	100%	98%	96%	96%
Despacho (%)	26%	11%	0%	44%	71%
Geração Líquida (GWh)	31	14	0	51	83
Geração Bruta (GWh)	32	14	0	53	85
UTE Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	60%	55% ⁹	100%	99%	100%
Despacho (%)	46%	6%	9%	71%	90%
Geração Líquida (GWh)	340	39	65	543	700
Geração Bruta (GWh)	367	43	68	573	740

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:

⁴ 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 dez/24. Os demais 50% entraram em operação comercial em meados de fev/25. O volume total vendido da planta continuará a ser escalonado até o final do 4T26.

⁵ 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.

⁶ Os contratos de venda de gás apresentam cláusulas de take-or-pay. Portanto, o volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido, refletindo os valores mínimos do comprometimento anual ou os efetivamente produzidos, caso estes sejam superiores ao mínimo anual.

⁷ O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto a dezembro para os anos de 2024 e 2025.

⁸ 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 mar/25.

⁹ Disponibilidade da UTE Parnaíba V no 2T25 impactada por manutenção programada iniciada em 18 de mai/25 e concluída em 23 de jun/25.

Dados Operacionais

► Geração Térmica a Gás em Roraima

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Jaguaritica II					
Disponibilidade (%)	100%	100%	99%	91%	85%
Despacho (%)	78%	76%	81%	83%	68%
Geração Líquida (GWh)	207	201	211	224	180
Geração Bruta (GWh)	217	209	221	234	189

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	88%	84%	99%	92%	96%
Despacho (%)	1%	0%	0%	4%	0%
Geração Líquida (GWh)	43	4	0	145	0
Geração Bruta (GWh)	46	5	0	155	0

UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)¹⁰

Disponibilidade (%)	100%	100%	96%	100%	100%
Despacho (%)	1%	3%	1%	2%	3%
Geração Líquida (GWh)	3	12	3	5	11
Geração Bruta (GWh)	4	12	3	5	11

UTE LORM¹⁰

Disponibilidade (%)	100%	100%	94%	98%	99%
Despacho (%)	1%	1%	0%	34%	0%
Geração Líquida (GWh)	3	3	1	145	0
Geração Bruta (GWh)	3	3	1	145	0

► Geração Térmica a Carvão

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTES Itaqui e Pecém II					
Disponibilidade (%)	97%	98%	81%	82%	94%
Despacho (%)	28%	0%	0%	30%	19%
Geração Líquida (GWh)	397	0	2	420	265
Geração Bruta (GWh)	449	0	3	473	298

► Geração Térmica a Óleo^{10,11}

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTES Viana e Geramar I e II					
Disponibilidade (%)	99%	100%	43%	98%	98%
Despacho (%)	0%	0%	0%	5%	7%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	35	75
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	37	75

► Geração Solar

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Complexo Solar Futura 1					
Disponibilidade (%)	98%	98%	98%	78%	97%
Fator de Capacidade (%) ¹²	32%	28%	28%	33%	30%
Geração Frustrada por Restrição (GWh) ¹³	-173	-69	-81	-49	-91
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	302	340	337	338	360
Geração Líquida (GWh)	300	338	334	336	357

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:

¹⁰ 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.

¹¹ Os CCEARs das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dez/24. Essas UTEs estavam 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 ago/25 e out/25, respectivamente.

¹² 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).

¹³ A geração frustrada por restrição se trata de uma estimativa interna da Companhia, calculada considerando modelo interno de desempenho de irradiação das placas e taxas de indisponibilidade reais verificadas dos ativos no período. Valor da geração frustrada do 3T25 foi revisado pós divulgação do Release Operacional do 3T25.

Desempenho Financeiro

Consolidado

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Líquida	4.428,0	2.581,2	71,5%	12.365,6	6.529,0	89,4%
Custos Operacionais	(2.556,3)	(1.300,4)	96,6%	(7.088,4)	(2.836,1)	149,9%
Despesas Operacionais	(187,8)	(143,2)	31,1%	(550,5)	(419,6)	31,2%
SG&A	(111,5)	(120,7)	-7,6%	(356,4)	(338,2)	5,4%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,2)	(18,7)	18,6%	(72,0)	(60,3)	19,5%
Demais despesas	(89,4)	(102,0)	-12,4%	(284,3)	(277,9)	2,3%
Despesas com Exploração, G&G	(76,2)	(22,5)	239,0%	(194,1)	(81,4)	138,6%
Poços secos e PCLD	(17,4)	-	N/A	(48,1)	(23,2)	107,1%
Custos com Depreciação e Amortização	(499,3)	(311,2)	60,5%	(1.244,6)	(868,3)	43,3%
Despesas com Depreciação e Amortização	(261,0)	(69,3)	276,7%	(732,4)	(204,8)	257,7%
Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio	(217,8)	(59,2)	267,6%	(664,6)	(177,7)	273,9%
Outras Receitas/Despesas	138,5	(6,3)	N/A	290,7	17,1	1.604,0%
Equivalência Patrimonial	0,5	2,8	-82,5%	1,7	3,3	-47,9%
EBITDA ICVM 527/12	1.822,9	1.134,1	60,7%	5.019,1	3.293,6	52,4%
Resultado Financeiro Líquido	(373,0)	(477,8)	-21,9%	(878,1)	(2.103,5)	-58,3%
EBT	689,6	275,9	149,9%	2.163,9	117,1	1.748,4%
Impostos Correntes	(88,9)	(50,1)	77,3%	(194,0)	(146,3)	32,6%
Impostos Diferidos	(56,0)	19,6	N/A	(470,4)	1.528,2	N/A
Resultado Líquido do Período	544,7	245,4	121,9%	1.499,5	1.499,1	0,0%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	193,0	142,7	35,2%	398,9	390,5	2,2%
Resultado Líquido Eneva	351,7	102,7	242,6%	1.100,6	1.108,6	-0,7%

Pelo 4º trimestre consecutivo, a Eneva alcançou EBITDA recorde trimestral, atingindo R\$ 1.822,9 milhões no 3T25, apresentando crescimento de R\$ 688,8 milhões ou 60,7% frente ao mesmo período de 2024. A continuidade da trajetória positiva da Companhia em mais um trimestre reforça o desempenho operacional dos ativos do portfólio, que no 3T25 foi impulsionado pelo retorno do despacho no mérito; a contribuição tanto dos modelos de negócios de comercialização de gás, fora ("Off-Grid") e na malha ("On-Grid"), quanto dos ativos adquiridos no 4T24, além de efeitos pontuais que impactaram positivamente os resultados do trimestre, os quais serão detalhados ao longo do Release de Resultados.

Os principais destaques que levaram ao aumento do EBITDA no 3T25 em comparação ao 3T24 foram:

- EBITDA incremental de R\$ 457,1 milhões referentes aos ativos de geração a gás das UTEs Linhares, Tevisa e Povoação¹⁴, cujas aquisições foram concluídas no 4T24;
- Aumento de R\$ 206,3 milhões no EBITDA do Hub Sergipe impulsionado, principalmente, por (i) contabilização de R\$ 112,0 milhões referentes a efeitos líquidos de sinistros, principalmente do ressarcimento do sinistro do *riser* ocorrido no 4T24; (ii) crescimento de R\$ 57,0 milhões da margem fixa da UTE Porto de Sergipe I frente ao 3T24, quando foram contabilizados custos de cancelamento de cargas de GNL, os quais não ocorrerão em 2025; e (iii) contribuição do EBITDA da Comercialização de Gás *On-Grid* de R\$ 27,8 milhões, reflexo de operações pontuais de GNL e dos contratos de suprimento de gás firme e flexível do Hub;
- Crescimento de R\$ 72,2 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 resultado tende a ser potencializado nos próximos períodos pelo contrato de venda de GNL para o segmento logístico, que prevê aumento gradual no volume até o 4T26, ocupando a capacidade remanescente total das plantas em operação;
- Expansão de R\$ 39,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, refletindo o desempenho operacional positivo da usina vs. o 3T24, com o crescimento da margem fixa do ativo impulsionada pela melhora da disponibilidade, além de uma maior margem variável, acompanhando a melhora na eficiência do ativo e redução de custos de transporte;
- Crescimento de R\$ 29,8 milhões no EBITDA das usinas do Complexo Parnaíba acompanhando a maior margem fixa no período e o impacto positivo pontual do registro de receitas relacionadas ao excludente de responsabilidade da UTE Parnaíba III emitido pela ANEEL;

Notas:

¹⁴ É importante ressaltar que as empresas Linhares, Tevisa e Povoação foram incorporadas na Eneva S.A. em jan/25.

- Aumento de R\$ 11,8 milhões no EBITDA dos ativos de Geração a Carvão, refletindo, principalmente, o crescimento da margem fixa no período.

Por outro lado, a dinâmica positiva do EBITDA no 3T25 foi atenuada parcialmente pelos efeitos:

- Redução de R\$ 72,1 milhões no EBITDA do segmento de *Upstream*, em decorrência de (i) maiores despesas com exploração, relacionadas às campanhas sísmicas em andamento; (ii) menor margem variável no período, refletindo custos pontuais e retroativos contabilizados no 3T25; e (iii) aumento dos preços de referência do gás dos *royalties* refletindo a valorização do Henry Hub entre os períodos;
- Queda de R\$ 30,2 milhões no EBITDA (ex-equivalência) do segmento de Holding & Outros, acompanhando, principalmente, o impacto pontual referente ao ajuste do pagamento da parcela contingente aos acionistas vendedores das UTEs Geramar I e II relacionados ao êxito na antecipação dos contratos celebrados no LRCAP 2021;
- Variação de -R\$ 8,9 milhões no segmento Solar, impactado, sobretudo, pelo aumento significativo do volume de *curtailment* no período, levando a maiores custos com compra de energia;
- EBITDA de -R\$ 3,5 milhões no segmento de Geração a Óleo, refletindo os custos operacionais dos ativos, ainda sem contar com contrapartida integral em receitas de seus contratos do LRCAP 2021. No 3T25 as receitas do segmento passaram a considerar a contribuição do contrato regulado da UTE Viana a partir de ago/25. A partir do 4T25 o segmento também passará a contar com a contribuição das receitas fixas dos contratos das UTEs Geramar I e II, com o início dos CRCAPs em out/25.

A rubrica de Depreciação e Amortização ("D&A") no 3T25, considerando custos e despesas, totalizou -R\$ 760,3 milhões, aumento de R\$ 379,9 milhões na comparação com o 3T24. 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\$ 98,8 milhões são custos retroativos pontuais referentes à realização de transferências de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço no período; e (iii) R\$ 59,9 milhões no segmento de Geração a Carvão são relacionados à aplicação de depreciação contábil acelerada de determinados componentes das usinas que não serão reaproveitados no cenário de substituição da fonte de combustível por gás natural.

No 3T25, o resultado financeiro líquido apresentou uma melhora de R\$ 104,7 milhões frente ao mesmo período de 2024, totalizando -R\$ 373,0 milhões. O desempenho positivo da rubrica no trimestre é explicado, principalmente, por (i) crescimento das receitas das aplicações financeiras, sobretudo, em função da combinação de uma maior posição de caixa média no 3T25 e aumento da taxa DI entre os períodos; e (ii) variação positiva na rubrica de comissões e corretagens financeiras, uma vez que no 3T24 foram estruturadas operações de antecipação de recebíveis ocasionando aumento pontual na rubrica naquele período.

O total de impostos correntes e diferidos no 3T25 foi de -R\$ 144,9 milhões, com aumento de R\$ 114,4 milhões frente ao registrado no 3T24. Os impostos correntes apresentaram aumento de R\$ 38,7 milhões, explicados pelo maior lucro tributável no Complexo Parnaíba, com o início do contrato da Parnaíba VI, além da apuração de lucro fiscal na Holding, que havia registrado prejuízo fiscal no 3T24. Já os impostos diferidos aumentaram R\$ 75,6 milhões devido às maiores despesas de IRPJ/CSLL relacionadas à baixa parcial do ativo fiscal diferido referente à compensação de 30% do lucro tributável, uma vez que a controladora passou a apurar lucro tributável e compensar os prejuízos fiscais a partir do 3T25.

Diante dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido da Eneva no 3T25, desconsiderando o resultado líquido de participações minoritárias, totalizou R\$ 351,7 milhões, crescimento de R\$ 249,0 milhões frente ao 3T24.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	Var. Abs.	9M25	9M24	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período¹⁵	3.855,8	1.700,1	2.155,7	3.866,3	2.592,6	1.273,7
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.965,2	1.272,4	692,7	4.352,1	3.313,5	1.038,6
EBITDA ICVM 527/12	1.822,9	1.134,1	688,8	5.019,1	3.293,6	1.725,4
Var. Capital de Giro	227,6	187,7	39,9	(280,1)	160,9	(441,0)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(57,0)	(53,1)	(3,9)	(190,5)	(152,1)	(38,4)
Var. Outros Ativos e Passivos	(28,3)	3,8	(32,1)	(196,3)	11,0	(207,3)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(1.523,1)	(611,8)	(911,3)	(3.911,4)	(1.722,0)	(2.189,4)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	(360,7)	(237,6)	(123,1)	(369,8)	(2.060,9)	1.691,2
Captações/Desembolsos Dívida	726,8	150,0	576,8	2.526,1	309,5	2.216,5
Amortização de Principal ¹⁶	(497,1)	(579,2)	82,0	(954,6)	(1.535,5)	580,9
Amortização de Juros ¹⁶	(399,2)	(571,5)	172,3	(1.132,2)	(1.198,7)	66,5
Arrendamento Mercantil	(100,3)	(106,8)	6,5	(303,4)	(316,2)	12,8
Efeito Líquido <i>Liability Management</i> ¹⁷	-	1.114,5	(1.114,5)	-	1.228,4	(1.228,4)
Outros	(90,8)	(244,6)	153,7	(505,6)	(548,6)	43,0
(=) Geração de Caixa Total	81,4	423,1	(341,7)	70,9	(469,5)	540,4
Posição de Caixa Final de Período¹⁵	3.937,3	2.123,1	1.814,2	3.937,3	2.123,1	1.814,2

No 3T25, o fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.965,2 milhões, patamar recorde histórico da Companhia, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre e impulsionado pela variação positiva de capital de giro do período.

A variação de capital de giro no trimestre no total de R\$ 227,6 milhões é resultado da combinação de diversos efeitos, com destaque para (i) o impacto positivo no fluxo da movimentação de estoques em R\$ 162,5 milhões, sendo R\$ 114,7 milhões referentes à monetização do carvão previamente adquirido com o despacho no período, e R\$ 47,8 milhões referente às operações de venda de GNL *On-grid* do Hub Sergipe e para geração da UTE Porto de Sergipe; e (ii) do efeito positivo total de R\$ 60,0 milhões contabilizado no fluxo como contrapartida contábil aos valores não caixa negativos reconhecidos no EBITDA no 3T25 referentes à variação da marcação a mercado dos contratos futuros de energia da Comercializadora e de despesas com poços secos, reconhecidos no período mas com efeito caixa registrado em trimestres passados.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") apresentou saída de caixa total de R\$ 1.523,1 milhões no 3T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 1.018,0 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos destinados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 122,4 milhões para o pagamento da parcela contingente de Gera Maranhão, associada à antecipação dos CRCAPs de 2021 das usinas, confirmada em jul/25;
- R\$ 106,5 milhões em investimentos de *sustaining* nos demais ativos operacionais da Companhia;
- R\$ 94,1 milhões referentes às atividades de exploração nas Bacias do Amazonas e Parnaíba e ao desenvolvimento de campos na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 75,3 milhões relacionados a diversos projetos na Holding, incluindo despesas com aquisição e desenvolvimento de *pipeline* de projetos termelétricos para futuros leilões;
- R\$ 70,6 milhões direcionados ao segmento de Comercialização *Off-grid* (SSLNG) no Complexo Parnaíba, sendo R\$ 59,1 milhões referentes ao desenvolvimento do novo trem de liquefação de gás natural; e
- R\$ 36,3 milhões referentes à pagamentos remanescentes relacionados à implementação da UTE Parnaíba VI.

No 3T25, o fluxo de caixa de financiamento consumiu R\$ 360,7 milhões, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

Notas:

¹⁵ Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

¹⁶ 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.

¹⁷ Incluídos os efeitos líquidos das captações e pré-pagamentos de principal e juros referentes aos processos de *liability management* ocorridos em mai/24 (captação da 10ª Emissão de Debêntures da Eneva e resgate antecipado da 7ª Emissão e da 2ª série da 2ª Emissão da Eneva) e entre jul/24 e set/24 (antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios referentes aos CCEARs da UTE Porto de Sergipe I com entrada de caixa de R\$ 2.700,0 milhões e resgate antecipado parcial da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva, com o pagamento de R\$ 1.585,5 milhões).

- Captações no total de R\$ 726,8 milhões no 3T25, referentes, principalmente, a: (i) R\$ 500,0 milhões junto ao BASA, para o projeto Azulão 950; (ii) R\$ 192,6 milhões referente ao financiamento das plantas de liquefação de gás no Maranhão, contratado junto ao BNB; e (iii) R\$ 30,6 milhões junto ao BNB referente à GNL Brasil, joint-venture de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação, relacionado a aquisição de máquinas e equipamentos;
- Amortizações de principal e pagamento de juros líquidos da liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 896,3 milhões, majoritariamente seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, referentes às debêntures e aos financiamentos contratados;
- Pagamentos de R\$ 100,3 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 79,8 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento principalmente nos segmentos *Upstream*, na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica e no segmento de SSLNG;
- Pagamentos na linha de “Outros” de R\$ 69,0 milhões em principal e juros relacionados aos contratos de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios das receitas fixas das UTEs Itaqui e Pecém II e impactos negativos de liquidação de instrumentos financeiros derivativos no período em um total de R\$ 21,9 milhões no período.

Como resultado, a Eneva encerrou o 3T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 3.937,3 milhões, aumento de R\$ 81,4 milhões frente à posição de caixa do final do 2T25, e R\$ 1.814,2 milhões superior ao saldo de caixa do final do 3T24.

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 Parnaíba¹⁸

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24 ¹⁹	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	1.066,0	1.088,3	-2,1%	2.477,9	2.333,9	6,2%
Receita Fixa	544,7	494,1	10,2%	1.636,7	1.483,6	10,3%
Receita Variável	521,3	594,3	-12,3%	841,2	850,3	-1,1%
Contratual	348,6	158,2	120,4%	475,1	191,2	148,5%
Mercado de curto prazo	172,8	436,1	-60,4%	366,0	659,1	-44,5%
Exportação	42,7	302,1	-85,9%	104,5	434,0	-75,9%
Trading	(5,2)	3,1	N/A	31,6	36,6	-13,8%
Lastro (FID)	2,1	-	N/A	(4,0)	-	N/A
Outros	133,1	130,9	1,8%	233,9	188,4	24,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	(121,6)	(201,6)	-39,7%	(278,7)	(364,5)	-23,5%
Devolução de Receita Fixa	(15,2)	(91,8)	-83,5%	(30,5)	(91,8)	-66,7%
Receita Operacional Líquida	944,4	886,7	6,5%	2.199,2	1.969,4	11,7%
Custos Operacionais	(651,5)	(561,3)	16,1%	(1.426,6)	(1.095,7)	30,2%
Custo Fixo	(166,4)	(156,6)	6,3%	(481,8)	(449,6)	7,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(64,3)	(56,0)	14,7%	(175,9)	(155,7)	13,0%
O&M	(32,7)	(34,4)	-4,9%	(97,8)	(95,4)	2,5%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,1)	4,9%	(208,2)	(198,5)	4,9%
Custo Variável	(418,9)	(353,4)	18,5%	(759,9)	(513,4)	48,0%
Gás Natural	(265,8)	(267,9)	-0,8%	(444,4)	(372,3)	19,4%
Distribuidora	(20,7)	(20,7)	-0,1%	(34,0)	(29,4)	15,8%
Arrendamento variável UTG	(68,9)	(56,6)	21,8%	(91,9)	(67,6)	35,9%
Trading ²⁰	(57,4)	(6,6)	771,4%	(128,2)	(39,8)	221,8%
Lastro (FID)	(1,9)	-	N/A	(49,1)	-	N/A
Outros	(4,2)	(1,6)	152,6%	(12,2)	(4,2)	191,3%
Depreciação e Amortização	(66,3)	(51,3)	29,1%	(185,0)	(132,8)	39,3%
Despesas Operacionais	(7,3)	(11,8)	-38,1%	(23,7)	(28,6)	-17,4%
SG&A	(7,0)	(11,6)	-40,0%	(22,8)	(27,9)	-18,2%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	105,1%	(0,9)	(0,8)	14,4%
Outras Receitas/Despesas	42,6	(0,1)	N/A	40,2	(3,8)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	394,7	364,9	8,2%	974,9	974,8	0,0%
Margem EBITDA (%)	41,8%	41,2%	0,6 p.p.	44,3%	49,5%	-5,2 p.p.

O Complexo Parnaíba apresentou crescimento de 10,2% nas receitas fixas no 3T25 em relação ao mesmo trimestre de 2024, impulsionado por dois fatores principais: (i) o incremento de receita fixa em R\$ 26,7 milhões no 3T25 referente ao início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI, iniciado no 1T25; e (ii) o reajuste contratual a IPCA ocorrido em nov/24 das demais usinas, com exceção da UTE Parnaíba IV, a qual não possuía contrato vigente no período. Vale destacar que a UTE Parnaíba IV recentemente teve o início do seu contrato referente ao LRCAP de 2021 antecipado de jul/26 para out/25.

Notas:

¹⁸ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

¹⁹ Os resultados do 3T24 refletem os resultados gerenciais da Companhia, com pequenas variações em relação aos valores divulgados nas Informações Trimestrais (ITR) contábeis para o período.

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

No 3T25, os custos fixos totalizaram R\$ 166,4 milhões, aumento de 6,3% (R\$ 9,8 milhões) na comparação com o 3T24, devido principalmente a: (i) acréscimo de R\$ 8,2 milhões nos custos com TUST e encargos regulatórios, devido aos reajustes anuais e aos custos adicionais referentes ao início da operação da UTE Parnaíba VI; (ii) aumento de R\$ 3,2 milhões em arrendamento fixo, pagos ao segmento de *Upstream* e eliminados na visão consolidada da Companhia; (iii) parcialmente compensados pela redução de R\$ 1,7 milhão nos custos com O&M, refletindo os menores gastos de manutenções no 3T25, além de menores custos com pessoal.

Com isso, a margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba totalizou R\$ 323,9 milhões no 3T25, crescimento de R\$ 36,3 milhões em relação ao 3T24.

A receita variável no 3T25 somou R\$ 521,3 milhões, uma redução de R\$ 73,0 milhões em relação ao 3T24, resultado da combinação de efeitos compensatórios, conforme detalhados a seguir:

- Crescimento de R\$ 190,4 milhões nas receitas contratuais do mercado regulado, que atingiram R\$ 348,6 milhões no 3T25, impulsionadas, principalmente, pelo maior volume de despacho por ordem de mérito versus o 3T24. Importante destacar que, desse total, R\$ 41,0 milhões brutos (sendo R\$ 37,4 milhões líquidos) referem-se a uma contabilização indevida pela CCEE em jul/25. Esse efeito gerou contrapartida no custo de *Trading* para liquidação dos saldos;
- Aumento de R\$ 2,3 milhões de receitas vinculadas a outros tipos de despachos regulatórios, comissionamentos, testes de disponibilidade e demais necessidades operacionais de geração das usinas no período, principalmente em função dos maiores níveis de PLD no 3T25 em comparação ao 3T24;
- Queda de R\$ 259,4 milhões nas receitas de exportação no 3T25 em relação ao 3T24 refletindo o menor volume de energia exportado no Complexo devido ao despacho para atendimento à demanda do SIN no 3T25, mesmo diante da forte sinalização de demanda por importação de energia pela Argentina na primeira metade do trimestre; e
- Redução de R\$ 6,2 milhões nas receitas com *trading* de energia e lastro (FID) em relação ao 3T24, impactadas, sobretudo, pelo resultado das operações de comercialização firmadas entre as usinas do Complexo Parnaíba e a Comercializadora Eneva, utilizando a garantia física descontratada das usinas, para comercialização de contratos bilaterais com preços pré-definidos. Dessa forma, o Complexo Parnaíba fica com a exposição à volatilidade do PLD Horário, contabilizadas principalmente na rubrica de custos variáveis (*trading*).

Os custos variáveis somaram R\$ 418,9 milhões, um aumento de R\$ 65,5 milhões na comparação com o 3T24, refletindo, principalmente, o crescimento de R\$ 50,9 milhões nos custos contabilizados em *trading*, com destaque para os seguintes efeitos pontuais, parte deles com contrapartida em receitas:

- Contabilização de -R\$ 37,4 milhões em ago/25, destinada à liquidação da contabilização indevida de energia no ACR pela CCEE ocorrida em jul/25. Esse montante possui contrapartida de R\$ 41,0 milhões brutos (sendo R\$ 37,4 milhões líquidos) contabilizados na rubrica de receitas contratuais do mercado regulado, garantindo a liquidação dos saldos sem impactos financeiros;
- Contabilização de -R\$ 16,4 milhões relacionados à compra de energia para fazer frente às operações de *trading* estruturadas com a garantia física descontratada das usinas do segmento, conforme também pontuado acima.

Além disso, o custo de arrendamento variável do segmento, relacionado à estrutura de fornecimento de gás, apresentou aumento de R\$ 12,3 milhões no 3T25 frente ao 3T24, reflexo do aumento da margem da geração observada na comparação entre os períodos. Por outro lado, os demais custos variáveis de geração permaneceram estáveis na comparação entre os trimestres. Cabe destacar que na visão consolidado o custo de arrendamento é eliminado por se tratar de operação *intercompany*.

Na rubrica de "Outras Receitas/Despesas" foi contabilizado o montante de R\$ 45,9 milhões em função de decisão favorável da ANEEL sobre o excludente de responsabilidade pelo atraso da entrada em operação comercial da UTE Parnaíba III e recomposição de prazo do seu CCEAR. Esse valor corresponde aos custos incorridos com o volume de energia adquirido para cumprimento dos critérios contratuais, descontado do montante de receita fixa recebido à época. Além disso, foram contabilizados outros R\$ 51,0 milhões a título de atualização monetária deste mesmo montante, reconhecidos no resultado financeiro do segmento.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba alcançou R\$ 394,7 milhões, um crescimento de R\$ 29,8 milhões frente ao mesmo período do ano anterior, impulsionado principalmente pelo aumento das receitas fixas e a contribuição da receita extraordinária em função do excludente de responsabilidade.

Vale destacar que nesse período a rubrica de "Depreciação/Amortização" foi impactada em R\$ 14,6 milhões em função do início da operação comercial de Parnaíba VI.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguatirica II ("UTE Jaguatirica 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 Jaguatirica II²¹

(R\$ Milhões)	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	205,6	189,1	8,7%	616,0	581,3	6,0%
Receita Fixa	148,3	141,5	4,8%	444,8	424,6	4,8%
Receita Variável	57,3	47,5	20,5%	171,1	156,7	9,2%
Contratual	57,3	47,5	20,5%	171,1	156,7	9,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(9,5)	(33,3)	-71,6%	(31,6)	(58,3)	-45,7%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	0,2	(24,7)	N/A	(2,8)	(31,3)	-91,1%
Receita Operacional Líquida	196,1	155,8	25,9%	584,3	523,1	11,7%
Custos Operacionais	(99,0)	(97,1)	2,0%	(310,4)	(308,5)	0,6%
Custo Fixo	(20,9)	(23,1)	-9,3%	(78,2)	(77,2)	1,3%
Transmissão e encargos regulatórios	(1,1)	(1,6)	-32,6%	(2,6)	(3,6)	-26,9%
O&M	(19,9)	(21,5)	-7,6%	(75,6)	(73,6)	2,7%
Custo Variável	(39,8)	(35,2)	13,0%	(121,8)	(114,2)	6,7%
Gás Natural	(16,6)	(13,2)	25,7%	(47,0)	(41,9)	12,2%
Transporte ²²	(14,6)	(13,0)	12,7%	(49,2)	(46,4)	6,2%
Outros	(8,5)	(8,9)	-5,2%	(25,6)	(26,0)	-1,3%
Depreciação e Amortização	(38,3)	(38,8)	-1,2%	(110,3)	(117,1)	-5,8%
Despesas Operacionais	(5,2)	(6,8)	-22,8%	(15,6)	(20,5)	-23,9%
SG&A	(5,2)	(6,8)	-22,8%	(15,6)	(20,5)	-23,9%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	1,4%
Outras Receitas/Despesas	(0,2)	(0,1)	306,0%	(0,5)	(0,6)	-15,2%
EBITDA ICVM 527/12	129,9	90,7	43,3%	368,2	310,6	18,5%
Margem EBITDA (%)	66,3%	58,2%	8,1 p.p.	63,0%	59,4%	3,6 p.p.

No 3T25, a receita líquida da UTE Jaguatirica II totalizou R\$ 196,1 milhões, aumento de 25,9% no comparativo anual, em função dos seguintes fatores: (i) crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, devido ao reajuste contratual pelo IPCA efetivado em nov/24; (ii) aumento da receita variável bruta, tendo em vista o maior volume de despacho e consequente maior geração no período; e (iii) a redução de R\$ 24,9 milhões referente aos pagamentos de penalidade sobre indisponibilidade da usina, demonstrando a melhora no atendimento ao despacho e consequente a redução da indisponibilidade entre os períodos, dada a parada programada para manutenções preventivas realizada no 3T24.

Os custos operacionais do segmento apresentaram um ligeiro aumento de R\$ 1,9 milhão na comparação entre os trimestres, fechando o 3T25 em R\$ 99,0 milhões. O aumento dos custos variáveis, impactados pelo maior despacho, foi parcialmente compensado pela diminuição dos custos fixos, devido, principalmente, à rubrica de pessoal, após uma reestruturação e otimização da equipe ao final de 2024, e a contabilização de custos retroativos de encargos de uso da rede elétrica no 3T24.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa e de diminuição dos custos fixos resultou em um crescimento de R\$ 27,0 milhões na margem fixa do segmento na comparação anual, que atingiu R\$ 120,5 milhões no 3T25. A margem variável do segmento no trimestre também apresentou aumento, somando R\$ 14,9 milhões ao final do período, crescimento de R\$ 10,9 milhões em relação ao 3T24 – resultado da melhora na eficiência do consumo de insumos e da redução do custo de transportes, tendo em vista a aquisição dos ativos da Transpipeline.

Os efeitos explicados acima, atrelados à redução das despesas gerais e administrativas no 3T25, tendo em vista menor alocação de despesas para o segmento, culminaram em um crescimento de 43,3% do EBITDA do segmento, totalizando R\$ 129,9 milhões no 3T25 versus R\$ 90,7 milhões no 3T24, com aumento de 8,1 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 66,3% no 3T25.

Notas:

²¹ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²² A partir do 4T24, essa linha passa a ser segregada dos Custos Fixos de O&M. Para fins de comparabilidade, os valores dos períodos anteriores foram reclassificados.

► Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I, adquirido pela Eneva por meio da aquisição da empresa CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”) em 03 de out/22, 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 3T24 e 9M24 foram segregados do segmento de Holding & Outros, conforme reportado naquele período, sendo apresentados exclusivamente nesta seção.

DRE – Hub Sergipe

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	899,8	549,2	63,8%	2.800,6	1.634,4	71,4%
Receita Fixa	545,9	521,1	4,8%	1.638,3	1.563,2	4,8%
Receita Variável	25,7	14,0	83,6%	141,8	57,0	148,9%
Contratual	5,1	-	N/A	5,6	-	N/A
Mercado de curto prazo	20,6	14,0	47,2%	136,2	57,0	139,1%
Lastro (FID)	14,0	14,0	0,5%	110,2	57,0	93,4%
Outros	6,5	-	N/A	26,1	-	N/A
Comercialização de Gás	328,3	14,2	2.217,1%	1.020,5	14,2	7.101,9%
Deduções sobre a Receita Bruta	(111,0)	(51,8)	114,2%	(304,1)	(155,3)	95,9%
UTE Porto de Sergipe I	(54,3)	(50,1)	8,3%	(167,4)	(153,6)	9,0%
Comercialização de Gás	(56,7)	(1,7)	3.243,1%	(136,7)	(1,7)	7.958,1%
Receita Operacional Líquida	788,9	497,4	58,6%	2.496,6	1.479,1	68,8%
Custos Operacionais	(454,8)	(234,3)	94,1%	(1.491,3)	(630,2)	136,6%
Custo Fixo	(80,3)	(115,5)	-30,5%	(241,6)	(257,6)	-6,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(41,5)	(41,8)	-0,9%	(125,5)	(122,7)	2,3%
O&M	(11,4)	(12,3)	-7,2%	(33,4)	(34,1)	-2,2%
Outros Fixos ²³	(27,4)	(61,3)	-55,4%	(82,6)	(100,8)	-18,0%
Custo Variável	(10,9)	(12,1)	-9,7%	(179,5)	(69,7)	157,4%
Gás Natural	(17,9)	-	N/A	(17,3)	0,0	N/A
Lastro (FID)	(12,4)	(10,1)	23,5%	(152,3)	(63,6)	139,5%
Outros	19,4	(2,0)	N/A	(9,9)	(6,2)	60,0%
Comercialização de Gás	(264,2)	(8,4)	3.060,1%	(773,8)	(8,4)	9.153,3%
Depreciação e Amortização	(99,4)	(98,4)	1,0%	(296,4)	(294,5)	0,7%
Despesas Operacionais	(3,2)	(4,6)	-29,9%	(10,5)	(11,1)	-5,7%
SG&A	(3,2)	(4,6)	-29,7%	(10,5)	(11,2)	-6,7%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	-76,0%	(0,0)	0,1	N/A
Outras Receitas/Despesas ²⁴	133,0	-	N/A	324,1	0,9	36.097,6%
EBITDA ICVM 527/12	563,2	356,9	57,8%	1.615,4	1.133,1	42,6%
Margem EBITDA (%)	71,4%	72,8%	-1,4 p.p.	64,7%	77,0%	-12,3 p.p.

No 3T25, o Hub Sergipe apresentou crescimento de EBITDA de R\$ 206,3 milhões frente ao 3T24, refletindo a contribuição das 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.

Notas:

²³ No 2T24 houve alteração na classificação do custo de *Boil-Off-Gas* que até o 1T25 estava contemplado na rubrica “Outros Fixos”, passando a ser alocado para “Outros – Custo Variável” a partir do 2T25. Para melhor comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2024 e do acumulado de 2025 foram alterados para a nova visão.

²⁴ Do total registrado na rubrica de Outras Receitas/Despesas, R\$ 21,0 milhões no 3T25 referem-se ao segmento de Comercialização de Gás, acumulando R\$ 212,1 milhões no 9M25. Os valores remanescentes registrados na rubrica em 2025 e os montantes contabilizados em 2024 são relacionados a UTE Porto de Sergipe I.

UTE Porto de Sergipe I

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 545,9 milhões no 3T25, um crescimento de R\$ 24,8 milhões impulsionado pelo reajuste anual dos CCEARs da usina em nov/24. Adicionalmente, as receitas variáveis somaram R\$ 25,7 milhões, um aumento de R\$ 11,7 milhões na comparação com o 3T24, impulsionado principalmente pelo despacho regulatório antecipado da usina.

Os custos fixos apresentaram redução de R\$ 35,2 milhões no 3T25 em relação ao 3T24, reflexo principalmente da contabilização, no trimestre do ano anterior, dos custos de cancelamento de cargas de GNL, no âmbito de seu contrato de suprimento, no montante de R\$ 35,5 milhões. Cabe destacar que em 2025, com a utilização das cargas de GNL previstas no contrato da usina, tanto para a comercialização *On-Grid* quanto para o próprio consumo da UTE Porto de Sergipe I, a quantidade mínima de cargas prevista no contrato será atingida e não haverá a incidência de custos de cancelamentos anuais.

Dessa forma, a margem fixa da usina totalizou R\$ 413,8 milhões no 3T25, um aumento de R\$ 57,0 milhões em relação ao 3T24.

Já os custos variáveis do ativo totalizaram R\$ 10,9 milhões, redução de R\$ 1,2 milhão em relação ao 3T24. Esse resultado decorre de três efeitos compensatórios: (i) contabilização de custos de R\$ 17,9 milhões com o combustível utilizado para atender ao despacho regulatório no 3T25, ao passo que no 3T24 a usina não estava despachada; (ii) crescimento de R\$ 2,4 milhões em custos de operações de recomposição de lastro da usina frente ao 3T24, reflexo dos maiores patamares de PLD ao longo do período; (iii) reclassificação de R\$ 19,9 milhões de custos com *Boil-off Gas* ("BOG") registrados na UTE Porto de Sergipe I no 1S25, que passaram a compor o resultado do segmento de Comercialização de Gás, refletindo a origem do custo. Importante ressaltar que esse efeito de reclassificação possui impacto zero no EBITDA do segmento.

A rubrica "Outras Receitas/Despesas" foi impulsionada no 3T25, principalmente, pela contabilização de receitas de R\$ 112,0 milhões referentes ao ressarcimento do sinistro relacionado ao *riser* ocorrido no 4T24 e à provisão do impacto líquido do sinistro do transformador substituído no 3T25. No caso do *riser*, o valor contabilizado decorre da conclusão da análise de causa raiz (*Root Cause Analysis*), cujo parecer técnico foi favorável à Companhia.

Como resultado dos efeitos elencados, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 535,4 milhões, crescimento de 51,7%, ou R\$ 182,4 milhões, na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Comercialização de Gás

O segmento de Comercialização de Gás *On-Grid* contribuiu com mais um trimestre de resultados positivos. É importante ressaltar que os resultados do segmento podem variar em cada trimestre, dado que são vinculados a preços de *commodities* e impulsionados pela estruturação de transações oportunísticas nos mercados de gás e GNL. Além disso, o setor de gás natural ainda se encontra em desenvolvimento no país, com desafios e barreiras a serem superados e exigências contratuais de entrega e retirada física de gás ou GNL.

A Comercialização de Gás *On-Grid* contabilizou EBITDA de R\$ 27,8 milhões no 3T25, resultado dos contratos estruturados no mercado de gás nacional e a captura de oportunidades e movimentos favoráveis, conforme abaixo:

- (i) R\$ 21,0 milhões em receitas associadas às operações com cargas de GNL (contabilizadas na rubrica de "Outras Receitas/Despesas"), com o aproveitamento de janelas de mercado. Vale reforçar que estas operações são pontuais, dependem de oportunidades de arbitragem de preço no mercado e são negociadas individualmente;
- (ii) R\$ 6,8 milhões relacionados às (i) receitas de vendas *spot* e contratos firmes e flexíveis de suprimento de gás natural com clientes conectados à malha; menos (ii) custos associados às operações realizadas no período, incluindo custos de transporte e conexão à malha e demais custos incorridos nas operações de comercialização de gás. Cabe destacar que, no 3T25, o resultado do segmento *On-grid* foi também impactado por custos pontuais retroativos de R\$ 19,9 milhões com a reclassificação contábil dos custos de BOG acumulados no 6M25, conforme explicado acima, embora com efeito zero no segmento Hub Sergipe, que consolida o resultado da usina e da Mesa. Desconsiderando esse impacto retroativo, o EBITDA das operações da Mesa de Gás no mercado nacional seria de R\$ 26,7 milhões no 3T25.

Considerando os desempenhos dos segmentos apresentados acima, o EBITDA do Hub Sergipe alcançou R\$ 563,2 milhões, aumento de R\$ 206,3 milhões frente ao 3T24, impulsionado, sobretudo, pelo incremento do EBITDA da UTE Porto de Sergipe I com as receitas provenientes do reembolso da seguradora e pela contribuição das operações de Comercialização de Gás a partir de 2025.

► 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 daquela data: (i) os ativos operacionais UTE LORM e UTE LORM 1, com 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, com CER vigente até 10 de jan/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, com 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 Santo²⁵

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	672,7	-	N/A	2.028,9	-	N/A
Receita Fixa	593,8	-	N/A	1.830,9	-	N/A
Receita Variável	78,8	-	N/A	197,9	-	N/A
Contratual	0,0	-	N/A	1,3	-	N/A
Mercado de curto prazo	78,8	-	N/A	196,7	-	N/A
Exportação	1,9	-	N/A	1,9	-	N/A
Lastro (FID)	80,3	-	N/A	193,3	-	N/A
Outros	(3,3)	-	N/A	1,5	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(115,0)	-	N/A	(343,9)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ²⁶	(45,4)	-	N/A	(136,3)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	557,7	-	N/A	1.685,0	-	N/A
Custos Operacionais	(109,5)	-	N/A	(351,4)	-	N/A
Custo Fixo	(72,4)	-	N/A	(236,2)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(7,7)	-	N/A	(20,8)	-	N/A
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(60,1)	-	N/A	(182,3)	-	N/A
O&M	(4,6)	-	N/A	(33,0)	-	N/A
Custo Variável	(25,7)	-	N/A	(81,2)	-	N/A
Combustível	(1,9)	-	N/A	(3,4)	-	N/A
Lastro (FID)	(23,7)	-	N/A	(77,6)	-	N/A
Outros	-	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(11,4)	-	N/A	(34,0)	-	N/A
Despesas Operacionais	(2,0)	-	N/A	(4,4)	-	N/A
SG&A	(2,0)	-	N/A	(4,4)	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,5)	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	457,1	-	N/A	1.363,0	-	N/A
Margem EBITDA (%)	82,0%	-	N/A	80,9%	-	N/A

As receitas operacionais brutas dos ativos do segmento somaram R\$ 672,7 milhões no 3T25, sendo R\$ 593,8 milhões referentes às receitas fixas dos contratos regulados vigentes no período. Vale destacar que, devido à dinâmica de ajustes nas receitas fixas dos CERs (PCS), considerando a variação do PLD no período em relação aos parâmetros de preço de referência definidos na revisão da inflexibilidade, o montante dessas receitas apresentará oscilações entre os trimestres, mas tende a permanecer em patamar relativamente estável ao longo do período contratual. Ainda, é importante ressaltar também que eventuais impactos na receita fixa referentes à variação do PLD em decorrência dos critérios estabelecidos na revisão da inflexibilidade são compensados pelo resultado líquido de operações de compra e venda de energia também celebradas em 2023, como parte da

Notas:

²⁵ Os resultados do segmento são considerados na atividade de “Térmicas a Gás” nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²⁶ 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.

estratégia para mitigar a exposição da receita fixa contratual. Esses valores são registrados na rubrica de receitas e custos variáveis de "Lastro (FID)". No 3T25, considerando as receitas e custos variáveis de "Lastro (FID)", o impacto líquido das operações foi de R\$ 48,2 milhões.

Além das receitas variáveis de Lastro/FID contabilizadas no período, conforme explicado anteriormente, no 3T25, também foi registrada receita de R\$ 1,9 milhão de exportação de energia para a Argentina, referente a geração realizada pela UTE Linhares.

Os custos fixos no trimestre totalizaram R\$ 72,4 milhões, acompanhando (i) R\$ 60,1 milhões associados aos encargos de reserva de capacidade relacionados ao contrato com a Petrobras de fornecimento inflexível de combustível; (ii) R\$ 7,7 milhões relacionados aos custos com TUST e TUSD dos ativos, aos quais foram aplicados reajustes em jul/25; (iii) custos com O&M sendo pontualmente impactos positivamente por (a) estorno de R\$ 4,6 milhões referentes ao pagamento de apólice de seguros em função de nova revisão e negociação com seguradora concluídas em ago/25 e (b) contabilização de créditos retroativos referentes à compra de combustível no total de R\$ 1,8 milhão.

Os custos variáveis no 3T25 somaram R\$ 25,7 milhões, refletindo, principalmente, os custos de R\$ 23,7 milhões referentes às operações de comercialização, que conforme mencionado anteriormente, possuem impacto líquido positivo quando consideradas as receitas variáveis atreladas à essas operações. No trimestre também foram contabilizados custos com combustível de R\$ 1,9 milhão em função do volume de geração ocorrido tanto para exportação na UTE Linhares, quanto para atendimento ao contrato de rebalanceamento firmado com a TAG.

Considerando todos os fatores comentados acima, o segmento apresentou EBITDA de R\$ 457,1 milhões, registrando uma margem EBITDA de 82,0%.

► 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

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	406,0	365,4	11,1%	967,5	899,1	7,6%
Receita Fixa	280,4	268,0	4,6%	841,5	804,1	4,6%
Receita Variável	125,6	97,4	29,0%	126,0	95,0	32,6%
Contratual	125,3	97,2	28,9%	125,4	97,9	28,2%
Mercado de curto prazo	0,3	0,1	109,2%	0,5	(2,9)	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	0,3	0,1	109,2%	0,5	(2,9)	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(41,4)	(37,7)	10,0%	(99,1)	(92,9)	6,6%
Receita Operacional Líquida	364,6	327,8	11,2%	868,4	806,2	7,7%
Custos Operacionais	(344,5)	(253,3)	36,0%	(706,4)	(496,2)	42,3%
Custo Fixo	(78,3)	(72,5)	8,1%	(225,3)	(210,2)	7,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(20,9)	(17,3)	20,7%	(60,2)	(53,9)	11,7%
O&M	(57,4)	(55,1)	4,1%	(165,2)	(156,4)	5,6%
Custo Variável	(153,6)	(128,2)	19,8%	(159,2)	(132,3)	20,3%
Combustível	(147,3)	(121,1)	21,6%	(148,8)	(122,6)	21,4%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(6,3)	(7,1)	-10,6%	(10,4)	(9,7)	6,9%
Depreciação e Amortização	(112,5)	(52,6)	113,7%	(321,9)	(153,7)	109,4%
Despesas Operacionais	(7,0)	(10,8)	-35,3%	(20,6)	(31,8)	-35,3%
SG&A	(6,6)	(10,5)	-37,7%	(19,2)	(30,8)	-37,7%
Depreciação e Amortização	(0,5)	(0,3)	43,7%	(1,4)	(1,0)	42,5%
Outras Receitas/Despesas	4,7	2,5	92,6%	3,3	1,3	166,9%
EBITDA ICVM 527/12	130,8	119,0	9,9%	468,0	434,1	7,8%
Margem EBITDA (%)	35,9%	36,3%	-0,4 p.p.	53,9%	53,8%	0,0 p.p.

O segmento de Geração a Carvão contabilizou R\$ 406,0 milhões de receita operacional bruta no 3T25, crescimento de R\$ 40,6 milhões quando comparado ao 3T24, reflexo principalmente da combinação do incremento de R\$ 28,1 milhões de receita variável contratual em função do maior patamar de despacho registrado no 3T25 versus o 3T24 e do aumento de R\$ 12,3 milhões na rubrica de receita fixa em função do reajuste anual contratual, efetivado em nov/24.

Os custos fixos do segmento somaram R\$ 78,3 milhões no 3T25, aumento de R\$ 5,8 milhões na comparação com o 3T24. Esse crescimento decorre, principalmente, de despesas pontuais com materiais e aluguel de equipamentos em função de manutenções e suporte ao período de despacho regulatório. Adicionalmente, os custos de TUST registraram aumento de R\$ 3,6 milhões, impactados pelo efeito do reajuste anual em jul/25 e pelo estorno de R\$ 2,1 milhões registrado no 3T24 que beneficiou a rubrica naquele trimestre, referente a ajustes por pagamentos feitos a maior em períodos anteriores.

Como resultado, a margem fixa do segmento registrou alta de R\$ 5,5 milhões na variação dos períodos, atingindo R\$ 173,4 milhões no 3T25, refletindo o aumento das receitas fixas em maior proporção ao crescimento dos custos.

Os custos variáveis, por outro lado, registraram crescimento de R\$ 25,4 milhões no 3T25 quando comparados ao mesmo período de 2024, refletindo principalmente os maiores custos de combustível em função do aumento do nível de despacho.

A margem variável permaneceu estável frente ao 3T24, totalizando -R\$ 40,9 milhões no 3T25, refletindo o aumento proporcional da receita variável e dos custos no período comparativo. É importante observar que a margem variável negativa é impactada principalmente pelo descasamento entre o custo médio de estoque de carvão adquirido previamente e o CVU médio do período, conforme detalhado no quadro abaixo, com menor preço de commodity CIF-ARA e câmbio no período:

Custos, CVU Médio e Volumes de Estoque por UTE - Geração a Carvão

3T25	Itaqui	Pecém II
Despacho (%)	32%	24%
Custo médio de estoque ²⁷ (R\$/MWh)	351,4	296,0
CVU médio ²⁸ (R\$/MWh)	311,4	321,2
Estoque Inicial 3T25 (t)	153.823	140.540
Estoque Final 3T25 (t)	52.731	62.960

Vale ressaltar que o atual custo médio de estoque de carvão reflete, principalmente, as cargas adquiridas ao longo do 4T24, para fazer frente ao patamar de despacho térmico no SIN naquele ano. Essas compras ocorreram em um contexto de preços da commodity CIF-ARA significativamente superior aos níveis atuais, que acumulam queda de cerca de 20% nos últimos 12 meses.

É importante observar que, a despeito do impacto negativo em resultado, dado principalmente o descolamento negativo do preço médio do estoque e receita variável recebida a CVU, houve substancial geração de caixa operacional associada a esse despacho, concretizada tanto no 3T25 quanto será no 4T25 devido aos prazos médios de recebimento das receitas reguladas, em função do retorno do despacho regulatório e a monetização do estoque remanescente adquirido anteriormente dessas plantas.

No 3T25, a rubrica "Outras Receitas/Despesas" registrou um impacto positivo de R\$ 4,7 milhões, decorrente de estornos de provisões trabalhistas e ajustes de inventário de estoque. Esses efeitos refletem revisões pontuais de estimativas contábeis e remensuração de ativos, contribuindo para a melhora do resultado do período.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento de geração a carvão contabilizou resultado de R\$ 130,8 milhões, frente aos R\$ 119,0 milhões registrados no mesmo período de 2024.

Conforme informado no 2T25, as usinas que compõem o segmento revisaram a vida útil de determinados componentes que não serão reaproveitados em cenário de substituição da fonte de combustível, iniciando a aplicação de depreciação contábil acelerada sobre eles. Assim, a depreciação destes equipamentos passou a ser reconhecida considerando o término do primeiro contrato de fornecimento de energia das duas usinas. Dessa forma, no 3T25 foi contabilizado R\$ 112,5 milhões nessa rubrica, aumento de R\$ 59,9 milhões frente ao mesmo período de 2024.

Notas:

²⁷ O custo médio de estoque considera o preço da commodity e os custos logísticos de descarregamento. O custo unitário (R\$/MWh) é calculado com base no consumo específico da usina (t/MWh), que varia conforme o período contínuo de operação.

²⁸ O CVU médio dessa tabela reflete o CVU da geração, sendo definido pela razão entre as receitas variáveis contratuais e a geração líquida do período.

Geração a Óleo

DRE – UTE Viana

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	25,6	-	N/A	25,6	-	N/A
Receita Fixa	25,5	-	N/A	25,5	-	N/A
Receita Variável	0,1	-	N/A	0,1	-	N/A
Contratual	-	-	N/A	-	-	N/A
Mercado de curto prazo	0,1	-	N/A	0,1	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(1,4)	-	N/A	(1,4)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	24,2	-	N/A	24,2	-	N/A
Custos Operacionais	(13,7)	-	N/A	(47,2)	-	N/A
Custo Fixo	(9,3)	-	N/A	(31,9)	-	N/A
Transmissão e encargos regulatórios	(4,8)	-	N/A	(14,5)	-	N/A
O&M	(4,5)	-	N/A	(17,3)	-	N/A
Custo Variável	-	-	N/A	-	-	N/A
Depreciação e Amortização	(4,4)	-	N/A	(15,3)	-	N/A
Despesas Operacionais	(1,0)	-	N/A	(2,5)	-	N/A
SG&A	(1,0)	-	N/A	(2,5)	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	0,5	-	N/A	0,0	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	14,4	-	N/A	(10,2)	-	N/A
Margem EBITDA (%)	59,7%	-	N/A	-42,1%	-	N/A

DRE – UTEs Geramar I e II

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
EBITDA ICVM 527/12	(17,9)	-	N/A	(54,6)	-	N/A

UTE Viana

No 3T25, a receita operacional bruta da UTE Viana totalizou R\$ 25,6 milhões, refletindo, principalmente, o recebimento de R\$ 25,5 milhões das receitas fixas associadas aos primeiros meses de vigência do contrato regulado referente ao LRCAP 2021, cujo início ocorreu em ago/25. O contrato, originalmente previsto para início em jul/26, foi antecipado em razão da necessidade de potência adicional ao SIN em 2025, mantendo, contudo, seu prazo de encerramento em jul/41. Cabe destacar que, no mesmo contexto, os CRCAPs 2021 das UTEs Geramar I e II também foram antecipados, com início de vigência em out/25 e prazo final igualmente mantido em jul/41, passando a contribuir para os resultados do segmento de Geração a Óleo a partir do 4T25. As antecipações dos contratos dessas usinas reforçam a geração de caixa da Eneva com as receitas fixas incrementais em 2025 e 2026.

Os custos operacionais, desconsiderando depreciação e amortização, somaram R\$ 9,3 milhões no 3T25, compostos basicamente pelos custos fixos do ativo, sendo (i) R\$ 4,8 milhões em custos de TUST, já considerando o reajuste anual aplicado em jul/25; e (ii) R\$ 4,5 milhões em custos com O&M, sendo os custos com pessoal o mais relevante no período, somando R\$ 3,8 milhões.

Como resultado dos fatores explicados acima, o EBITDA da UTE Viana no 3T25 foi de R\$ 14,4 milhões, impulsionado pelo início do contrato do LRCAP 2021 em ago/25.

UTES Geramar I e II

No 3T25, os ativos contabilizaram custos fixos operacionais de R\$ 16,0 milhões, sendo R\$ 9,2 milhões de custos com TUST e R\$ 6,8 milhões com O&M. Adicionalmente, foram registradas despesas de SG&A de R\$ 1,3 milhão no período. Sendo assim, o EBITDA das UTEs Geramar I e II no 3T25 foi de -R\$ 17,9 milhões.

► 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

(R\$ Milhões)	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	112,9	74,2	52,1%	335,4	214,6	56,3%
Receita Fixa	83,4	69,5	19,9%	247,9	203,5	21,8%
Receita Variável	29,5	4,7	528,6%	87,4	11,1	690,3%
Mercado de curto prazo	29,5	4,7	528,6%	87,4	11,1	690,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(7,5)	(4,9)	52,2%	(23,1)	(13,9)	66,1%
Receita Operacional Líquida	105,4	69,3	52,1%	312,2	200,7	55,6%
Custos Operacionais	(141,1)	(94,5)	49,3%	(391,1)	(215,1)	81,8%
Custo Fixo	(21,5)	(23,1)	-7,1%	(64,6)	(63,7)	1,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(12,1)	(11,4)	5,5%	(34,6)	(33,4)	3,7%
O&M	(9,4)	(11,7)	-19,4%	(30,0)	(30,3)	-0,9%
Custo Variável	(90,8)	(42,7)	112,7%	(240,2)	(68,6)	250,4%
Compra de Energia (Lastro FID)	(75,0)	(31,0)	141,8%	(200,1)	(44,1)	353,5%
Ressarcimento de Encargos	(15,8)	(11,6)	35,9%	(40,8)	(24,6)	65,5%
Outros	(0,0)	(0,1)	-90,3%	0,7	0,2	213,9%
Depreciação e Amortização	(28,9)	(28,8)	0,5%	(86,2)	(82,9)	4,1%
Despesas Operacionais	(2,6)	(3,5)	-26,1%	(10,3)	(10,5)	-2,5%
SG&A	(2,5)	(3,4)	-27,1%	(9,9)	(10,2)	-2,8%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	5,7%	(0,4)	(0,3)	6,2%
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	(0,5)	-95,6%	(0,0)	2,4	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(9,3)	(0,4)	2.462,9%	(2,5)	60,7	N/A
Margem EBITDA (%)	-8,8%	-0,5%	-8,3 p.p.	-0,8%	30,3%	-31,1 p.p.

No 3T25, o segmento de geração solar contabilizou uma receita operacional bruta de R\$ 112,9 milhões, crescimento de 52,1% na comparação com o mesmo período do ano anterior. Este crescimento é reflexo dos seguintes efeitos:

- Aumento da receita fixa no período devido à atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs), realizada em jan/25, e pelo início do contrato bilateral da SPE Futura 6, iniciado no 4T24;
- Crescimento de R\$ 24,8 milhões em receitas variáveis, impulsionadas pelas receitas no mercado de curto prazo de R\$ 29,5 milhões no 3T25, sendo a maior parte referente às operações de swap de contratos de compra e venda de energia entre o Complexo Solar Futura I e a Comercializadora de Energia Eneva, para mitigar o risco de descolamento de preços entre submercados NE e SE/CO. É importante ressaltar que (i) a contrapartida desta receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID), e seu impacto líquido, considerando receitas e custos, é referente ao custo de estruturação da operação, sendo negativo em R\$ 3,5 milhões no 3T25; e (ii) o segmento de Comercialização de Energia também contabiliza custos conforme swap celebrado.

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, após ajuste anual dos contratos em jan/25:

Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)

Complexo Solar Futura 1	2025 - 2030	2031+
% de Energia Contratada (MW médios ano)	89%	34%
Preço Médio (R\$/MWh)	198,3	194,1

Os custos fixos, por sua vez, totalizaram R\$ 21,5 milhões no 3T25, redução de 7,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, explicados por menores custos de O&M, resultado, principalmente, da maior eficiência na gestão de custos dos ativos.

No 3T25, os custos variáveis somaram R\$ 90,8 milhões, impactados, principalmente, pela:

- **Geração comprometida e não realizada²⁹ e efeitos de modulação:** sendo majoritariamente decorrentes dos cortes de geração ("*curtailment*") no Complexo Futura, além de maiores impactos do que o esperado para o período em relação à irradiância esperada do Complexo. No período, a geração frustrada por restrição totalizou 173 GWh, aumento expressivo frente aos 91 GWh do 3T24, sendo o maior volume de *curtailment* já registrado pelo parque. Vale ressaltar que o terceiro trimestre tipicamente apresenta a maior geração eólica do ano, seguindo o padrão dos ventos na região NE, além de um maior despacho térmico, por ser um período mais seco nas principais bacias hidrográficas do país. Com isso, o impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada foi de -R\$ 33 milhões no 3T25.

Além disso, no 3T25, os volumes de geração também foram impactados pelas necessidades frequentes de modulação de carga, cujo impacto financeiro foi de -R\$ 13,0 milhões.

- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados:** O impacto desse efeito nos custos foi de -R\$ 29,0 milhões no 3T25. No entanto, como comentado acima, considerando as contrapartidas de receita, o impacto líquido no segmento somou -R\$ 3,5 milhões no trimestre, refletindo os custos relacionados à estruturação do *swap* energético com a Comercializadora, que ficou com a exposição aos preços do submercado SE ao longo do período.

Adicionalmente, a Companhia também contabilizou R\$ 15,8 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 3T25, considerando as características dos contratos de energia firmados, frente aos R\$ 11,6 milhões registrados no mesmo período de 2024. O crescimento desta despesa está em linha com o aumento observado de geração frustrada ao longo do 3T25.

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento totalizou -R\$ 9,3 milhões no 3T25, frente aos -R\$ 0,4 milhão contabilizados no mesmo período de 2024.

Notas:

²⁹ A geração frustrada não realizada é decorrente, principalmente, dos cortes de geração, mas pode ser também devido a efeitos como indisponibilidade do parque e variações de irradiância.

► Upstream - E&P

Este segmento está contido dentro da Eneva S.A.. Os resultados das atividades de *Upstream* (Bacias do Parnaíba, Amazonas e Paraná), contemplando principalmente os valores referentes às atividades de produção nos Campos do Complexo Parnaíba e no Campo do Azulão, são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Upstream

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	463,7	452,1	2,6%	873,5	766,0	14,0%
Receita Fixa	76,5	72,9	4,8%	229,4	218,8	4,8%
Receita Variável	387,2	379,2	2,1%	644,1	547,2	17,7%
Contrato de Venda de Gás	299,1	303,3	-1,4%	511,6	440,3	16,2%
Contrato de Arrendamento	76,0	62,3	21,9%	101,3	74,0	36,8%
Venda de Condensado	12,2	13,6	-10,1%	31,2	32,9	-4,9%
Deduções sobre a Receita Bruta	(66,8)	(59,2)	12,9%	(128,0)	(101,4)	26,2%
Receita Operacional Líquida	396,8	392,9	1,0%	745,5	664,6	12,2%
Custos Operacionais	(211,0)	(109,9)	91,9%	(361,5)	(230,0)	57,2%
Custo Fixo	(27,6)	(30,7)	-10,3%	(86,3)	(80,7)	7,0%
O&M	(27,6)	(30,7)	-10,3%	(86,3)	(80,7)	7,0%
Custo Variável	(61,4)	(38,0)	61,7%	(106,9)	(62,0)	72,3%
Participações Governamentais	(58,1)	(35,1)	65,6%	(98,2)	(54,4)	80,5%
Custo com Compressores	(3,3)	(2,9)	14,5%	(8,7)	(7,6)	13,7%
Depreciação e Amortização	(122,0)	(41,2)	196,0%	(168,3)	(87,3)	92,8%
Despesas Operacionais	(81,8)	(26,6)	207,3%	(207,8)	(98,8)	110,3%
Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica	(76,2)	(22,5)	239,0%	(194,1)	(81,4)	138,6%
Poços Secos	(17,4)	-	N/A	(44,1)	(23,2)	90,2%
SG&A	(1,8)	0,2	N/A	(2,0)	(7,7)	-73,6%
Depreciação e Amortização	(3,9)	(4,4)	-12,0%	(11,6)	(9,7)	19,7%
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	(0,0)	46,4%	(0,2)	0,0	N/A
EBITDA ICVM 527/12	229,8	302,0	-23,9%	355,9	432,8	-17,8%
EBITDA excluindo poços secos ³⁰	247,2	302,0	-18,1%	400,0	456,0	-12,3%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	62,3%	76,8%	-14,6 p.p.	53,7%	68,6%	-15,0 p.p.

No 3T25, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 396,8 milhões, registrando um crescimento de R\$ 3,9 milhões comparado ao 3T24, reflexo do aumento de 21,9% da receita de arrendamento variável (eliminada no Consolidado), tendo em vista o maior repasse de margem do segmento de Geração a Gás – Parnaíba, impulsionado pelo volume de geração da UTE Parnaíba III. Esse efeito, contudo, foi parcialmente compensado pela redução nas receitas de venda de gás e de condensado, reflexo da ligeira redução no volume de gás produzido no Complexo Parnaíba.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 89,0 milhões no trimestre, aumento de R\$ 20,3 milhões em relação ao contabilizado no 3T24, impactados pela contabilização de efeitos retroativos não recorrentes, conforme detalhado a seguir: (i) pagamento de participação especial relativa à produção de 2021 no campo Gavião Branco, no valor de R\$ 12,0 milhões, impactando a rubrica de Participações Governamentais no 3T25; e (ii) registro, no 3T24, de reclassificações retroativas, impactando negativamente a rubrica de O&M naquele período. Desconsiderando os efeitos mencionados, os custos operacionais apresentariam aumento de R\$ 10,3 milhões no 3T25 vs. 3T24, tendo em vista, principalmente, o aumento dos preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (3T25: R\$ 0,69/m³ vs. 3T24: R\$ 0,53/m³), reflexo, sobretudo, da valorização média de 45,2% do indexador Henry Hub entre os períodos.

Como resultado dos fatores apresentados acima, a margem fixa do segmento aumentou R\$ 5,2 milhões na comparação entre os trimestres, totalizando R\$ 37,9 milhões no 3T25, refletindo tanto o reajuste das receitas fixas de venda de gás quanto a diminuição

Notas:

³⁰ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

dos custos fixos no trimestre. Já a margem variável somou R\$ 270,0 milhões ao final do 3T25, com a margem variável unitária de venda de gás (ex-condensado) apresentando crescimento de 5,2%, atingindo R\$ 12,45/MMbtu no período.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 78,0 milhões no 3T25, registrando um aumento de R\$ 55,7 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, impactadas pelos maiores gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, principalmente em função das campanhas sísmicas em andamento no 3T25. Na Bacia do Paraná, no trimestre, foram dispendidos R\$ 31,9 milhões, totalizando a execução de 99% de sísmica 2D. Já nos blocos do Amazonas, foram executados cerca de 84,0 Km² de sísmica 3D até ao final do 3T25, totalizando R\$ 25,4 milhões. Em contrapartida, não havia campanha sísmica em andamento no 3T24. Adicionalmente, no período, foram registradas despesas com baixas de poços secos totalizando R\$ 17,4 milhões, o que também não ocorreu no 3T24. Vale ressaltar, ainda, que a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba, foi retomada no 1T25, com a perfuração de 4 poços no 3T25, sendo 3 poços exploratórios e 1 poço de desenvolvimento.

Como resultado dos efeitos explicados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 229,8 milhões no período, uma redução de 23,9% em relação ao registrado no 3T24. O EBITDA ajustado, excluindo poços secos, atingiu R\$ 247,2 milhões, redução de 18,1% em relação ao contabilizado no 3T24.

Cabe ressaltar que a rubrica de depreciação e amortização no 3T25 foi impactada pela realização de transferências pontuais de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço, com um impacto de R\$ 63,0 milhões de custos com depreciação e amortização retroativos no segmento no 3T25. A rubrica também foi impactada no trimestre pelo início da contabilização da depreciação do Campo de Gavião Preto, o que não ocorria no 3T24.

► 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, quando aplicável.

DRE – Comercialização de Gás Off-Grid ^{31,32}

(R\$ Milhões)	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Bruta	139,4	6,1	N/A	410,5	6,1	N/A
Receita SSLNG	109,7	4,4	N/A	320,6	4,4	N/A
Receita Logística	29,7	1,6	N/A	89,9	1,6	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(13,7)	(1,4)	N/A	(41,2)	(1,4)	N/A
Receita Operacional Líquida	125,8	4,7	N/A	369,3	4,7	N/A
Custos Operacionais	(62,6)	(6,7)	N/A	(173,4)	(7,1)	N/A
O&M	(27,8)	(3,3)	N/A	(75,7)	(3,3)	N/A
Produção de Gás	(1,8)	-	N/A	(11,0)	-	N/A
Logística	(14,2)	(1,4)	N/A	(38,4)	(1,4)	N/A
Outros	(6,0)	(2,0)	N/A	(22,7)	(2,4)	N/A
Depreciação e Amortização	(12,8)	(0,0)	N/A	(25,6)	(0,0)	N/A
Despesas Operacionais	(3,4)	(3,3)	N/A	(8,4)	(3,7)	N/A
SG&A	(3,3)	(3,2)	N/A	(8,3)	(3,6)	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,1)	N/A	(0,1)	(0,1)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(5,5)	(0,0)	N/A	(12,2)	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	67,1	(5,1)	N/A	200,9	(5,9)	N/A
Margem EBITDA (%)	53,4%	-109,8%	N/A	54,4%	-125,7%	N/A

A receita líquida do segmento de Comercialização Off-Grid no 3T25 somou R\$ 125,8 milhões, crescimento significativo frente ao 3T24, trimestre no qual ocorreu o início parcial dos primeiros contratos de fornecimento de gás natural através de planos contingentes, antes do início efetivo da operação comercial do primeiro trem da planta de liquefação do Complexo Parnaíba, ocorrido no 4T24.

Do total de receita líquida registrada, R\$ 99,0 milhões são referentes aos contratos de venda de GNL, enquanto R\$ 26,8 milhões são relacionados a prestação de serviços de logística pela GNL Brasil, das quais R\$ 11,9 milhões são associadas ao arrendamento fixo de transporte e R\$ 14,9 milhões são receitas variáveis de serviços de logística prestados à UTE Jaguatirica II, sendo, portanto, eliminados na visão consolidada da Companhia.

Os custos operacionais, ex-depreciação e amortização, no 3T25, totalizaram R\$ 49,8 milhões, compostos, sobretudo, por:

- (i) O&M de R\$ 27,8 milhões, sendo R\$ 13,7 milhões referentes ao segmento de venda de GNL em pequena escala;
- (ii) R\$ 14,2 milhões associados aos custos com serviços de logística da GNL Brasil, que nesse trimestre também foram impactados por custos retroativos de R\$ 1,3 milhão;

Notas:

³¹ Representa a consolidação de 100% dos resultados da GNL Brasil em função da Eneva S.A. ser a controladora da empresa com 51% de participação.

³² Os resultados do segmento incluem as eliminações de receitas e despesas *intercompany* entre a Comercialização Off-Grid e a GNL Brasil. Por isso, diferem dos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais, que são demonstrados sem essas eliminações.

- (iii) R\$ 6,0 milhões em Outros Custos, que incluem custos retroativos de R\$ 3,3 milhões registrados nesse trimestre após reclassificações contábeis;
- (iv) R\$ 1,8 milhão relacionado ao volume de gás produzido para atendimento aos contratos de venda de GNL.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou -R\$ 5,5 milhões, impactada por contabilização pontual de encargos contratuais remanescentes devido a ajustes nas condições de fornecimento previstas referente ao período anterior ao início efetivo da operação da planta de liquefação.

Diante dos fatores explicados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R\$ 67,1 milhões, refletindo o período de *ramp-up* dos contratos e o impacto da contabilização de R\$ 10,1 milhões de custos e despesas pontuais nesse trimestre, conforme descrito acima. 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 o final de 2026.

► 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

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Líquida	1.940,8	828,7	134,2%	4.692,5	1.833,9	155,9%
Custos Operacionais	(1.910,0)	(829,1)	130,4%	(5.078,8)	(1.698,2)	199,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.904,0)	(828,5)	129,8%	(5.067,1)	(1.692,2)	199,4%
Outros	(5,9)	(0,6)	908,8%	(11,6)	(6,0)	94,7%
Receitas/Custos Líquidos Var. MtM	(42,6)	(7,3)	486,8%	479,0	24,0	1.893,6%
Despesas Operacionais	(12,3)	(12,0)	1,9%	(39,7)	(38,3)	3,6%
SG&A	(11,7)	(11,6)	0,6%	(38,0)	(37,1)	2,5%
Depreciação e Amortização	(0,6)	(0,4)	41,7%	(1,6)	(1,1)	41,7%
Outras Receitas/Despesas	8,6	3,1	177,3%	(1,5)	2,5	N/A
Equivalência Patrimonial	-	0,0	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(14,9)	(16,2)	-8,0%	53,2	125,1	-57,4%
Margem EBITDA (%)	-0,8%	-2,0%	1,2 p.p.	1,1%	6,8%	-5,7 p.p.

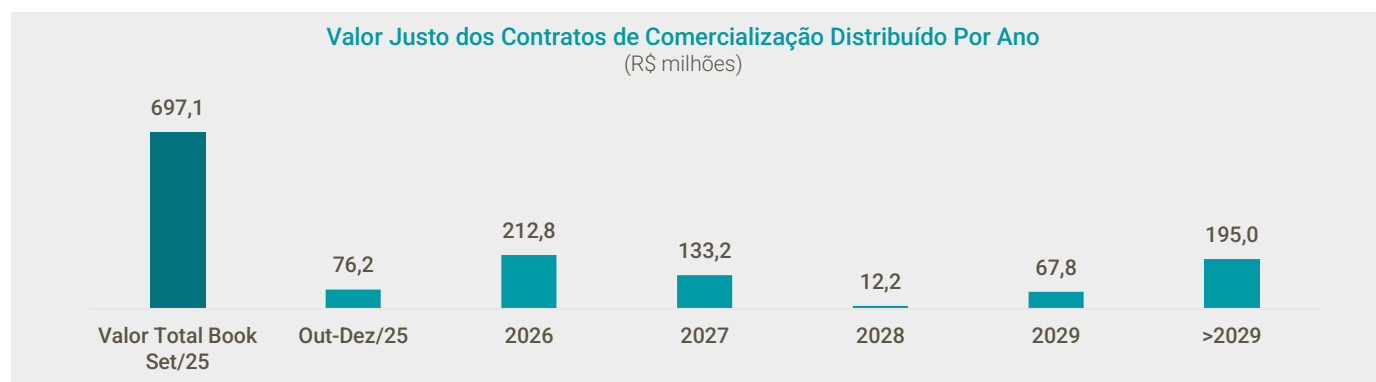
A margem comercial corrente (resultado líquido das receitas e custos operacionais) totalizou R\$ 30,8 milhões no 3T25, crescimento de R\$ 31,2 milhões frente à margem comercial registrada no mesmo período do ano anterior. Esse resultado foi impulsionado, principalmente, pelo impacto positivo da realização do book no trimestre.

A dinâmica positiva da margem comercial no 3T25 foi compensada pela marcação a mercado dos contratos futuros de energia ("MtM³³"), que totalizou -R\$ 42,6 milhões no período. O MtM no trimestre reflete, sobretudo, a baixa das operações no período, a qual possui contrapartida positiva na margem corrente. Adicionalmente, o MtM foi impactado negativamente pela projeção de preços de médio e longo prazos, sendo parcialmente atenuados pela variação da taxa de desconto no trimestre.

No 3T25, também foram contabilizadas R\$ 8,6 milhões de Outras Receitas referentes, principalmente, ao pagamento de um distrato contratual firmado no passado.

Considerando os efeitos comentados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização no 3T25 somou -R\$ 14,9 milhões.

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 foi de R\$ 697,1 milhões³⁴, e reflete o somatório das diferenças entre o valor dos preços contratados das posições do book e os preços de mercado atuais em cada maturidade, líquidas de PIS/COFINS, trazidas a valor presente³⁵. A distribuição por ano dessa posição, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Notas:

³³ 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.

³⁴ O valor de R\$ 697,1 milhões considera saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

³⁵ 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 3T25, 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; e (iv) 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. Com o início efetivo dos segmentos de Comercialização de Gás *On-Grid*, no Hub Sergipe, e de Comercialização de Gás *Off-Grid*, a partir do 4T24, a Companhia passou a apresentar ambos os segmentos isoladamente nas seções “Hub Sergipe” e “Comercialização de Gás *Off-Grid*”, respectivamente. Com isso, os resultados desses segmentos referentes ao 3T24 e 9M24 foram segregados de *Holding & Outros*, sendo apresentados em suas seções.

DRE – Holding e Outros

(R\$ Milhões)	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receita Operacional Líquida	-	(0,5)	N/A	0,0	0,0	-99,9%
Custos Operacionais	0,1	0,4	-84,8%	0,0	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(66,0)	(69,1)	-4,4%	(218,1)	(189,2)	15,3%
SG&A	(48,3)	(50,4)	-4,2%	(152,3)	(128,9)	18,1%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(17,7)	(18,7)	-5,1%	(65,8)	(60,3)	9,2%
Depreciação e Amortização	(260,3)	(66,2)	293,0%	(711,9)	(99,4)	616,5%
Mais -Valias, Menos-Valias e Ágios	(219,2)	(53,5)	309,6%	(660,1)	(81,8)	707,2%
Outras Receitas/Despesas	(44,6)	(11,1)	301,4%	(61,9)	14,3	N/A
Equivalência Patrimonial	254,8	506,2	-49,7%	772,6	1.112,6	-30,6%
EBITDA ICVM 527/12	144,2	425,9	-66,1%	492,6	937,7	-47,5%
Margem EBITDA (%)	(110,5)	(80,3)	37,6%	(279,9)	(174,9)	60,1%

O segmento de *Holding e Outros* registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 66,0 milhões no 3T25, redução de R\$ 3,1 milhões em relação ao 3T24, tendo em vista os seguintes fatores: (i) redução de R\$ 2,1 milhões na rubrica de SG&A; (ii) redução de R\$ 1,0 milhão na rubrica de despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs).

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou R\$ 44,6 milhões negativos no 3T25, explicada principalmente por: (i) impacto não recorrente de R\$ 28,0 milhões referente ao ajuste da parcela contingente paga pela UTEs Geramar I e II, em jul/25, referentes ao êxito na antecipação dos contratos do LRCAP 2021, sendo o valor pago a título desse *earn-out* de R\$ 122,4 milhões, vs. R\$ 94,4 milhões já provisionados; e (ii) despesas relacionadas a operações de M&A no montante de R\$ 6,9 milhões.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento no 3T25, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia), foi de R\$ 110,5 milhões negativos.

A partir do 1T25, a amortização dos saldos de mais e menos valia gerados na aquisição das empresas Linhares, Tevisa e Povoação passou a ser contabilizada na rubrica de Depreciação e Amortização (“D&A”), ao invés de Equivalência, após a incorporação das empresas na Holding em jan/25. Sendo assim, no 3T25, a rubrica 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), que passou a ser amortizado após a incorporação da SPE Celse na Holding ao final de jun/24³⁶ 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). A rubrica de D&A foi também impactada no 3T25 por transferências pontuais de saldos de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço, com contabilização de R\$ 32,6 milhões de despesas retroativas.

Notas:

³⁶ Vale ressaltar que a amortização da mais-valia da Celse gerada na combinação de negócios já estava sendo registrada em resultado, a nível contábil, desde o 1T23, após a conclusão da aquisição do ativo. No entanto, como a SPE Celse se encontrava em SPE separada da Holding, essa amortização era registrada na conta de Equivalência Patrimonial na Holding, sendo reclassificada para a rubrica de Depreciação e Amortização a nível Consolidado, seguindo o disposto no CPC18. Com a incorporação da SPE Celse na Holding, a amortização da mais-valia passa a ser contabilizada diretamente na linha de Depreciação e Amortização da Holding.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro

(R\$ Milhões)

	3T25	3T24	%	9M25	9M24	%
Receitas Financeiras	178,4	118,0	51,2%	566,7	302,1	87,6%
Receitas de aplicações financeiras	142,2	94,0	51,3%	415,5	219,4	89,4%
Multas e juros recebidos	0,7	7,8	-91,4%	23,5	29,2	-19,6%
Juros entre partes relacionadas	4,0	1,8	121,7%	6,1	7,1	-14,4%
Outros	31,5	14,4	119,5%	121,7	46,4	162,3%
Despesas Financeiras	(634,3)	(674,8)	-6,0%	(2.211,4)	(1.972,5)	12,1%
Encargos de dívida ³⁷	(49,3)	(63,0)	-21,8%	(164,9)	(205,3)	-19,7%
Juros sobre debêntures	(293,5)	(305,2)	-3,8%	(820,3)	(953,4)	-14,0%
Variação monetária	(56,6)	(67,4)	-16,1%	(433,9)	(316,7)	37,0%
Juros sobre arrendamento e outros ³⁸	(60,5)	(63,1)	-4,1%	(187,6)	(189,0)	-0,7%
Variação cambial líquida	0,3	(0,5)	N/A	8,0	(10,9)	N/A
Comissões e corretagens financeiras	(11,5)	(42,3)	-72,9%	(42,5)	(64,2)	-33,8%
IOF/IOC	(6,1)	(3,3)	85,8%	(17,3)	(10,8)	59,6%
Apropriação AVP na antecipação de recebíveis	(120,7)	(98,0)	23,2%	(363,5)	(146,0)	149,0%
Outros	(36,5)	(32,0)	14,0%	(189,5)	(76,3)	148,4%
Variação cambial não-caixa sobre arrendamento	95,4	73,6	29,6%	601,9	(419,8)	N/A
Variação da marcação a mercado de swaps	(12,5)	5,5	N/A	164,7	(13,3)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(373,0)	(477,8)	-21,9%	(878,1)	(2.103,5)	-58,3%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa ³⁹	(455,9)	(556,8)	-18,1%	(1.644,7)	(1.670,4)	-1,5%

O resultado financeiro líquido consolidado do 3T25 totalizou -R\$ 373,0 milhões, melhora de R\$ 104,7 milhões em relação ao resultado do 3T24, sendo principalmente em função dos seguintes fatores:

- **Receitas de Aplicações Financeiras e Outras Receitas:** (i) crescimento de R\$ 48,2 milhões em receitas de aplicações financeiras, impulsionadas pela maior posição de caixa média no trimestre e, pela elevação da taxa DI na comparação entre os períodos; e (ii) aumento de R\$ 17,2 milhões em outras receitas, sendo basicamente devido ao efeito pontual de R\$ 16,0 milhões referente à contabilização de atualização monetária incidente sobre o PIS/Cofins de gastos nas atividades de E&P dos últimos cinco anos, após a alteração no critério de aproveitamento dos créditos relacionados a esses gastos;
- **Encargos de Dívida e Juros sobre Debêntures:** redução total de R\$ 25,4 milhões no 3T25, reflexo, principalmente, dos sucessivos processos de *liability management* conduzidos pela Companhia desde o 3T23;
- **Variação Monetária:** variação positiva de R\$ 10,9 milhões, sendo principalmente relacionados à atualização monetária das dívidas, tendo em vista a redução do IPCA no período;
- **Comissões e Corretagens Financeiras:** variação positiva de R\$ 30,8 milhões, dado que no 3T24 foram dispendidos valores para a estruturação de operações financeiras, o que não ocorreu no 3T25; e
- **Apropriação do Ajuste ao Valor Presente na Antecipação de Recebíveis Futuros:** os efeitos listados acima foram parcialmente compensados pelo aumento de R\$ 22,7 milhões com encargos financeiros relacionados às operações de antecipação de receita fixa nas UTEs Porto de Sergipe I, Pecém II e Itaqui. Esse aumento se deu, principalmente, pela contabilização de 3 meses da incidência de juros referente à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I no 3T25, ao passo que no 3T24 não houve apropriação de juros no mês de julho, pois a estruturação da operação ainda estava em curso.

O resultado financeiro líquido ajustado para excluir os principais impactos não caixa do trimestre seria de -R\$ 455,9 milhões no 3T25, versus -R\$ 556,8 milhões no mesmo período de 2024, melhora de R\$ 100,9 milhões na comparação entre os trimestres.

Notas:

³⁷ Inclui amortizações sobre os custos de transação.

³⁸ Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

³⁹ 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).

Vale observar que os principais impactos não-caixa do resultado financeiro apresentaram movimentos compensatórios entre as rubricas no comparativo anual, conforme detalhamento abaixo:

- **Variação cambial sobre arrendamento:** variação positiva de R\$ 21,8 milhões no 3T25 frente ao 3T24. No 3T25, houve a contabilização positiva de R\$ 95,4 milhões de variação cambial não-caixa sobre o arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I, refletindo a desvalorização da taxa de câmbio no trimestre. Cabe ainda destacar que a taxa de câmbio no 3T24 também apresentou desvalorização em relação ao período imediatamente anterior, contudo, o percentual da redução cambial no 3T25 foi superior à desvalorização ocorrida no 3T24;
- **Marcação a mercado de swaps:** variação negativa de R\$ 17,9 milhões nessa rubrica no comparativo anual, com registro de impacto negativo de R\$ 12,5 milhões de efeito recorrente e não-caixa no 3T25, tendo em vista o resultado da marcação a mercado do swap referente, principalmente, às operações de antecipação de recebíveis das UTEs Porto de Sergipe I, Pecém II e Itaqui atreladas ao CDI. Cabe destacar que o custo financeiro das dívidas atreladas ao CDI possui hedge natural com o rendimento de caixa e demais receitas de aplicações financeiras da Companhia.

Investimentos

(R\$ Milhões)	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	9M25	9M24
Geração a Carvão	14,1	15,7	16,0	27,0	5,8	3,7	3,9	45,8	13,4
Pecém II	7,9	11,4	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	20,8	4,8
Itaqui	6,1	4,3	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	25,0	8,5
Geração a Óleo⁴⁰	13,3	15,7	0,4	1,9	-	-	-	29,4	-
Geração a Gás	28,1	35,8	15,0	58,4	17,5	20,0	14,8	78,8	52,2
Parnaíba I ⁴¹	1,4	3,2	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	5,4	6,5
Parnaíba II	12,0	13,7	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	34,9	26,2
Parnaíba III ⁴²	-	-	-	1,9	-	0,5	(0,0)	-	0,5
Parnaíba IV	0,3	0,1	-	0,1	-	0,2	0,1	0,3	0,2
Parnaíba V ⁴¹	9,9	17,4	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	31,9	18,8
UTE Fortaleza	0,6	0,7	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	1,6	0,0
UTES Gás Espírito Santo ⁴⁰	4,0	0,7	-	1,9	-	-	-	4,6	-
Hub Sergipe	78,5	7,2	(2,4)	124,4	20,6	23,8	9,3	83,4	53,7
Parnaíba VI⁴²	19,4	2,8	20,0	42,0	54,2	21,2	49,2	42,2	124,6
Azulão-Jaguatirica	55,7	19,9	7,3	38,1	21,6	12,0	26,3	82,9	59,9
Azulão 950	839,0	639,8	528,7	554,3	589,0	492,1	125,3	2.007,5	1.206,4
E&P	6,7	25,1	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	60,3	40,2
UTE	832,2	614,7	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	1.947,2	1.166,2
Futura 1	1,0	5,1	1,5	17,6	8,7	-	(3,3)	7,6	5,4
Upstream	284,1	233,7	77,8	141,7	162,4	89,1	65,1⁴³	595,5	316,6
Desenvolvimento ^{44, 45}	203,6	196,3	45,4	120,6	116,2	59,3	20,3	445,3	195,8
Exploração ^{44,45}	80,5	37,4	32,4	21,2	46,3	29,8	44,8	150,2	120,9
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem)	16,4	36,2	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	88,5	274,4
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem)	55,9	22,4	-	-	-	-	-	78,2	-
Holding e Outros	161,2	566,4	160,8	82,3	23,9	43,7	17,5	888,4	85,1
Total⁴⁶	1.566,6	1.600,5	861,1	1.124,0	966,9	793,2	431,5	4.028,2	2.191,6

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

No 3T25, os investimentos da Companhia somaram R\$ 1.566,6 milhões. Deste total, 76,3% foram direcionados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, conforme detalhado abaixo:

- **Azulão 950:** total investido de R\$ 839,0 milhões no trimestre, sendo 630,0 milhões direcionados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG e Subestação, contemplando atividades de obras civis, montagem eletromecânica e aquisição de suprimentos diversos. Esse montante também inclui investimentos relacionados à clusters e gasodutos e ao escopo de captação de água. Adicionalmente, no período, R\$ 106,0 milhões foram referentes ao contrato da GE, distribuídos entre manutenção de equipamentos, mobilização da equipe técnica e outros custos logísticos. Além disso, R\$ 56,0 milhões se referem a dispêndios com pessoal e atividades de suporte ao projeto, incluindo seguros, aluguel e serviço de guindastes. Outros R\$ 43,0 milhões foram destinados aos marcos intermediários de outros contratos de equipamentos, considerando a entrega no local e a cobertura de custos logísticos.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** investimento total de R\$ 72,3 milhões no 3T25. Deste montante, R\$ 55,9 milhões foram investidos para o projeto do 3º trem, sendo R\$ 46,2 milhões referentes ao fornecedor

Notas:

⁴⁰ Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

⁴¹ O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V.

⁴² O capex de Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.

⁴³ Montante alterado de modo a desconsiderar dispêndios com poços secos no trimestre, dado que esses valores são contabilizados no segmento *Upstream*.

⁴⁴ Incluem valores associados à produção (STGP).

⁴⁵ Números do 2T25, 1T25 e 3T24 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.

⁴⁶ 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.

responsável pelos sistemas avançados de liquefação da planta e os demais valores destinados aos serviços de comissionamento, engenharia para suprimentos, terraplanagem, drenagem e outros custos administrativos. Em relação ao 1º e 2º trens, foram capitalizados R\$ 16,4 milhões no trimestre, correspondentes à implantação de serviços de infraestrutura de apoio e comissionamento, além da aquisição de equipamentos.

- **Upstream:** os investimentos relativos às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) totalizaram R\$ 284,1 milhões no 3T25. Deste montante, R\$ 112,8 milhões foram destinados à aquisição e mobilização da Eneva Explorer, nova sonda de perfuração da Companhia que entrou em operação no mês de julho/25. Adicionalmente, R\$ 71,3 milhões se referem à perfuração de 3 poços, sendo 2 exploratórios, realizados com a própria sonda da Eneva, e 1 de desenvolvimento. Ainda no trimestre, R\$ 55,5 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos Campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, em função das obras para a conexão do gasoduto do polo sul ao polo de produção. Do valor remanescente, R\$ 30,5 milhões foram destinados às equipes de suporte técnico das operações em andamento, tanto no âmbito da exploração quanto da produção, e R\$ 11,4 milhões fizeram frente aos dispêndios associados às atividades sísmicas no campo de Tambaqui, no Amazonas.

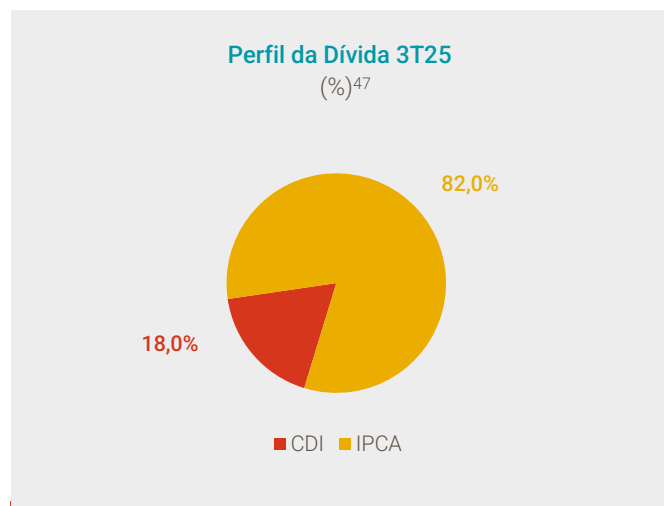
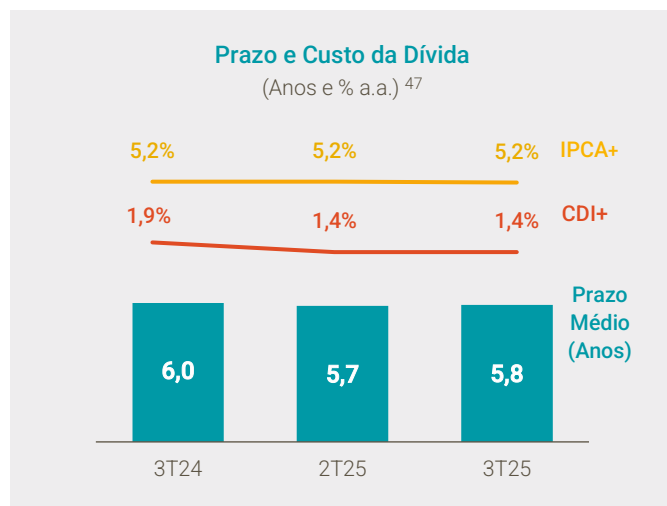
Nos ativos operacionais, os principais investimentos de **Sustaining** (operações existentes) foram direcionados ao Hub Sergipe e ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica. No Hub Sergipe, foram capitalizados R\$ 78,5 milhões, sendo R\$ 63,4 milhões referentes à aquisição de equipamentos da GE e à contabilização em imobilizado do valor do rotor, cuja compra foi realizada em período anterior e estava em estoque, além de R\$ 15,1 milhões referentes a gastos com sobressalentes e a melhorias diversas realizadas na planta. Já no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, os investimentos somaram R\$ 55,7 milhões, dos quais R\$ 26,0 milhões foram para fazer frente ao contrato com o fornecedor responsável pela manutenção das turbinas, R\$ 13,5 milhões para a aquisição de sobressalentes para manutenção preventiva da UGNL e R\$ 15,5 milhões voltados à compra de materiais diversos, à manutenção dos equipamentos de criogenia e aos demais serviços de terceiros e atividades de suporte realizadas no período.

Os valores investidos em **Holding e Outros** somaram R\$ 161,2 milhões no período. Desse total, R\$ 64,0 milhões foram destinados à GNL Brasil, relativos à antecipação da troca da frota, com a aquisição de 44 cavalos mecânicos e 8 veículos de apoio. Os demais valores foram destinados a investimentos corporativos variados e à aquisição e desenvolvimento de projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva para os leilões de reserva de capacidade.

Endividamento

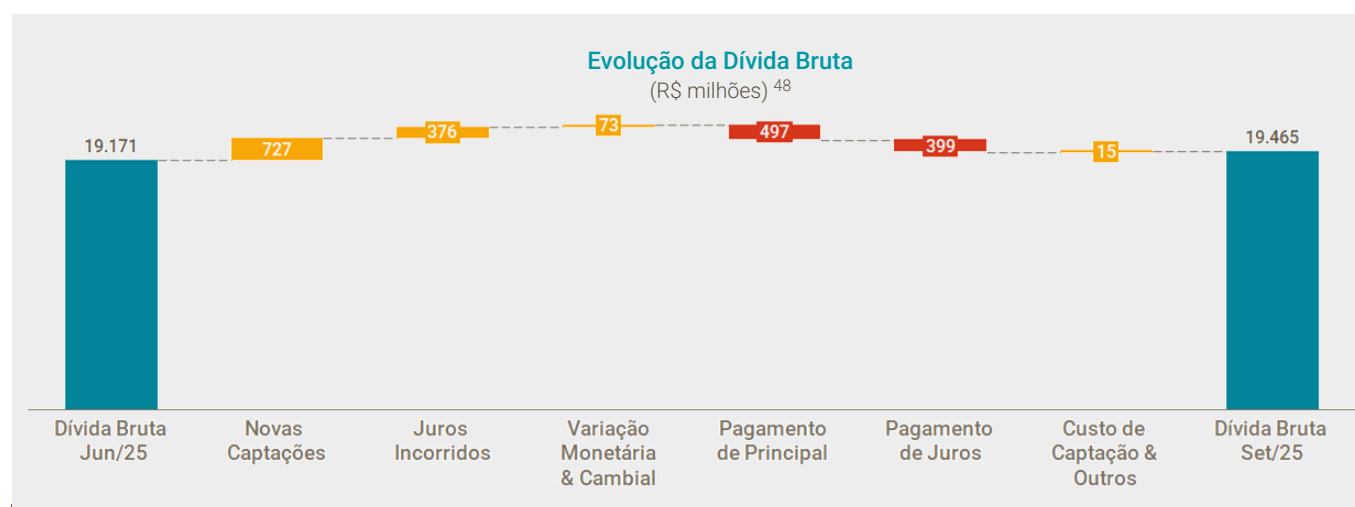
► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.465 milhões no encerramento de set/25, frente a R\$ 17.427 milhões em set/24, e R\$ 19.171 milhões ao final de jun/25. É importante ressaltar que, entre o 3T24 e o início do 1T25 foram realizadas diversas operações sequenciais de resgates antecipados de dívidas e captações no âmbito do contínuo *liability management* da Companhia. Nesse sentido, a posição contábil da dívida ao final de set/24 refletia um saldo intermediário temporariamente reduzido, após a conclusão de uma dessas operações com o resgate antecipado parcial de debêntures no valor de R\$ 1.585,5 milhões naquele período.



Ao final do 3T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,8 anos, apresentando pequeno alongamento em relação ao 2T25 e ligeira redução frente ao 3T24. Adicionalmente, o *spread* médio das dívidas atreladas ao IPCA manteve-se em 5,2%, estável em relação ao segundo trimestre de 2025 e ao terceiro trimestre de 2024. Já o *spread* médio das dívidas indexadas ao CDI foi de 1,4% no terceiro trimestre de 2025, refletindo a manutenção dos custos médios frente ao segundo trimestre de 2025 e uma redução em comparação ao mesmo período de 2024.

► Movimentação da Dívida Bruta



Notas:

⁴⁷ 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.

⁴⁸ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

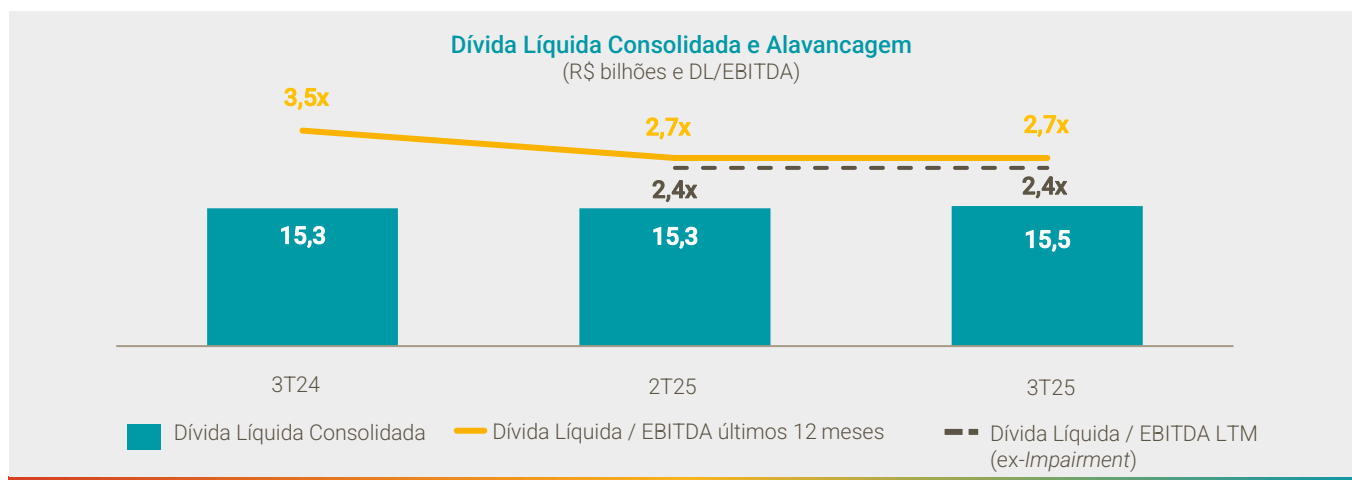
Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 3T25 foram:

- Pagamentos de principal e juros e liberação de depósitos vinculados, no valor total de R\$ 896 milhões, realizados em sua maioria conforme o cronograma das dívidas, como detalhado na seção de Fluxo de Caixa;
- Desembolsos referentes, principalmente, aos seguintes financiamentos no 3T25: (i) R\$ 500 milhões junto ao BASA, para o projeto Azulão 950, com taxa média de IPCA + 6,03%, ocorrido em agosto/25; (ii) R\$ 193 milhões referente ao financiamento das plantas de liquefação de gás no Maranhão, contratado junto ao BNB e que, somado aos R\$ 462 milhões desembolsados no primeiro trimestre de 2025, representam 99,2% dos R\$ 660 milhões contratados a taxa média de IPCA + 3,42% ao ano;
- Contabilização de juros incorridos sobre debêntures e financiamentos no trimestre em R\$ 376 milhões; e
- Variação Monetária e Cambial, totalizando R\$ 73 milhões no trimestre.

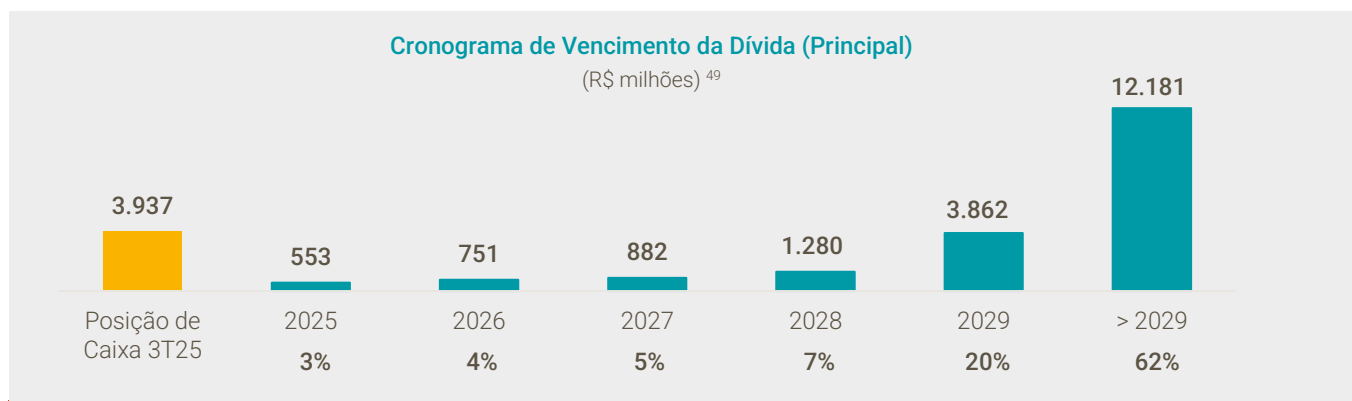
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de set/25, o saldo de caixa (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 3.937 milhões, o que representa um crescimento de R\$ 1.814 milhões quando comparado ao saldo de caixa de R\$ 2.123 milhões de set/24, e aumento de R\$ 81 milhões frente à posição de caixa registrada em jun/25, de R\$ 3.856 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 15.528 milhões ao final do 3T25, com a alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 2,7x. Importante salientar que o EBITDA 12 meses para fins de *covenants* considera o resultado 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24. Desconsiderando o impacto de R\$ 635 milhões da despesa não caixa de *Impairment* reportada no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,4x, estável em comparação ao final do trimestre passado.



Ao fim do 3T25, 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:

⁴⁹ 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

	3T25	2T25	3T24
Nº de ações - final período	1.936.973.658	1.932.591.767	1.584.697.571
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	16,55	13,65	13,97
Ações negociadas (Milhões) - média diária	9,1	11,6	8,8
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	121,2	132,8	107,1
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁵⁰	31.706	26.090	22.121
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁵¹	47.585	41.695	37.442

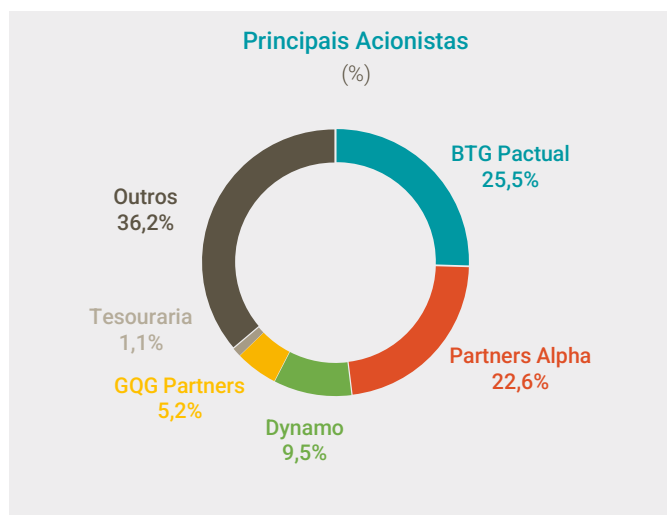
Composição Acionária

Conforme Aviso aos Acionistas de 21 de jul/25, a Companhia realizou a emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias da Eneva em favor do Banco BTG Pactual S.A., ao valor total de R\$ 1,00. Dessa forma, o capital social da Eneva passou de 1.932.591.767 ações ordinárias para 1.936.973.658 ações ordinárias, tendo sido aumentado de R\$ 18.134.264.033,68, no fechamento de jun/25, para R\$18.134.264.034,68, ao longo de jul/25. O aumento foi decorrente do exercício do bônus de subscrição, no âmbito do acordo de associação que resultou na incorporação da Termelétrica Viana S.A., à época detentora das UTEs Viana e Viana I. A transação se deu no contexto do pagamento do *earn-out* relativo à antecipação da data de início do CRCAP 2021 da termelétrica Viana, conforme divulgado em 11 de jul/25, por meio de Comunicado ao Mercado.

Ao final de set/25, o capital social da Eneva, composto por 1.936.973.658 ações ordinárias, possuía 98,76% de ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 30 de setembro de 2025



Notas:

⁵⁰ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

⁵¹ Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

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 – 3T25	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 ¹	Elimin. Segmentos	Total
(R\$ Milhões)																
Receita Operacional Bruta	1.066,0	205,6	672,7	1.944,2	463,7	(571,4)	1.836,5	899,8	406,0	25,6	112,9	2.099,0	139,4	-	(558,5)	4.960,7
Deduções da Receita Bruta	(121,6)	(9,5)	(115,0)	(246,0)	(66,8)	104,4	(208,4)	(111,0)	(41,4)	(1,8)	(7,5)	(200,9)	(13,7)	-	51,9	(532,7)
Receita Operacional Líquida	944,4	196,1	557,7	1.698,2	396,8	(467,0)	1.628,0	788,9	364,6	23,8	105,4	1.898,2	125,8	-	(506,6)	4.428,0
Custos Operacionais	(651,5)	(99,0)	(109,5)	(860,0)	(211,0)	466,6	(604,4)	(454,8)	(344,5)	(38,9)	(141,1)	(1.910,0)	(62,6)	0,1	500,7	(3.055,6)
Depreciação e amortização	(66,3)	(38,3)	(11,4)	(116,0)	(122,0)	-	(238,0)	(99,4)	(112,5)	(13,4)	(28,9)	-	(12,8)	-	5,6	(499,3)
Despesas Operacionais ²	(7,3)	(5,2)	(2,0)	(14,5)	(81,8)	2,3	(94,1)	(3,2)	(7,0)	(2,4)	(2,6)	(12,3)	(3,4)	(326,4)	2,5	(448,8)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2, 3}	(7,0)	(5,2)	(2,0)	(14,2)	(78,0)	2,3	(89,9)	(3,2)	(6,6)	(2,3)	(2,5)	(11,7)	(3,3)	(66,0)	(2,3)	(187,8)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	-	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,5)	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,0)	(260,3)	4,8	(261,0)
Outras receitas/despesas	42,6	(0,2)	(0,5)	41,8	(0,0)	0,4	42,2	133,0	4,7	0,5	(0,0)	8,6	(5,5)	(44,6)	(0,1)	138,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(48,7)	(48,7)	-	-	-	-	-	-	254,8	(206,0)	0,1
EBITDA ICVM 527/12	394,7	129,9	457,1	981,8	229,8	(46,4)	1.165,2	563,2	130,8	(3,5)	(9,3)	(14,9)	67,1	144,2	(219,8)	1.822,9
Resultado Financeiro Líquido	39,0	(7,3)	0,1	31,7	(239,4)	0,6	(207,0)	232,5	(26,2)	0,9	(3,3)	1,4	(2,7)	(374,1)	5,7	(373,0)
EBT	367,1	84,3	445,8	897,2	(135,4)	(45,8)	716,0	696,3	(8,4)	(16,1)	(41,6)	(14,1)	51,5	(490,3)	(203,8)	689,6
Impostos Correntes	(55,3)	(9,7)	-	(65,0)	-	-	(65,0)	-	(0,9)	-	(4,8)	-	(1,8)	(16,4)	-	(88,9)
Impostos Diferidos	(5,2)	(2,6)	-	(7,8)	-	-	(7,8)	-	2,4	0,3	4,8	31,7	(0,0)	(87,5)	-	(56,0)
Resultado Líq. Período	306,6	72,0	445,8	824,4	(135,376)	(45,8)	643,2	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	49,7	(594,1)	(203,8)	544,7
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193,0	193,0
Resultado Líq. Eneva	306,6	72,0	445,8	824,4	(135,4)	(45,8)	643,2	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	49,7	(594,1)	(396,7)	351,7

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,2 milhões em EBITDA no 3T25 e de -R\$ 3,8 milhões no 3T24.
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 – 3T24	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 ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	1.088,3	189,1	-	1.277,4	452,1	(451,4)	1.278,1	549,2	365,4	-	74,2	914,8	6,1	0,1	(239,2)	2.948,8
Deduções da Receita Bruta	(201,6)	(33,3)	-	(234,9)	(39,2)	94,2	(199,9)	(51,8)	(37,7)	-	(4,9)	(93,4)	(1,4)	(0,6)	22,1	(367,5)
Receita Operacional Líquida	886,7	155,8	-	1.042,5	392,9	(357,2)	1.078,2	497,4	327,8	-	69,3	821,4	4,7	(0,5)	(217,1)	2.581,2
Custos Operacionais	(561,3)	(97,1)	-	(658,4)	(109,9)	357,2	(411,1)	(234,3)	(253,3)	-	(94,5)	(829,1)	(6,7)	0,4	217,1	(1.611,6)
Depreciação e amortização	(51,3)	(38,8)	-	(90,1)	(41,2)	-	(131,3)	(98,4)	(52,6)	-	(28,8)	-	(0,0)	-	-	(311,2)
Despesas Operacionais ²	(11,8)	(6,8)	-	(18,6)	(26,6)	-	(45,2)	(4,6)	(10,8)	-	(3,5)	(12,0)	(3,3)	(135,3)	2,4	(212,4)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2, 3}	(11,6)	(6,8)	-	(18,4)	(22,2)	-	(40,7)	(4,6)	(10,5)	-	(3,4)	(11,6)	(3,2)	(69,1)	0,0	(143,1)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	-	(0,2)	(4,4)	-	(4,5)	(0,0)	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	(0,1)	(66,2)	2,4	(69,3)
Outras receitas/despesas	(0,1)	(0,1)	-	(0,2)	(0,0)	0,1	(0,2)	-	2,5	-	(0,5)	3,1	(0,0)	(11,1)	27,9	21,6
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	-	506,2	(531,4)	(25,1)
EBITDA ICVM 527/12	364,9	90,7	-	455,6	302,0	0,1	757,6	356,9	119,0	-	(0,4)	(16,2)	(5,1)	425,9	(503,5)	1.134,2
Resultado Financeiro Líquido	(40,1)	(13,6)	-	(53,7)	(4,6)	0,4	(57,9)	(113,3)	(38,1)	-	(7,2)	0,8	(2,4)	(259,3)	(0,4)	(477,8)
EBT	273,3	38,3	-	311,6	251,8	0,4	563,8	145,2	28,0	-	(36,5)	(15,8)	(7,6)	100,3	(501,4)	276,0
Impostos Correntes	(36,0)	(9,0)	-	(45,1)	-	-	(45,1)	-	(1,1)	-	(3,9)	(0,2)	-	0,1	-	(50,1)
Impostos Diferidos	(5,5)	2,7	-	(2,8)	-	-	(2,8)	(35,3)	(4,0)	-	3,4	(62,8)	1,9	119,2	-	19,6
Resultado Líq. Período	231,8	31,9	-	263,7	251,8	0,4	515,9	109,9	22,8	-	(37,0)	(78,8)	(5,7)	219,7	(501,4)	245,5
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142,7	142,7
Resultado Líq. Eneva	231,8	31,9	-	263,7	251,8	0,4	515,9	109,9	22,8	-	(37,0)	(78,8)	(5,7)	219,7	(644,2)	102,7

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,2 milhões em EBITDA no 3T25 e de -R\$ 3,8 milhões no 3T24.
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 – 9M25	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 ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	2.477,9	616,0	2.028,9	5.122,7	873,5	(1.024,4)	4.971,8	2.800,6	967,5	26,3	335,4	5.670,3	410,5	0,0	(1.373,2)	13.809,1
Deduções da Receita Bruta	(278,7)	(31,6)	(343,9)	(654,2)	(128,0)	180,0	(602,3)	(304,1)	(99,1)	(2,6)	(23,1)	(498,7)	(41,2)	(0,0)	127,5	(1.443,6)
Receita Operacional Líquida	2.199,2	584,3	1.685,0	4.468,5	745,5	(844,5)	4.369,5	2.496,6	868,4	23,7	312,2	5.171,5	369,3	0,0	(1.245,7)	12.365,6
Custos Operacionais	(1.426,6)	(310,4)	(351,4)	(2.088,4)	(361,5)	844,5	(1.605,5)	(1.491,3)	(706,4)	(120,3)	(391,1)	(5.078,8)	(173,4)	0,0	1.233,6	(8.333,0)
Depreciação e amortização	(185,0)	(110,3)	(34,0)	(329,3)	(168,3)	-	(497,6)	(296,4)	(321,9)	(39,3)	(86,2)	-	(25,6)	-	22,5	(1.244,6)
Despesas Operacionais ¹	(23,7)	(15,6)	(4,4)	(43,7)	(207,8)	7,7	(243,8)	(10,5)	(20,6)	(11,0)	(10,3)	(39,7)	(8,4)	(930,0)	(8,8)	(1.282,9)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2, 3}	(22,8)	(15,6)	(4,4)	(42,8)	(196,2)	7,7	(231,2)	(10,5)	(19,2)	(7,6)	(9,9)	(38,0)	(8,3)	(218,1)	(7,7)	(550,5)
Depreciação e amortização	(0,9)	(0,0)	(0,0)	(0,9)	(11,6)	-	(12,5)	(0,0)	(1,4)	(3,4)	(0,4)	(1,6)	(0,1)	(711,9)	(1,1)	(732,4)
Outras receitas/despesas	40,2	(0,5)	(0,2)	39,5	(0,2)	-	39,3	324,1	3,3	0,0	(0,0)	(1,5)	(12,2)	(61,9)	3,6	294,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(179,8)	(179,8)	-	-	-	-	-	-	772,6	(595,1)	(2,4)
EBITDA ICVM 527/12	974,9	368,2	1.363,0	2.706,1	355,9	(172,1)	2.889,9	1.615,4	468,0	(64,8)	(2,5)	53,2	200,9	492,6	(633,7)	5.019,1
Resultado Financeiro Líquido	(36,4)	(53,9)	4,4	(85,8)	(1,3)	1,6	(85,5)	163,6	(86,7)	1,4	(22,6)	2,6	(27,2)	(834,5)	10,9	(878,1)
EBT	752,7	204,0	1.333,4	2.290,1	174,7	(170,5)	2.294,3	1.482,5	58,1	(106,2)	(111,7)	54,2	148,0	(1.053,8)	(601,5)	2.163,9
Impostos Correntes	(103,6)	(17,8)	(20,2)	(141,7)	-	-	(141,7)	-	(7,2)	1,4	(13,0)	(11,1)	(6,0)	(16,4)	-	(194,0)
Impostos Diferidos	(20,3)	(11,9)	(2,2)	(34,4)	-	-	(34,4)	-	(3,5)	1,0	10,4	21,6	(1,3)	(464,2)	-	(470,4)
Resultado Líq. Período	628,7	174,2	1.311,1	2.114,0	174,7	(170,5)	2.118,2	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	140,8	(1.534,4)	(601,5)	1.499,5
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398,9	398,9
Resultado Líq. Eneva	628,7	174,2	1.311,1	2.114,0	174,7	(170,5)	2.118,2	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	140,8	(1.534,4)	(1.000,4)	1.100,6

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 10,3 milhões em EBITDA nos 9M25 e de -R\$ 10,0 milhões nos 9M24.
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 – 9M24	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	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	2.333,9	581,3	-	2.915,2	766,0	(738,3)	2.942,9	1.634,4	899,1	-	214,6	2.071,0	6,1	0,0	(417,8)	7.350,2
Deduções da Receita Bruta	(364,5)	(58,3)	-	(422,8)	(101,4)	140,9	(383,3)	(155,3)	(92,9)	-	(13,9)	(213,1)	(1,4)	0,0	38,6	(821,3)
Receita Operacional Líquida	1.969,4	523,1	-	2.492,4	664,6	(597,4)	2.559,6	1.479,1	806,2	-	200,7	1.857,9	4,7	0,0	(379,2)	6.529,0
Custos Operacionais	(1.095,7)	(308,5)	-	(1.404,2)	(230,0)	597,4	(1.036,8)	(630,2)	(496,2)	-	(215,1)	(1.698,2)	(7,1)	-	379,2	(3.704,4)
Depreciação e amortização	(132,8)	(117,1)	-	(249,9)	(87,3)	-	(337,2)	(294,5)	(153,7)	-	(82,9)	-	(0,0)	-	-	(868,3)
Despesas Operacionais ¹	(28,6)	(20,5)	-	(49,1)	(98,8)	6,1	(141,9)	(11,1)	(31,8)	-	(10,5)	(38,3)	(3,7)	(288,6)	(98,4)	(624,3)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2, 3}	(27,9)	(20,5)	-	(48,4)	(89,1)	6,1	(131,4)	(11,2)	(30,8)	-	(10,2)	(37,1)	(3,6)	(189,2)	(6,0)	(419,5)
Depreciação e amortização	(0,8)	(0,0)	-	(0,8)	(9,7)	-	(10,5)	0,1	(1,0)	-	(0,3)	(1,1)	(0,1)	(99,4)	(92,4)	(204,8)
Outras receitas/despesas	(3,8)	(0,6)	-	(4,4)	0,0	0,3	(4,1)	0,9	1,3	-	2,4	2,5	(0,0)	14,3	(6,7)	10,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.112,6	(1.102,9)	9,7
EBITDA ICVM 527/12	974,8	310,6	-	1.285,3	432,8	6,4	1.724,5	1.133,1	434,1	-	60,7	125,1	(5,9)	937,7	(1.115,6)	3.293,7
Resultado Financeiro Líquido	(108,7)	(52,6)	-	(161,2)	(31,7)	0,8	(192,1)	(833,3)	(115,9)	-	(23,4)	4,8	(2,7)	(940,0)	(1,0)	(2.103,5)
EBT	732,6	140,9	-	873,5	304,1	7,2	1.184,8	5,4	163,5	-	(45,9)	128,8	(8,8)	(101,6)	(1.209,0)	117,1
Impostos Correntes	(82,7)	(15,3)	-	(98,0)	-	-	(98,0)	-	(7,5)	-	(11,4)	(20,9)	-	(8,5)	-	(146,3)
Impostos Diferidos	(35,0)	(8,3)	-	(43,3)	-	-	(43,3)	(78,3)	(25,7)	-	(0,4)	(134,7)	2,1	1.808,5	-	1.528,2
Resultado Líq. Período	614,9	117,3	-	732,2	304,1	7,2	1.043,5	(72,9)	130,3	-	(57,7)	(26,8)	(6,7)	1.698,4	(1.209,0)	1.499,1
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390,5	390,5
Resultado Líq. Eneva	614,9	117,3	-	732,2	304,1	7,2	1.043,5	(72,9)	130,3	-	(57,7)	(26,8)	(6,7)	1.698,4	(1.599,5)	1.108,6



ENEVA S.A.

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

<https://ri.eneva.com.br/>

EARNINGS RELEASE **3Q25**



3Q25 Earnings Conference Call

Wednesday, November 12th, 2025

9:00 a.m. (US EST) / 11:00 a.m. (BRT)

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

Eneva discloses results for the third quarter of 2025

- **Consolidated EBITDA reaches a new quarterly record in 3Q25, totaling R\$1,822.9 million, 61% higher than in 3Q24, reflecting the Company's solid operational performance**, primarily driven by the assets acquired in 4Q24, the ramp-up of new Off-Grid and On-Grid business models, and the robust operational performance of the assets;
- **All-time high operating cash flow totaling R\$1,965.2 million, up by 54% vs. 3Q24**, driven by operating results and positive working capital variation.

Rio de Janeiro, November 11th, 2025 - **ENEVA S.A. (B3: ENEV3; "Company"; "Eneva")**, an integrated power generation company, with complementary businesses in electric power generation and trading and hydrocarbon exploration and production in Brazil, announces today the results for the third quarter ended September 30th, 2025 (3Q25). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

3Q25 Highlights

- Consolidated EBITDA of R\$1,822.9 million, hitting another quarterly record for the fourth straight quarter, with R\$688.8 million growth versus 3Q24, mainly driven by the operational performance of the Company's assets, with acceleration of merit thermal dispatch, the contribution from the new On-Grid and Off-Grid Gas Trading segments as from 2025, and the results from the assets acquired in 4Q24;
- EBITDA growth of R\$206.3 million from the Sergipe Hub, reflecting the EBITDA contribution from the On-Grid Gas Trading segment with recurring firm and flexible gas trading operations and the result from opportunistic LNG sales transactions in the period, as well as lower costs with load cancellations vs. 3Q24 and the positive impact in 3Q25 resulting from the reimbursement related to the riser accident that occurred in 4Q24;
- EBITDA of R\$67.1 million from the Off-Grid Gas Trading segment, with the ongoing ramp-up of LNG sales contracts, highlighting the potential of this business model, which will continue its gradual increase in the total contracted volume of the first 2 trains until 4Q26. Notably, in 3Q25, civil works began and contracts were concluded with the main suppliers for the construction of the plant's 3rd train, which will surge Parnaíba's liquefaction capacity by 50%. With COD estimated for earlier 2H27, the expansion of 300,000 m³/day positions Eneva to tap even more opportunities in a market with high growth potential;
- Lower fixed operating costs (on a comparable basis) and total SG&A in the Consolidated, with nominal gains of R\$29.8 million and R\$9.2 million, respectively, compared to 3Q24, reflecting the Company's financial diligence and operational efficiency initiatives;
- Operating cash generation hits another all-time high in 3Q25, totaling R\$1,965.2 million, 54% higher than in 3Q24, surpassing the EBITDA level reached in 3Q25, reflecting the assets' relevant operational performance;
- Acceleration of merit order dispatch in own gas assets and improvement in availability and efficiency levels at the Jaguatirica II TPP. The continued dispatch after late 3Q25 – with regulated dispatch (ex-inflexibility) in 4Q25 reinforces the importance of Eneva's portfolio for the SIN's reliability and the country's energy security;
- Financial leverage of 2.7x in 3Q25 (2.4x excluding the non-cash accounting impact of impairment expenses), an improvement of 0.9x vs. 3Q24 and stable versus 2Q25. A total amount of R\$693 million was also disbursed via BASA and BNB for the Azulão 950 and SSLNG projects, contributing to bolster the capital structure and reduce the average cost of debt compared to 3Q24;
- Start of regulated contracts related to the 2021 Capacity Reserve Auction for the Viana TPP in August 2025, already contributing to the 3Q25 results, as well as the Parnaíba IV and Geramar I and II TPPs in October 2025, with all of them fully contributing to the 4Q25 results;
- Disclosure on October 25th of the Normative Ordinance regarding the Guidelines and Methodology for the 2026 Capacity Reserve Auction ("2026 LRCAP") scheduled for March 18th, 2026. The bid will rely on 8 different products, including 6 for natural gas and coal, allowing for new bidding assets, with a 15-year supply term, and existing assets, with a 10-year term. The 2026 Capacity Reserve Auction means a relevant strategic opportunity for re-contracting existing assets and developing the Company's project pipeline, fostering long-term value creation and expediting the implementation of Eneva's business plan.

Main Indicators - Consolidated

(R\$ million)	3Q25	3Q24	Var. %	9M25	9M24	Var. %
Net Operating Revenues	4,428.0	2,581.2	71.5%	12,365.6	6,529.0	89.4%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,822.9	1,134.1	60.7%	5,019.1	3,293.6	52.4%
EBITDA Margin (%)	41.2%	43.9%	-2.8 p.p.	40.6%	50.4%	-9.9 p.p.
Eneva Net Income ¹	351.7	102.7	242.6%	1,100.6	1,108.6	-0.7%
Investments (Accrual basis)	1,566.6	966.9	62.0%	4,028.2	2,191.6	83.8%
Operating Cash Flow	1,965.2	1,272.4	54.4%	4,352.1	3,313.5	31.3%
Net Debt (R\$ Billion) ²	15.5	15.3	1.5%	15.5	15.3	1.5%
Net Debt/EBITDA LTM ³	2.68 x	3.53 x	-0.86 x	2.68 x	3.53 x	-0.86 x

Notes:

¹ Net Result deducting minority interest in subsidiaries.

² The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.

³ Ratio calculated considering the accumulated EBITDA as per the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months and, in 2Q25, 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 Data

► Upstream

	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Parnaíba					
Production (bcm of natural gas)	0.63	0.31	0.15	0.53	0.67
Remaining reserves (bcm of natural gas)	35.0	35.7	36.0	36.1	36.7
Amazonas					
Production (bcm of natural gas)	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05
Remaining reserves (bcm of natural gas)	9.6	9.7	9.8	9.8	9.9

► Off-Grid Gas Trading: SSLNG⁴

	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Parnaíba					
Produced volume (MM m ³ of natural gas) ⁵	15.8	24.6	19.9	5.4	-
Sold volume (MM m ³ of natural gas) ⁶	36.6	35.7	28.5	5.4	-

► Gas Thermal Generation - Parnaíba

	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Parnaíba I					
Availability (%)	100%	97%	100%	98%	99%
Dispatch (%)	78%	32%	7%	66%	85%
Net Generation (GWh)	1,066	455	108	939	1,252
Gross Generation (GWh)	1,114	473	114	984	1,309
Parnaíba II					
Availability (%)	100%	99%	84%	95%	99%
Dispatch (%) ⁷	91%	52%	32%	92%	82%
Net Generation (GWh)	986	553	346	998	898
Gross Generation (GWh)	1,036	582	363	1,047	942
Parnaíba III and Parnaíba VI⁸					
Availability (%)	100%	93%	100%	100%	100%
Dispatch (%)	81%	32%	15%	45%	40%
Net Generation (GWh)	458	180	66	169	154
Gross Generation (GWh)	483	191	68	176	159
Parnaíba IV					
Availability (%)	100%	100%	98%	96%	96%
Dispatch (%)	26%	11%	0%	44%	71%
Net Generation (GWh)	31	14	0	51	83
Gross Generation (GWh)	32	14	0	53	85
Parnaíba V					
Availability (%)	60%	55% ⁹	100%	99%	100%
Dispatch (%)	46%	6%	9%	71%	90%
Net Generation (GWh)	340	39	65	543	700
Gross Generation (GWh)	367	43	68	573	740

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:

⁴ The data is reported from 4Q24, when the COD of Parnaíba liquefaction plants started at 50% of their liquefaction capacity of 600,000 m³/d in mid-December 2024. The remaining 50% of the COD started in mid-February 2025. The plant's total trading volume will continue to be phased until late 4Q26.

⁵ The volume of natural gas produced for Off-Grid gas trading is included in the total volume of gas produced in the Parnaíba Basin, reported in Upstream.

⁶ Gas sales contracts include take-or-pay clauses. Therefore, the total trading volume may differ from the volume produced, reflecting either the minimum annual commitment amounts or those effectively produced, if these exceed the annual minimum.

⁷ The period of contractual inflexibility of the Parnaíba II TPP was established at 100% of the month of January and 100% between August and December in 2024 and 2025.

⁸ As of 1Q25, Parnaíba III TPP operating data now includes Parnaíba VI TPP, reflecting the end of natural gas generating units' single cycle (Parnaíba III TPP) with the COD of the steam turbine generating units (Parnaíba VI) on March 5th, 2025.

⁹ Availability of Parnaíba V TPP in 2Q25 impacted by scheduled maintenance started on May 18th, 2025 and completed on June 23rd, 2025.

Operational Data

► Gas Thermal Generation - Roraima	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Jaguaritica II					
Availability (%)	100%	100%	99%	91%	85%
Dispatch (%)	78%	76%	81%	83%	68%
Net Generation (GWh)	207	201	211	224	180
Gross Generation (GWh)	217	209	221	234	189
► Gas Thermal Generation – Third-Party LNG	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Porto de Sergipe I (Sergipe Hub)					
Availability (%)	88%	84%	99%	92%	96%
Dispatch (%)	1%	0%	0%	4%	0%
Net Generation (GWh)	43	4	0	145	0
Gross Generation (GWh)	46	5	0	155	0
Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 TPPs (PCS - CER)¹⁰					
Availability (%)	100%	100%	96%	100%	100%
Dispatch (%)	1%	3%	1%	2%	3%
Net Generation (GWh)	3	12	3	5	11
Gross Generation (GWh)	4	12	3	5	11
LORM TPP¹⁰					
Availability (%)	100%	100%	94%	98%	99%
Dispatch (%)	1%	1%	0%	34%	0%
Net Generation (GWh)	3	3	1	145	0
Gross Generation (GWh)	3	3	1	145	0
► Coal Thermal Generation	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Itaqui and Pecém II					
Availability (%)	97%	98%	81%	82%	94%
Dispatch (%)	28%	0%	0%	30%	19%
Net Generation (GWh)	397	0	2	420	265
Gross Generation (GWh)	449	0	3	473	298
► Oil Thermal Generation ^{10,11}	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Viana and Geramar I and II					
Availability (%)	99%	100%	43%	98%	98%
Dispatch (%)	0%	0%	0%	5%	7%
Net Generation (GWh)	0	0	0	35	75
Gross Generation (GWh)	0	0	0	37	75
► Solar Generation	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24
Futura 1					
Availability (%)	98%	98%	98%	78%	97%
Capacity Factor (%) ¹²	32%	28%	28%	33%	30%
Frustrated Generation by Restriction (GWh) ¹³	-173	-69	-81	-49	-91
Gross Generation After Restriction (GWh)	302	340	337	338	360
Net Generation (GWh)	300	338	334	336	357

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:

¹⁰ For better comparison between quarters, the tables include operational results for the periods prior to the closing of the acquisition of Linhares, Tevisa and Povoação TPPs, which became part of Eneva's portfolio on October 25th, 2024, and Gera Maranhão TPPs, which joined the Company's portfolio partially (50%) on November 14th, 2024 and fully (100%) on December 14th, 2024, when their related acquisition processes came to a conclusion.

¹¹ The regulated contracts for the Viana and Geramar I and II TPPs ended in December 2024. These TPPs were available to be activated by ONS for merchant generation until the start of their respective regulated contracts for the 2021 Capacity Reserve Auction, in August 2025 and October 2025, respectively.

¹² 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).

¹³ Frustrated generation by restriction refers to the Company's estimate, including the internal model of panels irradiance performance and actual unavailability rates verified for the assets during the period. The value of frustrated generation for 3Q25 was revised after the disclosure of 3Q25 Operational Release.

Financial Performance

Consolidated

(R\$ million)

	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Net Operating Revenues	4,428.0	2,581.2	71.5%	12,365.6	6,529.0	89.4%
Operating Costs	(2,556.3)	(1,300.4)	96.6%	(7,088.4)	(2,836.1)	149.9%
Operating Expenses	(187.8)	(143.2)	31.1%	(550.5)	(419.6)	31.2%
SG&A	(111.5)	(120.7)	-7.6%	(356.4)	(338.2)	5.4%
SOP/Long Term Incentive	(22.2)	(18.7)	18.6%	(72.0)	(60.3)	19.5%
Other Expenses	(89.4)	(102.0)	-12.4%	(284.3)	(277.9)	2.3%
Exploration Expenses - Geology & Geophysics	(76.2)	(22.5)	239.0%	(194.1)	(81.4)	138.6%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(17.4)	-	N/A	(48.1)	(23.2)	107.1%
Depreciation and Amortization Costs	(499.3)	(311.2)	60.5%	(1,244.6)	(868.3)	43.3%
Depreciation and Amortization Expenses	(261.0)	(69.3)	276.7%	(732.4)	(204.8)	257.7%
Capital Gains, Losses and Goodwill	(217.8)	(59.2)	267.6%	(664.6)	(177.7)	273.9%
Other Revenue/Expenses	138.5	(6.3)	N/A	290.7	17.1	1,604.0%
Equity Income	0.5	2.8	-82.5%	1.7	3.3	-47.9%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,822.9	1,134.1	60.7%	5,019.1	3,293.6	52.4%
Net Financial Result	(373.0)	(477.8)	-21.9%	(878.1)	(2,103.5)	-58.3%
EBT	689.6	275.9	149.9%	2,163.9	117.1	1,748.4%
Current taxes	(88.9)	(50.1)	77.3%	(194.0)	(146.3)	32.6%
Deferred taxes	(56.0)	19.6	N/A	(470.4)	1,528.2	N/A
Net Income for the Period	544.7	245.4	121.9%	1,499.5	1,499.1	0.0%
Net Income - Minority Interest	193.0	142.7	35.2%	398.9	390.5	2.2%
Eneva Net Income	351.7	102.7	242.6%	1,100.6	1,108.6	-0.7%

Eneva hit another all-time high EBITDA for the 4th straight quarter, reaching R\$1,822.9 million in 3Q25, a R\$688.8 million increase or 60.7% year-over-year growth. The Company's continued positive performance in yet another quarter underscores the portfolio assets' operational performance, which in 3Q25 was driven by the return of merit dispatch; the contribution from the Off-Grid and On-Grid gas trading segments, as well as the assets acquired in 4Q24, in addition to one-off effects that positively impacted the quarter's results, which will be detailed throughout the Earnings Release.

The key highlights behind the EBITDA growth in 3Q25 versus 3Q24 include:

- Additional EBITDA of R\$457.1 million related to the gas-fired thermal assets of Linhares, Tevisa and Povoação TPPs¹⁴, acquired in 4Q24;
- R\$206.3 million growth in the Sergipe Hub's EBITDA, mainly boosted by the (i) booking of R\$112.0 million regarding net effect of insurance claims, mainly due to the refund for the riser accident occurred in 4Q24; (ii) R\$57.0 million higher fixed margin of the Porto de Sergipe I TPP compared to 3Q24, when LNG load cancellation costs were booked, which will not occur in 2025; and (iii) EBITDA contribution of R\$27.8 million from the On-Grid Gas Trading segment, reflecting circumstantial LNG operations, Hub's firm and flexible gas supply contracts;
- R\$72.2 million growth in the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA, after the COD of liquefaction plants between 4Q24 and mid-1Q25, which results likely to be bolstered in the upcoming periods by LNG sales contract for the logistics segment, which provides for a gradual higher volume by late 4Q26, fulfilling the operating plants' remaining capacity;
- Jaguatirica II TPP's EBITDA growth of R\$39.3 million, reflecting the plant's positive operational performance year-over-year, with higher fixed margin of the asset boosted by improved availability, in addition to a higher variable margin, keeping pace with enhanced asset efficiency and lower transportation costs;
- An increase of R\$29.8 million in the Parnaíba Complex assets' EBITDA, reflecting higher fixed margin in the period and the positive one-off impact of booking revenues related to the exclusion of liability of the Parnaíba III TPP issued by ANEEL;

Notes:

¹⁴ It is important to highlight that Linhares, Tevisa, and Povoação were merged into Eneva S.A. in January 2025.

- An increase of R\$11.8 million in the EBITDA of the Coal-Fired Generation assets, mainly as a result of higher fixed margin in the period.

On the other hand, the positive performance of EBITDA in 3Q25 was partially offset by the following effects:

- Upstream segment's EBITDA went down R\$72.1 million, impacted by (i) higher exploration expenses related to the ongoing seismic campaigns; (ii) lower variable margin in the period due to one-off and retroactive costs booked in 3Q25; and (iii) higher royalties reference prices reflecting the Henry Hub appreciation between the periods;
- R\$30.2 million decline in the Holding & Other's (ex-Equity Income) EBITDA, mainly driven by the one-off effect of the adjustment to the contingent payment to the selling shareholders of the Geramar I and II TPPs referring to the successful anticipation of the contracts signed in the 2021 Capacity Reserve Auction ("2021 LRCAP");
- Negative variation of -R\$8.9 million in Solar Generation segment, mainly impacted by the substantial higher volume of curtailment in the period, leading to higher energy purchase costs;
- Negative EBITDA of -R\$3.5 million from the Oil-Fired Generation segment, reflecting the assets' operating costs, which are not yet fully offset by the revenues of the 2021 Capacity Reserve Auction contracts. In 3Q25, the segment's revenues considers the contribution from Viana TPP's regulated contract as of August 2025. As of 4Q25, the segment will also present the contribution from fixed revenues of the Geramar I and II TPPs contracts, with the CRCAPs starting in October 2025.

In 3Q25, Depreciation and Amortization ("D&A"), including costs and expenses, came negative -R\$760.3 million, an increase of R\$379.9 million compared to 3Q24, impacted mainly by the assets acquired in 4Q24, in addition to the COD of assets in 2025. Out of total D&A: (i) -R\$144.5 million refers to the amortization of capital gains and losses and goodwill of the assets acquired in 4Q24 (out of which -R\$15.2 million were deductible for IRPJ/CSL purposes); (ii) R\$98.8 million are one-off retroactive costs related to the transfer of assets under construction to assets in service in the period; and (iii) R\$59.9 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 3Q25, the net financial result presented an increase of R\$104.7 million year-over-year, totaling -R\$373.0 million. The positive performance of this line in the quarter is mainly explained by (i) revenue growth from financial investments, chiefly due to the combination of a higher average cash position in 3Q25 and an increased DI rate between periods; and (ii) a positive variation in commissions and financial brokerage fees, since in 3Q24, receivables anticipation transactions were structured, leading to a one-off increase in this line in that period.

Current and deferred taxes totaled -R\$144.9 million in 3Q25, R\$114.4 million higher than 3Q24. Current taxes surged by R\$38.7 million, reflecting higher taxable income at the Parnaíba Complex, with the beginning of the Parnaíba VI contract, in addition to the calculation of taxable income at the Holding, which had booked tax losses in 3Q24. Deferred taxes increased by R\$75.6 million due to higher IRPJ/CSLL expenses connected with the partial write-off of deferred tax assets referring to the 30% offset of taxable income, since the parent company now calculates taxable income and offsets tax losses as of 3Q25.

As a result of all the effects abovementioned, and disregarding the net result from minority interests, the Company's consolidated net income totaled R\$351.7 million in 3Q25, R\$249.0 million higher than in 3Q24.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow

(R\$ million)

	3Q25	3Q24	Abs. Var.	9M25	9M24	Abs. Var.
Beginning of Period Cash Position ¹⁵	3,855.8	1,700.1	2,155.7	3,866.3	2,592.6	1,273.7
(+) Cash Flow from Operating Activities (CFO)	1,965.2	1,272.4	692.7	4,352.1	3,313.5	1,038.6
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,822.9	1,134.1	688.8	5,019.1	3,293.6	1,725.4
Var. in Working Capital	227.6	187.7	39.9	(280.1)	160.9	(441.0)
Income Tax and Social Contribution	(57.0)	(53.1)	(3.9)	(190.5)	(152.1)	(38.4)
Var. in Other Assets & Liabilities	(28.3)	3.8	(32.1)	(196.3)	11.0	(207.3)
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	(1,523.1)	(611.8)	(911.3)	(3,911.4)	(1,722.0)	(2,189.4)
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	(360.7)	(237.6)	(123.1)	(369.8)	(2,060.9)	1,691.2
Debt Funding/Disbursements	726.8	150.0	576.8	2,526.1	309.5	2,216.5
Principal Amortization ¹⁶	(497.1)	(579.2)	82.0	(954.6)	(1,535.5)	580.9
Interest Amortization ¹⁶	(399.2)	(571.5)	172.3	(1,132.2)	(1,198.7)	66.5
Lease	(100.3)	(106.8)	6.5	(303.4)	(316.2)	12.8
Liability Management Net Effect ¹⁷	-	1,114.5	(1,114.5)	-	1,228.4	(1,228.4)
Others	(90.8)	(244.6)	153.7	(505.6)	(548.6)	43.0
(=) Total Cash Generation in the Period	81.4	423.1	(341.7)	70.9	(469.5)	540.4
End of Period Cash Position ¹⁵	3,937.3	2,123.1	1,814.2	3,937.3	2,123.1	1,814.2

In 3Q25, the Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,965.2 million, the Company's all-time high level, reflecting the quarter's solid operating results, and boosted by positive working capital variation in the period.

The working capital variation in the quarter, totaling R\$227.6 million, reflects a combination of various effects, in particular: (i) the positive impact on inventory movement flow of R\$162.5 million, out of which R\$114.7 million refers to the monetization of coal previously acquired with dispatch in the period, and R\$47.8 million refers to the On-Grid LNG trades from the Sergipe Hub and for generation at the Porto de Sergipe TPP; and (ii) the total positive effect of R\$60.0 million booked in the cash flow as an accounting offset to the negative non-cash amounts recognized in EBITDA in 3Q25 referring to the mark-to-market variation of the Trading Company's energy futures contracts and dry well expenses, recognized in the period, but with cash effect recorded in past quarters.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$1,523.1 million in 3Q25, resulting mainly from the following disbursements:

- R\$1,018.0 million related to the Azulão 950 project, considering the payments directed to the E&P development and the construction of the plants;
- R\$122.4 million referring to the payment of the contingent amount of Gera Maranhão, associated with the anticipation of the plants' 2021 CRCAPs confirmed in July 2025;
- R\$106.5 million in sustaining investments in the Company's other operating assets;
- R\$94.1 million relating to exploration activities in the Amazon and Parnaíba Basins and the development of fields in the Parnaíba Basin;
- R\$75.3 million referring to various projects at the Holding, including expenses relating to the acquisition and development of a pipeline of thermal projects for future auctions;
- R\$70.6 million directed to the Off-Grid Gas Trading segment (SSLNG) at the Parnaíba Complex, out of which R\$59.1 million refers to the development of the new natural gas liquefaction train; and
- R\$36.3 million referring to the remaining payments related to the implementation of the Parnaíba VI TPP.

In 3Q25, the cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a consumption of R\$360.7 million, mainly due to the following impacts:

Notes:

¹⁵ Includes cash, cash equivalents and securities.

¹⁶ In addition to the amortization of interest and principal, this line includes the movement of escrow accounts set up or released for the payment of principal and interest.

¹⁷ Includes the net effects of funding and prepayments of principal and interest related to liability management processes that occurred in May 2024 (funding from Eneva's 10th Debenture Issue and early redemption of Eneva's 7th Issue and 2nd series of the 2nd Issue) and between July 2024 and September 2024 (partial credit rights receivables anticipation referring to the CCEARs of Porto de Sergipe I TPP with cash inflow of R\$2,700.00 million and partial early redemption of the 2nd Series of Eneva's 11th Issue, with payment of R\$1,585.5 million).

- Total funding of R\$726.8 million in 3Q25, mainly related to: (i) R\$500.0 million with BASA, for the Azulão 950 project; (ii) R\$192.6 million regarding the financing of gas liquefaction plants in Maranhão, contracted with BNB; and (iii) R\$30.6 million with BNB referring to GNL Brasil, a joint venture for cryogenic fluid logistics in which Eneva holds a 51% stake, related to the acquisition of machinery and equipment;
- Amortization of principal, interest payment, net of release of escrow accounts related to financing, totaling R\$896.3 million, following mostly the expected debt payment schedule for debentures and contracted financing;
- Payments of R\$100.3 million in lease, out of which R\$79.8 million for the lease of the Sergipe Hub's FSRU and tugboat, in addition to lease payments mainly in the Upstream segment, in the operation of the Azulão-Jaguatirica Integrated System and the SSLNG segment;
- Payments of R\$69.0 million in principal and interest rate, under the "Other" line, related to contracts for the partial anticipation of credit rights receivables from fixed revenues of Itaqui and Pecém II TPPs and negative impacts from the settlement of derivative financial instruments in the period totaling R\$21.9 million.

As a result, Eneva ended 3Q25 with a consolidated free cash balance of R\$3,937.3 million, an increase of R\$81.4 million versus a cash position at the end of 2Q25, and R\$1,814.2 million higher than the cash balance at the end of 3Q24.

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 ¹⁸

(R\$ million)	3Q25	3Q24 ¹⁹	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	1,066.0	1,088.3	-2.1%	2,477.9	2,333.9	6.2%
Fixed Revenues	544.7	494.1	10.2%	1,636.7	1,483.6	10.3%
Variable Revenues	521.3	594.3	-12.3%	841.2	850.3	-1.1%
Contractual	348.6	158.2	120.4%	475.1	191.2	148.5%
Spot Market	172.8	436.1	-60.4%	366.0	659.1	-44.5%
Exports	42.7	302.1	-85.9%	104.5	434.0	-75.9%
Trading	(5.2)	3.1	N/A	31.6	36.6	-13.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	2.1	-	N/A	(4.0)	-	N/A
Others	133.1	130.9	1.8%	233.9	188.4	24.1%
Deductions from Gross Revenues	(121.6)	(201.6)	-39.7%	(278.7)	(364.5)	-23.5%
Fixed Revenues Return	(15.2)	(91.8)	-83.5%	(30.5)	(91.8)	-66.7%
Net Operating Revenues	944.4	886.7	6.5%	2,199.2	1,969.4	11.7%
Operating Costs	(651.5)	(561.3)	16.1%	(1,426.6)	(1,095.7)	30.2%
Fixed Costs	(166.4)	(156.6)	6.3%	(481.8)	(449.6)	7.2%
Transmission and regulatory charges	(64.3)	(56.0)	14.7%	(175.9)	(155.7)	13.0%
O&M	(32.7)	(34.4)	-4.9%	(97.8)	(95.4)	2.5%
GTU fixed lease	(69.4)	(66.1)	4.9%	(208.2)	(198.5)	4.9%
Variable Costs	(418.9)	(353.4)	18.5%	(759.9)	(513.4)	48.0%
Fuel (natural gas)	(265.8)	(267.9)	-0.8%	(444.4)	(372.3)	19.4%
Gas distribution tariff	(20.7)	(20.7)	-0.1%	(34.0)	(29.4)	15.8%
GTU variable lease	(68.9)	(56.6)	21.8%	(91.9)	(67.6)	35.9%
Trading ²⁰	(57.4)	(6.6)	771.4%	(128.2)	(39.8)	221.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(1.9)	-	N/A	(49.1)	-	N/A
Others	(4.2)	(1.6)	152.6%	(12.2)	(4.2)	191.3%
Depreciation and Amortization	(66.3)	(51.3)	29.1%	(185.0)	(132.8)	39.3%
Operating Expenses	(7.3)	(11.8)	-38.1%	(23.7)	(28.6)	-17.4%
SG&A	(7.0)	(11.6)	-40.0%	(22.8)	(27.9)	-18.2%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.2)	105.1%	(0.9)	(0.8)	14.4%
Other Revenue/Expenses	42.6	(0.1)	N/A	40.2	(3.8)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	394.7	364.9	8.2%	974.9	974.8	0.0%
EBITDA Margin (%)	41.8%	41.2%	0.6 p.p.	44.3%	49.5%	-5.2 p.p.

The Parnaíba Complex's TPPs fixed revenues surged 10.2% in 3Q25 in relation to same period last year, driven by two main factors: (i) the R\$26.7 million fixed revenues growth in 3Q25 related to the start in 1Q25 of the regulated contract for the Parnaíba VI TPP; and (ii) the IPCA contractual readjustment that took place in November 2024 for the other plants, except for Parnaíba IV TPP, which did not have a contract in force during the period. It is worth to highlight that Parnaíba IV TPP recently had the start of its contract for the 2021 Capacity Reserve Auction, which was anticipated from July 2026 to October 2025.

Notes:

¹⁸ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

¹⁹ 3Q24 results reflect the Company's managerial results, with minor variations compared to the figures disclosed in the quarterly financial statements for the period.

²⁰ In addition to trading costs, it considers energy purchase operations based on the assets' circumstantial needs in the quarter.

Fixed costs rose 6.3% in 3Q25 over 3Q24 totaling R\$166.4 million, reflecting: (i) the R\$8.2 million TUST cost increase and regulatory charges, both due to annual readjustment and additional costs related to the COD of Parnaíba VI TPP; (ii) R\$3.2 million higher fixed lease costs, paid to the Upstream segment and eliminated in the Company's consolidated view; (iii) partially offset by the R\$1.7 million lower O&M costs, reflecting reduced maintenance expenses in 3Q25, besides decreased personnel expenses.

The fixed margin of the Parnaíba Complex's plants in 3Q25 totaled R\$323.9 million, a R\$36.3 million increase versus 3Q24.

Variable revenues in 3Q25 totaled R\$521.3 million, R\$73.0 million lower than in 3Q24, reflecting a combination of offsetting effects, as detailed below:

- R\$190.4 million growth in the regulated market's contractual revenues, which totaled R\$348.6 million in 3Q25, mainly bolstered by higher volume of merit order dispatch versus 3Q24. It should be noted that, of this total, gross R\$41.0 million (net R\$37.4 million) refer to an improper booking by CCEE in July 2025. This effect led to an offsetting-entry in the Trading cost for settlement of balances;
- R\$2.3 million contribution in revenues linked to other types of regulatory dispatches, commissioning, availability tests and other operational generation needs of the plants in the period, mainly due to higher PLD levels in 3Q25 versus 3Q24;
- R\$259.4 million decline in export revenues in 3Q25 compared to 3Q24, reflecting the lower volume of energy exported by the Complex, due to the dispatch to meet the SIN demand in 3Q25, despite Argentina strongly signaling demand for energy imports in the first half of the quarter; and
- R\$6.2 million decline in revenues from energy trading and re-establishment of commercial backing (FID) versus 3Q24, mainly impacted by the result from trading operations entered into between Eneva Trading Company and the Parnaíba Complex plants, using the plants' uncontracted firm energy for trading in bilateral contracts with predefined prices. Therefore, the Parnaíba Complex remains exposed to the Hourly PLD volatility, mainly booked under variable costs (trading).

Variable costs totaled R\$418.9 million, R\$65.5 million higher than in 3Q24, mainly reflecting the R\$50.9 million increased trading costs, with the following one-off effects, some of which had a matching-entry in revenues:

- -R\$37.4 million booked in August 2025, intended to settle the improper booking of energy in the ACR by CCEE in July 2025. This amount has a gross offsetting-entry of R\$41.0 million (net R\$37.4 million) booked under contractual revenues from the regulated market, ensuring the settlement of balances without financial impact;
- Booking of -R\$16.4 million related to the purchase of energy to cover structured trading operations with the uncontracted physical guarantee of the segment's plants, as also mentioned above.

In addition, variable leasing costs for the segment, which is related to the gas supply, surged by R\$12.3 million in 3Q25 versus 3Q24, reflecting the increase in the generation margin observed in the year-over-year comparison. On the other hand, other variable generation costs remained stable in the quarter-over-quarter comparison. It is worth mentioning that these leasing costs are eliminated in the Consolidated Results,

"Other Revenue/Expenses" booked the amount of R\$45.9 million due to ANEEL's favorable decision on the exclusion of liability for the delay in the COD of Parnaíba III TPP and the reestablishment of its CCEAR effectiveness term. This amount refers to the costs incurred with the volume of energy purchased to comply with contractual criteria, less the amount of fixed revenues received at the time. In addition, another R\$51.0 million was booked as monetary restatement of this same amount, recognized in the segment's financial results.

Considering these effects, the Parnaíba Complex's EBITDA totaled R\$394.7 million, a R\$29.8 million year-over-year increase, mostly fueled by fixed revenues growth and the contribution from non-recurring revenue due to the exclusion of liability.

It is worth noting that during this period, "Depreciation/Amortization" was impacted by R\$14.6 million due to the COD of Parnaíba VI.

► 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 comprises the entire operation from natural gas liquefaction to power generation at the plant. It should be noted that the state of Roraima, previously an isolated system, was connected to the Manaus-Boa Vista transmission line ("Linha Manaus-Boa Vista") on September 10th, 2025, and the plant has been centrally dispatched in the SIN since then.

Income Statement - Jaguatirica II TPP²¹

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	205.6	189.1	8.7%	616.0	581.3	6.0%
Fixed Revenues	148.3	141.5	4.8%	444.8	424.6	4.8%
Variable Revenues	57.3	47.5	20.5%	171.1	156.7	9.2%
Contractual	57.3	47.5	20.5%	171.1	156.7	9.2%
Deductions from Gross Revenues	(9.5)	(33.3)	-71.6%	(31.6)	(58.3)	-45.7%
Unavailability (Refund)	0.2	(24.7)	N/A	(2.8)	(31.3)	-91.1%
Net Operating Revenues	196.1	155.8	25.9%	584.3	523.1	11.7%
Operating Costs	(99.0)	(97.1)	2.0%	(310.4)	(308.5)	0.6%
Fixed Costs	(20.9)	(23.1)	-9.3%	(78.2)	(77.2)	1.3%
Transmission and regulatory charges	(1.1)	(1.6)	-32.6%	(2.6)	(3.6)	-26.9%
O&M	(19.9)	(21.5)	-7.6%	(75.6)	(73.6)	2.7%
Variable Costs	(39.8)	(35.2)	13.0%	(121.8)	(114.2)	6.7%
Fuel (natural gas)	(16.6)	(13.2)	25.7%	(47.0)	(41.9)	12.2%
Transportation ²²	(14.6)	(13.0)	12.7%	(49.2)	(46.4)	6.2%
Others	(8.5)	(8.9)	-5.2%	(25.6)	(26.0)	-1.3%
Depreciation and Amortization	(38.3)	(38.8)	-1.2%	(110.3)	(117.1)	-5.8%
Operating Expenses	(5.2)	(6.8)	-22.8%	(15.6)	(20.5)	-23.9%
SG&A	(5.2)	(6.8)	-22.8%	(15.6)	(20.5)	-23.9%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	0.0%	(0.0)	(0.0)	1.4%
Other Revenue/Expenses	(0.2)	(0.1)	306.0%	(0.5)	(0.6)	-15.2%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	129.9	90.7	43.3%	368.2	310.6	18.5%
EBITDA Margin (%)	66.3%	58.2%	8.1 p.p.	63.0%	59.4%	3.6 p.p.

In 3Q25, the net operating revenue of the Jaguatirica II TPP went up by 25.9% to R\$196.1 million compared to 3Q24, supported by the following factors: (i) a R\$6.7 million gross fixed revenues growth, due to the contractual readjustment by IPCA in November 2024; (ii) gross variable revenue growth, due to higher volume of dispatch and, accordingly, increased generation in the period; and (iii) a R\$24.9 million reduction in fine payments due to the plant's unavailability, with lower unavailability in the year-over-year comparison, given the scheduled shutdown for preventive maintenance carried out in 3Q24.

The segment's operating costs slightly increased by R\$1.9 million in the quarter-over-quarter comparison, totaling R\$99.0 million. Higher variable costs, impacted by greater dispatch, were partially offset by lower fixed costs, mainly due to personnel line, after staff streamlining and optimization at the end of 2024, and the booking of retroactive costs for electricity grid usage charges in 3Q24.

The combined effects of higher fixed revenues and lower fixed costs, the segment's fixed margin increased R\$27.0 million in comparison with 3Q24, reaching R\$120.5 million in 3Q25. The segment's variable margin also surged in the quarter, totaling R\$14.9 million at the end of 3Q25, R\$10.9 million higher than in 3Q24 – a result of improved efficiency in input consumption and lower transportation costs, given the acquisition of Transpipeline's assets.

The effects explained above, coupled with the reduction in general and administrative expenses in 3Q25 due to the lower allocation of expenses in this segment, led to a 43.3% growth in the segment's EBITDA, totaling R\$129.9 million in 3Q25 versus R\$90.7 million in 3Q24, with 8.1 p.p. increase in the EBITDA margin, which reached 66.3% in 3Q25.

Notes:

²¹ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

²² As of 4Q24, this line is now separated from "Fixed Costs - O&M". For comparison purposes, the previous periods amounts were also reclassified.

► Sergipe Hub

This segment is comprised of the results from: (i) the Porto de Sergipe I TPP asset, held by Eneva through the acquisition of CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. ("CELSE") on October 3rd, 2022, 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 24th, 2024, when the merger into the Holding were 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 3Q24 and 9M24 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

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	899.8	549.2	63.8%	2,800.6	1,634.4	71.4%
Fixed Revenues	545.9	521.1	4.8%	1,638.3	1,563.2	4.8%
Variable Revenues	25.7	14.0	83.6%	141.8	57.0	148.9%
Contractual	5.1	-	N/A	5.6	-	N/A
Spot Market	20.6	14.0	47.2%	136.2	57.0	139.1%
Reestablishment of commercial backing (FID)	14.0	14.0	0.5%	110.2	57.0	93.4%
Others	6.5	-	N/A	26.1	-	N/A
Gas Trading	328.3	14.2	2,217.1%	1,020.5	14.2	7,101.9%
Deductions from Gross Revenues	(111.0)	(51.8)	114.2%	(304.1)	(155.3)	95.9%
Porto de Sergipe I TPP	(54.3)	(50.1)	8.3%	(167.4)	(153.6)	9.0%
Gas Trading	(56.7)	(1.7)	3,243.1%	(136.7)	(1.7)	7,958.1%
Net Operating Revenues	788.9	497.4	58.6%	2,496.6	1,479.1	68.8%
Operating Costs	(454.8)	(234.3)	94.1%	(1,491.3)	(630.2)	136.6%
Fixed Costs	(80.3)	(115.5)	-30.5%	(241.6)	(257.6)	-6.2%
Transmission and regulatory charges	(41.5)	(41.8)	-0.9%	(125.5)	(122.7)	2.3%
O&M	(11.4)	(12.3)	-7.2%	(33.4)	(34.1)	-2.2%
Others ²³	(27.4)	(61.3)	-55.4%	(82.6)	(100.8)	-18.0%
Variable Costs	(10.9)	(12.1)	-9.7%	(179.5)	(69.7)	157.4%
Fuel (natural gas)	(17.9)	-	N/A	(17.3)	0.0	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(12.4)	(10.1)	23.5%	(152.3)	(63.6)	139.5%
Others	19.4	(2.0)	N/A	(9.9)	(6.2)	60.0%
Gas Trading	(264.2)	(8.4)	3,060.1%	(773.8)	(8.4)	9,153.3%
Depreciation and Amortization	(99.4)	(98.4)	1.0%	(296.4)	(294.5)	0.7%
Operating Expenses	(3.2)	(4.6)	-29.9%	(10.5)	(11.1)	-5.7%
SG&A	(3.2)	(4.6)	-29.7%	(10.5)	(11.2)	-6.7%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-76.0%	(0.0)	0.1	N/A
Other Revenue/Expenses ²⁴	133.0	-	N/A	324.1	0.9	36,097.6%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	563.2	356.9	57.8%	1,615.4	1,133.1	42.6%
EBITDA Margin (%)	71.4%	72.8%	-1.4 p.p.	64.7%	77.0%	-12.3 p.p.

In 3Q25, Sergipe Hub's EBITDA grew by R\$206.3 million versus 3Q24, reflecting the contribution from the Porto de Sergipe I TPP's assets and Gas Trading segment. To simplify analysis, each segment results are individually presented below.

Porto de Sergipe I TPP

Notes:

²³ In 2Q24, there was a change in the classification of the Boil-Off-Gas cost that, until 1Q25, was included in the "Others – Fixed Costs" line, and is now allocated to "Others – Variable Costs" as of 2Q25. For quarter-over-quarter comparison purposes, the 2024 amounts and the accumulated 2025 amounts were changed to reflect this new view.

²⁴ Of the total recorded under Other Revenues/Expenses, R\$21.0 million in 3Q25 refers to the Gas Commercialization segment, accumulating R\$212.1 million in 9M25. The remaining amounts recorded under this heading in 2025 and the amounts accounted for in 2024 are related to Porto de Sergipe I TPP.

The total gross revenue of Porto de Sergipe I TPP reached R\$545.9 million in 3Q25, an increase of R\$24.8 million driven by the annual readjustment of the plant's CCEARs in November 2024. In addition, variable revenues totaled R\$25.7 million, R\$11.7 million higher than in 3Q24, mainly boosted by the plant's early regulatory dispatch.

In 3Q25, fixed costs decreased by R\$35.2 million compared to 3Q24, mainly reflecting the booking in 3Q24 of LNG load cancellation costs under its supply contract, in the amount of R\$35.5 million. It should be noted that in 2025, with the utilization of LNG loads provided for in the plant's contract, both for On-Grid Gas trading and for the consumption of the Porto de Sergipe I TPP itself, the minimum quantity of loads provided for in the contract will be reached and annual cancellation costs will not be incurred.

As a result, the plant's fixed margin reached R\$413.8 million in 3Q25, a R\$57.0 million increase versus 3Q24.

Porto de Sergipe I TPP's variable costs totaled R\$10.9 million, a reduction of R\$1.2 million versus 3Q24 reflecting three offsetting effects: (i) booking of R\$17.9 million costs with fuel used to meet regulatory dispatch in 3Q25, whereas in 3Q24 the plant was not dispatched; (ii) the R\$2.4 million higher costs relating to the plant's backing transactions versus 3Q24, due to higher PLD levels throughout the period; (iii) reclassification of R\$19.9 million Boil-off Gas ("BOG") costs booked at Porto de Sergipe I TPP in 1H25, which now comprise the Gas Trading segment's results, reflecting the origin of the cost. It is worth noting that this reclassification effect has zero impact on the segment's EBITDA.

"Other Revenue/Expenses" was boosted in 3Q25, mainly due to the recognition of R\$112.0 million revenues referring to the refund for the riser accident occurred in 4Q24 and the provision for the net impact of the transformer accident, which was replaced in 3Q25. Regarding the riser, the amount booked stems from the conclusion of the Root Cause Analysis, the technical opinion of which was favorable to the Company.

As a result of the scenario described above, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA totaled R\$535.4 million, a 51.7% growth, or R\$182.4 million higher than in the same period last year.

Gas Trading

The On-Grid Gas Trading segment once again reported positive quarterly results. Note that the segment's results can vary each quarter, as these are pegged to commodity prices and are driven by the structuring of opportunistic business transactions in the LNG market, also considering that the natural gas sector is still under development in the country, with challenges and barriers to be overcome and contractual requirements for physical delivery and withdrawal of gas or LNG.

In 3Q25, On-Grid Gas Trading segment's EBITDA totaled R\$27.8 million, result of structured contracts in the domestic gas market and favorable market conditions tapped, as follows:

- (i) R\$21.0 million in revenues associated with LNG load operations (booked under "Other Revenues/Expenses"), taking advantage of market windows. It should be noted that these are circumstantial operations and rely on market price arbitrage opportunities, being negotiated individually;
- (ii) R\$6.8 million related to (i) spot sales revenue and firm and flexible natural gas supply contracts with clients connected to the grid; less (ii) costs related to transactions carried out in the period, including transportation costs, grid connection fees and other costs incurred in gas trading operations. It is worth noting that in 3Q25 the On-Grid Gas trading segment's results were also impacted by one-off retroactive costs of R\$19.9 million due to the accounting reclassification of accumulated BOG costs in 6M25, as explained above, although with zero effect on the Sergipe Hub segment, which consolidates the results of the plant and the Trading Desk. Excluding this retroactive impact, EBITDA from Trading Desk operations in the domestic market would total R\$26.7 million in 3Q25.

As a result of the effects above, the Sergipe Hub's EBITDA totaled R\$563.2 million, R\$206.3 million higher than in 3Q24, mainly reflecting Porto de Sergipe I EBITDA growth with revenues from insurance reimbursements and contributions from Gas Trading operations starting in 2025.

► Gas-Fired Thermal Generation –Third-party Fuel

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

The results for SPEs Linhares, Povoação and Tevisa have been consolidated in Eneva S.A, since January 25th, 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 Plants²⁵

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	672.7	-	N/A	2,028.9	-	N/A
Fixed Revenues	593.8	-	N/A	1,830.9	-	N/A
Variable Revenues	78.8	-	N/A	197.9	-	N/A
Contractual	0.0	-	N/A	1.3	-	N/A
Spot Market	78.8	-	N/A	196.7	-	N/A
Exports	1.9	-	N/A	1.9	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	80.3	-	N/A	193.3	-	N/A
Others	(3.3)	-	N/A	1.5	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(115.0)	-	N/A	(343.9)	-	N/A
Deduction by Financial Compensation ²⁶	(45.4)	-	N/A	(136.3)	-	N/A
Net Operating Revenues	557.7	-	N/A	1,685.0	-	N/A
Operating Costs	(109.5)	-	N/A	(351.4)	-	N/A
Fixed Costs	(72.4)	-	N/A	(236.2)	-	N/A
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(7.7)	-	N/A	(20.8)	-	N/A
Take-or-Pay & Ship-or-Pay - Fuel	(60.1)	-	N/A	(182.3)	-	N/A
O&M	(4.6)	-	N/A	(33.0)	-	N/A
Variable Costs	(25.7)	-	N/A	(81.2)	-	N/A
Fuel	(1.9)	-	N/A	(3.4)	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(23.7)	-	N/A	(77.6)	-	N/A
Other	-	-	N/A	(0.2)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(11.4)	-	N/A	(34.0)	-	N/A
Operating Expenses	(2.0)	-	N/A	(4.4)	-	N/A
SG&A	(2.0)	-	N/A	(4.4)	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	(0.0)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	(0.5)	-	N/A	(0.2)	-	N/A
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	457.1	-	N/A	1,363.0	-	N/A
EBITDA Margin (%)	82.0%	-	N/A	80.9%	-	N/A

The plants comprising the segment totaled R\$672.7 million in gross operating revenue in 3Q25. Of this total, R\$593.8 million referred to fixed revenues from current regulated contracts effective in the period. It is worth noting 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 will fluctuate between quarters, but tends to remain relatively stable throughout the contractual period. In addition, any impacts on fixed revenues referring to PLD variations resulting from the criteria established in the inflexibility revision are offset by the net result of energy purchase and sale transactions also entered into in 2023, as part of the strategy to mitigate exposure to fixed contractual revenue. These amounts are booked under

Notes:

²⁵ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

²⁶ 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.

variable revenues and costs from "Reestablishment of Commercial Backing (FID)". In 3Q25, considering variable revenues and costs from "Reestablishment of Commercial Backing (FID)", the net impact of the transactions was R\$48.2 million.

In addition to the variable revenues from "Reestablishment of Commercial Backing"/FID booked in the period, as explained above, in 3Q25, R\$1.9 million revenues were also recorded from energy exported to Argentina, referring to generation by the Linhares TPP.

Fixed costs amounted to R\$72.4 million, of which: (i) R\$60.1 million referred to capacity reserve charges related to the contract signed with Petrobras for inflexible fuel supply; (ii) R\$7.7 million related to TUST and TUSD costs corresponding to the segment's assets, which were readjusted in July 2025; (iii) O&M costs were positively impacted by (a) R\$4.6 million reversal referring to the payment of insurance policies due to a new review and negotiation with the insurance company concluded in August 2025 and (b) booking of retroactive credits related to fuel purchases totaling R\$1.8 million.

Variable costs totaled R\$25.7 million in 3Q25, mainly reflecting R\$23.7 million trading operation costs, which, as mentioned above, have a positive net impact when considering the variable revenues linked to these operations. Fuel costs of R\$1.9 million were also booked in the quarter due to the generation volume to serve exports at the Linhares TPP and to fulfill the rebalancing contract signed with TAG.

As a result of the combination of the effects explained above, the segment's EBITDA totaled R\$457.1 million, with an EBITDA margin of 82.0%.

► 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 25th, 2025, when the subsidiary Viana merger 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 31st, 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

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	406.0	365.4	11.1%	967.5	899.1	7.6%
Fixed Revenues	280.4	268.0	4.6%	841.5	804.1	4.6%
Variable Revenues	125.6	97.4	29.0%	126.0	95.0	32.6%
Contractual	125.3	97.2	28.9%	125.4	97.9	28.2%
Spot Market	0.3	0.1	109.2%	0.5	(2.9)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Other	0.3	0.1	109.2%	0.5	(2.9)	N/A
Deductions from Gross Revenues	(41.4)	(37.7)	10.0%	(99.1)	(92.9)	6.6%
Net Operating Revenues	364.6	327.8	11.2%	868.4	806.2	7.7%
Operating Costs	(344.5)	(253.3)	36.0%	(706.4)	(496.2)	42.3%
Fixed Costs	(78.3)	(72.5)	8.1%	(225.3)	(210.2)	7.2%
Transmission and regulatory charges	(20.9)	(17.3)	20.7%	(60.2)	(53.9)	11.7%
O&M	(57.4)	(55.1)	4.1%	(165.2)	(156.4)	5.6%
Variable Costs	(153.6)	(128.2)	19.8%	(159.2)	(132.3)	20.3%
Fuel	(147.3)	(121.1)	21.6%	(148.8)	(122.6)	21.4%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	(6.3)	(7.1)	-10.6%	(10.4)	(9.7)	6.9%
Depreciation and Amortization	(112.5)	(52.6)	113.7%	(321.9)	(153.7)	109.4%
Operating Expenses	(7.0)	(10.8)	-35.3%	(20.6)	(31.8)	-35.3%
SG&A	(6.6)	(10.5)	-37.7%	(19.2)	(30.8)	-37.7%
Depreciation and Amortization	(0.5)	(0.3)	43.7%	(1.4)	(1.0)	42.5%
Other Revenue/Expenses	4.7	2.5	92.6%	3.3	1.3	166.9%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	130.8	119.00	9.9%	468.0	434.1	7.8%
EBITDA Margin (%)	35.9%	36.3%	-0.4 p.p.	53.9%	53.8%	0.0 p.p.

In 3Q25, gross operating revenues from the segment increased by R\$40.6 million to R\$406.0 million compared to 3Q24, mainly reflecting the contractual variable revenues growth of R\$28.1 million due to the higher level of dispatch recorded in 3Q25 versus 3Q24 and the R\$12.3 million increase in fixed revenues due to the annual contractual readjustments applied in November 2024.

Fixed costs totaled R\$78.3 million in 3Q25, an increase of R\$5.8 million in the year-over-year comparison, mainly reflecting one-off expenses for materials and equipment rental due to maintenance and support during the regulatory dispatch period. In addition, TUST costs increased by R\$3.6 million, reflecting the annual readjustment in July 2025 and the R\$2.1 million reversal booked in 3Q24, which benefited the line that quarter, referring to adjustments for overpayments made in previous periods.

As a result, the segment's fixed margin grew by R\$5.5 million in the year-over-year comparison, reaching R\$173.4 million in 3Q25, reflecting fixed revenues growth, which outweighed the costs surge in the period.

On the other hand, variable costs surged R\$25.4 million in 3Q25 versus 3Q24, mainly reflecting increased fuel costs due to higher level of dispatch.

Variable margin came in line with 3Q24, totaling -R\$40.9 million in 3Q25, reflecting the proportional increase in variable revenue and costs in the year-over-year comparison. It is worth noting that the negative variable margin is mainly impacted by the decoupling between the average cost of previously purchased coal inventory and the average CVU for the period, as detailed in the table below, with lower CIF-ARA commodity prices and FX rates for the period:

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

3Q25	Itaqui	Pecém II
Dispatch (%)	32%	24%
Average Inventory Cost ²⁷ (R\$/MWh)	351.4	296.0
Average CVU ²⁸ (R\$/MWh)	311.4	321.2
Opening Inventory 3Q25 (t)	153,823	140,540
Closing Inventory 3Q25 (t)	52,731	62,960

It is important to highlight that the current average cost of coal inventory mainly reflects the purchases made during 4Q24 to meet the thermal dispatch level in the SIN that year. These purchases took place against a CIF-ARA commodity prices backdrop significantly higher than current levels, which have declined approximately 20% in the last 12 months.

Despite the negative impact on results, mainly due to the negative decoupling of the average inventory price and variable revenue received at CVU, substantial operating cash generation was recorded associated with this dispatch, realized both in 3Q25 and in 4Q25 due to the average terms for regulated revenues receivables, as a result of the return of regulatory dispatch and the monetization of remaining inventory previously acquired from these plants.

In 3Q25, "Other Revenue/Expenses" booked a positive impact of R\$4.7 million, resulting from reversals of labor provisions and inventory adjustments. These effects reflect one-off revisions of accounting estimates and asset revaluations, contributing to the improvement in the period's results.

Considering these effects, the coal-fired segment's EBITDA totaled R\$130.8 million, compared to the R\$119.0 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 will not be reused in the scenario of replacement of fuel source, therefore applying accelerated booking depreciation on these items. Thus, the depreciation of this equipment is now recognized considering the expiration of the first energy supply contract for the two plants. As a result, R\$112.5 million was booked in 3Q25, under this line, a R\$59.9 million increase compared to the same period in 2024.

Notes:

²⁷ The average inventory cost considers the commodity price and unloading logistics costs. The unit cost (R\$/MWh) is calculated based on the plant's specific consumption (t/MWh), which varies according to the continuous operation period.

²⁸ The average CVU in this table reflects the generation CVU, defined as the ratio between contractual variable revenues and net generation for the period.

Oil-Fired Generation

Income Statement – Viana TPP

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	25.6	-	N/A	25.6	-	N/A
Fixed Revenues	25.5	-	N/A	25.5	-	N/A
Variable Revenues	0.1	-	N/A	0.1	-	N/A
Contractual	-	-	N/A	-	-	N/A
Spot Market	0.1	-	N/A	0.1	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(1.4)	-	N/A	(1.4)	-	N/A
Net Operating Revenues	24.2	-	N/A	24.2	-	N/A
Operating Costs	(13.7)	-	N/A	(47.2)	-	N/A
Fixed Costs	(9.3)	-	N/A	(31.9)	-	N/A
Transmission and regulatory charges	(4.8)	-	N/A	(14.5)	-	N/A
O&M	(4.5)	-	N/A	(17.3)	-	N/A
Variable Costs	-	-	N/A	-	-	N/A
Depreciation and Amortization	(4.4)	-	N/A	(15.3)	-	N/A
Operating Expenses	(1.0)	-	N/A	(2.5)	-	N/A
SG&A	(1.0)	-	N/A	(2.5)	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	(0.0)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	0.5	-	N/A	0.0	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	14.4	-	N/A	(10.2)	-	N/A
EBITDA Margin (%)	59.7%	-	N/A	-42.1%	-	N/A

Income Statement – Geramar I and II TPPs

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(17.9)	-	N/A	(54.6)	-	N/A

Viana TPP

In 3Q25, Viana TPP's gross operating revenue totaled R\$25.6 million, mainly reflecting the R\$25.5 million in fixed revenues associated with the first months of the regulated contract for 2021 Capacity Reserve Auction, that commenced in August 2025. The contract, originally scheduled to start in July 2026, was brought forward due to the need for additional power to the SIN in 2025, while its expiration date remained unchanged in July 2041. It is worth noting that, in the same context, the 2021 CRCAPs for the Geramar I and II TPPs were also brought forward, effective from October 2025 and the final deadline remained unchanged in July 2041, thus contributing to the Oil-Fired Generation segment's results from 4Q25 onwards. The anticipation of these plants' contracts reinforce Eneva's cash generation with incremental fixed revenues in 2025 and 2026.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$9.3 million in 3Q25, mainly consisting of asset's fixed costs, of which (i) R\$4.8 million refers to TUST costs, already considering the annual readjustment applied in July 2025; and (ii) R\$4.5 million in O&M costs, with personnel expenses as the most relevant in the period, totaling R\$3.8 million.

As a result of the aforementioned events explained above, Viana TPP's EBITDA totaled R\$14.4 million in 3Q5, driven by the start of the 2021 Capacity Reserve Auction contract in August 2025.

Geramar I and II TPPs

In 3Q25, assets booked fixed operating costs of R\$16.0 million, of which R\$9.2 million refers to TUST costs and R\$6.8 million O&M costs. In addition, SG&A expenses of R\$1.3 million were booked in the period. As a result, the Geramar I and II TPP's EBITDA came to a negative R\$17.9 million in 3Q25.

► 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

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	112.9	74.2	52.1%	335.4	214.6	56.3%
Fixed Revenues	83.4	69.5	19.9%	247.9	203.5	21.8%
Variable Revenues	29.5	4.7	528.6%	87.4	11.1	690.3%
Spot Market	29.5	4.7	528.6%	87.4	11.1	690.3%
Deductions from Gross Revenues	(7.5)	(4.9)	52.2%	(23.1)	(13.9)	66.1%
Net Operating Revenues	105.4	69.3	52.1%	312.2	200.7	55.6%
Operating Costs	(141.1)	(94.5)	49.3%	(391.1)	(215.1)	81.8%
Fixed Costs	(21.5)	(23.1)	-7.1%	(64.6)	(63.7)	1.5%
Transmission and regulatory charges	(12.1)	(11.4)	5.5%	(34.6)	(33.4)	3.7%
O&M	(9.4)	(11.7)	-19.4%	(30.0)	(30.3)	-0.9%
Variable Costs	(90.8)	(42.7)	112.7%	(240.2)	(68.6)	250.4%
Energy Purchase (FID Collateral)	(75.0)	(31.0)	141.8%	(200.1)	(44.1)	353.5%
Charges Reimbursement	(15.8)	(11.6)	35.9%	(40.8)	(24.6)	65.5%
Others	(0.0)	(0.1)	-90.3%	0.7	0.2	213.9%
Depreciation and Amortization	(28.9)	(28.8)	0.5%	(86.2)	(82.9)	4.1%
Operating Expenses	(2.6)	(3.5)	-26.1%	(10.3)	(10.5)	-2.5%
SG&A	(2.5)	(3.4)	-27.1%	(9.9)	(10.2)	-2.8%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	5.7%	(0.4)	(0.3)	6.2%
Other Revenue/Expenses	(0.0)	(0.5)	-95.6%	(0.0)	2.4	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(9.3)	(0.4)	2,462.9%	(2.5)	60.7	N/A
EBITDA Margin (%)	-8.8%	-0.5%	-8.3 p.p.	-0.8%	30.3%	-31.1 p.p.

In 3Q25, gross operating revenues from the solar generation segment totaled R\$112.9 million, a 52.1% year-over-year growth, mainly reflecting the following effects:

- Fixed revenues growth in the period due to the annual readjustment of the power purchase agreements (PPAs) prices in January 2025, as well as the start of the bilateral contract for SPE Futura in 4Q24;
- Variable revenues growth of R\$24.8 million, driven by spot market revenues of R\$29.5 million in 3Q25, most of which referring to swap operations for energy purchase and sale agreements between the Futura I Solar Complex and Eneva Energy Trading Company, aiming at mitigating the operational risk of the price differences between the Northeast and Southeast/Mid-West submarkets. It should be noted that (i) this revenue offsetting-entry is booked under Energy Purchase (FID), and its net impact, including revenues and expenses, refers to the cost of structuring the operation, which came negative R\$3.5 million in 3Q25; and (ii) the Energy Trading segment also books costs in accordance with the swap signed.

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, after the annual readjustment of the contracts in January 2025:

Free Market Bilateral Contracts (Futura 1)

Futura 1 Solar Complex	2025 - 2030	2031+
% of Contracted Energy (average MW per year)	89%	34%
Average Price (R\$/MWh)	198.3	194.1

Fixed costs totaled R\$21.5 million in 3Q25, a 7.1% year-over-year decrease, reflecting lower O&M costs, mainly due to greater efficiency in asset cost management.

In 3Q25, variable costs totaled R\$90.8 million, mainly impacted by:

- **Committed and unrealized²⁹ generation and modulation effects:** this is mainly due to curtailments at the Futura Complex, in addition to greater impacts than expected for the period in relation to the Complex's expected irradiance. During the period, frustrated generation by restriction totaled 173 GWh, a significant increase compared to 91 GWh in 3Q24, being the highest volume of curtailment ever recorded by the Complex. It is worth noting that the third quarter typically records the highest wind generation of the year, following the wind patterns in the Northeast region, as well as greater thermal dispatch, as it is a drier period in the country's main river basins. Thus, the total impact of energy purchases referring to committed and unrealized generation was negative R\$33 million in 3Q25.

In addition, generation volumes were also impacted in 3Q25 by frequent load modulation needs, which had a negative financial impact of R\$13.0 million.

- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets:** The impact of this effect on costs was of -R\$29.0 million in 3Q25. However, as mentioned above, considering the revenue offsets, the net impact on the segment amounted to negative R\$3.5 million in 3Q25, reflecting the costs related to structuring the energy swap with the Trading Company, which remained exposed to prices in the Southeast submarket over the period.

Additionally, the Company also incurred R\$15.8 million in variable costs with reimbursements of charges to counterparties in 3Q25, considering the characteristics of the energy contracted, compared to R\$11.6 million in 3Q24. This increase mainly reflects higher frustrated generation in 3Q25.

Considering these effects, the solar generation segment's EBITDA came to a negative R\$9.3 million in 3Q25, versus the negative R\$0.4 million recorded in 3Q24.

Notes:

²⁹ The unrealized frustrated generation mainly derives from curtailments but may also be due to effects such as the Complex's unavailability and irradiance variations.

► Upstream - E&P

This segment is comprised within Eneva S.A.. Upstream results (Parnaíba, Amazonas and Paraná Basins), primarily including the amounts related to production activities in the Parnaíba Complex Fields and the Azulão Field, are presented separately in this section to simplify the segment's performance analysis.

Income Statement – Upstream

(R\$ million)

	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	463.7	452.1	2.6%	873.5	766.0	14.0%
Fixed Revenues	76.5	72.9	4.8%	229.4	218.8	4.8%
Variable Revenues	387.2	379.2	2.1%	644.1	547.2	17.7%
Gas Trading Contract	299.1	303.3	-1.4%	511.6	440.3	16.2%
Lease Contract	76.0	62.3	21.9%	101.3	74.0	36.8%
Condensate Sales	12.2	13.6	-10.1%	31.2	32.9	-4.9%
Deduction from Gross Revenues	(66.8)	(59.2)	12.9%	(128.0)	(101.4)	26.2%
Net Operating Revenues	396.8	392.9	1.0%	745.5	664.6	12.2%
Operating Costs	(211.0)	(109.9)	91.9%	(361.5)	(230.0)	57.2%
Fixed Costs	(27.6)	(30.7)	-10.3%	(86.3)	(80.7)	7.0%
O&M Cost (OPEX)	(27.6)	(30.7)	-10.3%	(86.3)	(80.7)	7.0%
Variable Costs	(61.4)	(38.0)	61.7%	(106.9)	(62.0)	72.3%
Royalties	(58.1)	(35.1)	65.6%	(98.2)	(54.4)	80.5%
Compressors	(3.3)	(2.9)	14.5%	(8.7)	(7.6)	13.7%
Depreciation and Amortization	(122.0)	(41.2)	196.0%	(168.3)	(87.3)	92.8%
Operating Expenses	(81.8)	(26.6)	207.3%	(207.8)	(98.8)	110.3%
Exploration Expenses, Geology and Geophysics	(76.2)	(22.5)	239.0%	(194.1)	(81.4)	138.6%
Dry Wells	(17.4)	-	N/A	(44.1)	(23.2)	90.2%
SG&A	(1.8)	0.2	N/A	(2.0)	(7.7)	-73.6%
Depreciation and Amortization	(3.9)	(4.4)	-12.0%	(11.6)	(9.7)	19.7%
Other Revenue/Expenses	(0.0)	(0.0)	46.4%	(0.2)	0.0	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	229.8	302.0	-23.9%	355.9	432.8	-17.8%
EBITDA excluding dry wells³⁰	247.2	302.0	-18.1%	400.0	456.0	-12.3%
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	62.3%	76.8%	-14.6 p.p.	53.7%	68.6%	-15.0 p.p.

In 3Q25, net operating revenue totaled R\$396.8 million, a R\$3.9 million year-over-year increase, reflecting 21.9% revenue growth from variable lease (eliminated in the Consolidated figure), due to the higher margin transferred from the segment Gas-Fired Generation– Parnaíba, driven by the generation volume of the Parnaíba III TPP. This effect, however, was partially offset by lower revenues from gas and condensate sales, given the slight reduction in the volume of gas produced at the Parnaíba Complex.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$89.0 million in the quarter, up R\$20.3 million over 3Q24, impacted by the booking of non-recurring retroactive effects, as detailed below: (i) special participation payment related to 2021 production in the Gavião Branco field, in the amount of R\$12.0 million, impacting the Government Interest (royalties) in 3Q25; and (ii) booking of retroactive reclassifications in 3Q24, negatively impacting the O&M account in that period. Excluding the aforementioned effects, operating costs would have surged R\$10.3 million in 3Q25 vs. 3Q24, mainly due to higher reference prices for calculating royalties on natural gas in Parnaíba (3Q25: R\$0.69/m³ vs. 3Q24: R\$0.53/m³), primarily reflecting the 45.2% average appreciation of the Henry Hub index between the periods.

As a result of the factors presented above, the segment's fixed margin increased by R\$5.2 million quarter-over-quarter, totaling R\$37.9 million in 3Q25, reflecting both the readjustment of fixed revenues from gas trading and lower fixed costs in the quarter. The variable margin totaled R\$270.0 million at the end of 3Q25, with the unit variable margin for the gas trading (ex-condensate) increasing by 5.2%, reaching R\$12.45/MMBtu in the period.

Notes:

³⁰ 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 3Q25, operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$78.0 million in 3Q25, an increase of R\$55.7 million versus 3Q24, impacted by higher expenditures on Exploration, Geology, and Geophysics, mainly due to the seismic campaign underway in 3Q25. In the Paraná Basin, R\$31.9 million was spent in the quarter, totaling 99% of 2D seismic that has been executed. In the Amazonas blocks, roughly 84.0 km² of 3D seismic surveys were carried out by late 3Q25, totaling R\$25.4 million. On the other hand, there was no seismic campaign underway in 3Q24. Also in the period, expenses related to dry well write-offs totaled R\$17.4 million, which also did not occur in 3Q24. It is also worth noting that the drilling campaign in the Parnaíba Basin was resumed in 1Q25, with 4 wells drilled in 3Q25, 3 of which were exploratory wells and 1 development well.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$229.8 million in 3Q25, or a 23.9% decrease over the same period last year. Adjusted EBITDA, excluding dry wells, reached R\$247.2 million, down 18.1% from 3Q24.

It is worth pointing out that the depreciation and amortization in 3Q25 was impacted by one-off transfers from assets under construction to assets in service, with a R\$63.0 million effect on retroactive depreciation and amortization costs in the segment in 3Q25. The line was also impacted in the quarter by the start of accounting for depreciation of the Gavião Preto Field, which did not occur in 3Q24.

► 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^{31,32}

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Gross Operating Revenues	139.4	6.1	N/A	410.5	6.1	N/A
SSLNG Revenue	109.7	4.4	N/A	320.6	4.4	N/A
Logistics Revenue	29.7	1.6	N/A	89.9	1.6	N/A
Deductions from Gross Revenues	(13.7)	(1.4)	N/A	(41.2)	(1.4)	N/A
Net Operating Revenues	125.8	4.7	N/A	369.3	4.7	N/A
Operating Costs	(62.6)	(6.7)	N/A	(173.4)	(7.1)	N/A
O&M	(27.8)	(3.3)	N/A	(75.7)	(3.3)	N/A
Gas Production	(1.8)	-	N/A	(11.0)	-	N/A
Logistics	(14.2)	(1.4)	N/A	(38.4)	(1.4)	N/A
Other	(6.0)	(2.0)	N/A	(22.7)	(2.4)	N/A
Depreciation and Amortization	(12.8)	(0.0)	N/A	(25.6)	(0.0)	N/A
Operating Expenses (SG&A)	(3.4)	(3.3)	N/A	(8.4)	(3.7)	N/A
SG&A	(3.3)	(3.2)	N/A	(8.3)	(3.6)	N/A
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.1)	N/A	(0.1)	(0.1)	N/A
Other Revenue/Expenses	(5.5)	(0.0)	N/A	(12.2)	(0.0)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	67.1	(5.1)	N/A	200.9	(5.9)	N/A
EBITDA Margin (%)	53.4%	-109.8%	N/A	54.4%	-125.7%	N/A

In 3Q25, the Off-Grid Gas Trading segment recorded net revenues of R\$125.8 million, a significant growth compared to 3Q24, when the first natural gas supply contracts partially started through contingency plans, prior to the effective COD of the first train at the Parnaíba Complex liquefaction plant in 4Q24.

Of the total net revenues recorded in 3Q25, R\$99.0 million refers to LNG sales contracts, while R\$26.8 million refers to logistics services provided by GNL Brasil, of which R\$11.9 million are associated with fixed transportation lease and R\$14.9 million are variable revenues from logistics services provided to Jaguatirica II TPP, and are therefore eliminated in the Company's consolidated view.

Operating costs, ex-depreciation and amortization in 3Q25 totaled R\$49.8 million, consisting mainly of:

- (i) O&M of R\$27.8 million, of which R\$13.7 million refers to small-scale LNG trading segment;
- (ii) R\$14.2 million associated with GNL Brasil's logistics service costs, which this quarter were also impacted by retroactive costs of R\$1.3 million;
- (iii) R\$6.0 million in Other Costs, which include retroactive costs of R\$3.3 million booked this quarter after accounting reclassifications;
- (iv) R\$1.8 million referring to the volume of gas produced to meet LNG sales contracts.

Notes:

³¹ Represents the consolidation of 100% of GNL Brasil results, as Eneva S.A. owns 51% stake in the company.

³² The segment results include the elimination of intercompany revenues and expenses between Off-Grid Commercialization and GNL Brasil. Therefore, they differ from the accounting amounts disclosed in the Quarterly Financial Information, which is presented without these eliminations.

Other Revenue and Expenses came negative R\$5.5 million, impacted by the one-off booking of remaining contractual charges due to readjustments in the supply conditions provided for referring to the period prior to the effective COD of the liquefaction plant.

Considering the effects mentioned above, the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA totaled R\$67.1 million, reflecting the contracts ramp-up period and the impact of booking R\$10.1 million on one-off costs and expenses this quarter, as mentioned previously. 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 late 2026.

► 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

(R\$ million)

	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Net Operating Revenues	1,940.8	828.7	134.2%	4,692.5	1,833.9	155.9%
Operating Costs	(1,910.0)	(829.1)	130.4%	(5,078.8)	(1,698.2)	199.1%
Power Acquired for Resale	(1,904.0)	(828.5)	129.8%	(5,067.1)	(1,692.2)	199.4%
Others	(5.9)	(0.6)	908.8%	(11.6)	(6.0)	94.7%
Net Revenues/(Expenses) MtM Var.	(42.6)	(7.3)	486.8%	479.0	24.0	1,893.6%
Operating Expenses	(12.3)	(12.0)	1.9%	(39.7)	(38.3)	3.6%
SG&A	(11.7)	(11.6)	0.6%	(38.0)	(37.1)	2.5%
Depreciation and Amortization	(0.6)	(0.4)	41.7%	(1.6)	(1.1)	41.7%
Other Revenue/Expenses	8.6	3.1	177.3%	(1.5)	2.5	N/A
Equity Income	-	0.0	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(14.9)	(16.2)	-8.0%	53.2	125.1	-57.4%
EBITDA Margin (%)	-0.8%	-2.0%	1.2 p.p.	1.1%	6.8%	-5.7 p.p.

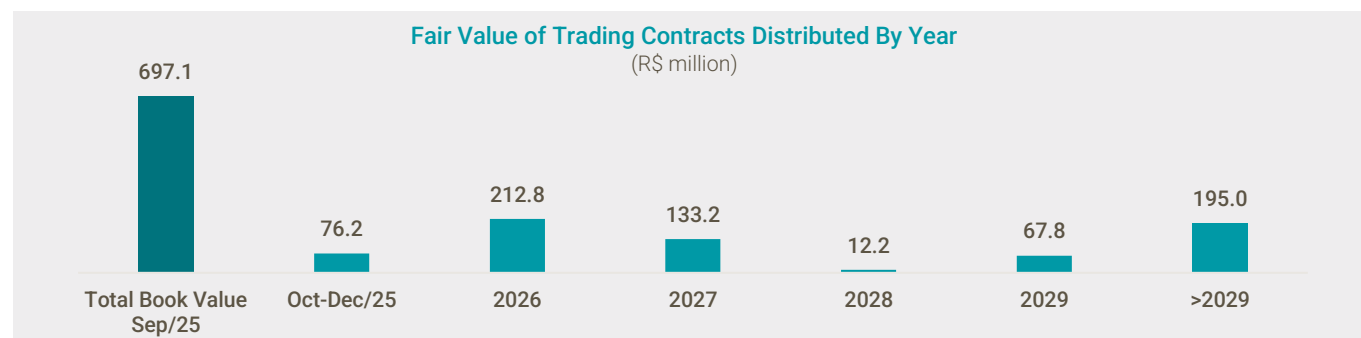
In 3Q25, the segment's current commercial margin (net result of operating income and expenses) totaled R\$30.8 million, a R\$31.2 million growth compared to the commercial margin recorded in the same period last year. This result was mainly driven by the positive impact from the mark-to-market realization of the book in the quarter.

The positive dynamics of the commercial margin in 3Q25 were offset by the mark-to-market of energy futures contracts ("MtM³³"), which came negative R\$42.6 million in the period. The MtM in the quarter mainly reflects the operations during the period, which has a positive impact on the current margin. In addition, the MtM was negatively impacted by medium and long-term price projections, partially offset by the discount rate variation in the quarter.

In 3Q25, R\$8.6 million in Other Revenue was also recorded, mainly due to the payment of a contractual termination signed in the past.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA came negative R\$14.9 million in 3Q25.

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\$697.1 million³⁴, 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 of the outstanding positions at each maturity, net of PIS/COFINS, carried to present value³⁵. The distribution of the position by year, according to each contract's maturity, is shown in the graph below:



Notes:

³³ 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.

³⁴ The amount of R\$697.1 million considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

³⁵ The discount rates adopted correspond to the zero-coupon curve for IPCA-indexed bonds (NTN-B) published by Anbima (real interest rates) and the amounts of future flows do not consider the expectation of price adjustment by the applicable inflation indexes.

► Holding & Other

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 3Q25, 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; and (iv) since January 2025, the Linhares, Viana and Povoação subsidiaries.

To allow for a 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. With the effective startup of the On-Grid Gas Trading segment, in the Sergipe Hub, and the Off-Grid Gas Trading segment as from 4Q24, the Company has been reporting both segments separately in the "Sergipe Hub" and "Off-Grid Gas Trading" sections, respectively. Accordingly, the 3Q24 and 9M24 results for these segments were segregated from Holding & Other and can be found in their related sections.

Income Statement – Holding & Other

(R\$ million)	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Net Operating Revenues	-	(0.5)	N/A	0.0	0.0	-99.9%
Operating Costs	0.1	0.4	-84.8%	0.0	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Expenses	(66.0)	(69.1)	-4.4%	(218.1)	(189.2)	15.3%
SG&A	(48.3)	(50.4)	-4.2%	(152.3)	(128.9)	18.1%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(17.7)	(18.7)	-5.1%	(65.8)	(60.3)	9.2%
Depreciation and Amortization	(260.3)	(66.2)	293.0%	(711.9)	(99.4)	616.5%
Capital Gain, Loss & Goodwill	(219.2)	(53.5)	309.6%	(660.1)	(81.8)	707.2%
Other Revenue/Expenses	(44.6)	(11.1)	301.4%	(61.9)	14.3	N/A
Equity Income	254.8	506.2	-49.7%	772.6	1,112.6	-30.6%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	144.2	425.9	-66.1%	492.6	937.7	-47.5%
EBITDA Margin (%)	(110.5)	(80.3)	37.6%	(279.9)	(174.9)	60.1%

In 3Q25, the Holding & Other segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R\$66.0 million, a decrease of R\$3.1 million compared to 3Q24, mainly reflecting: (i) R\$2.1 million reduced SG&A; (ii) R\$1.0 million lower expenses referring to the Company's Long-Term Incentive Program ("ILPs").

"Other Revenue/Expenses" came negative R\$44.6 million in 3Q25, mainly due to: (i) non-recurring impact of R\$28.0 million related to the readjustment of the contingent amount paid by Geramar I and II TPPs in July 2025, referring to the successful anticipation of the 2021 Capacity Reserve Auction contracts, with the earn-out amounting to R\$122.4 million, vs. R\$94.4 million already provisioned; and (ii) M&A operations-related expenses totaling R\$6.9 million.

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), came negative R\$110.5 million in 3Q25.

As from 1Q25, the booking for the amortization of capital gains and losses balances generated in the acquisition of Linhares, Tevisa and Povoação now are considered under Depreciation and Amortization ("D&A"), instead of Equity Income, after the respective companies merger into the Holding in January 2025. Thus, in 3Q25, the line was impacted primarily by: (i) R\$144.5 million in amortization of capital gains and losses from 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), which now is amortized after SPE Celse merger into the Holding at the end of June 2024³⁶ 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). The D&A was also impacted in 3Q25 by one-off transfers of balances from assets under construction to assets in service, with booking of R\$32.6 million in retroactive expenses.

Notes:

³⁶ The amortization of Celse's capital gain generated in the business combination had already been recorded in the income statement, at accounting level, since 1Q23, after the asset acquisition has been concluded. However, as SPE Celse was a separate SPE from the Holding, this amortization was booked in the Holding's equity income account and reclassified to Depreciation and Amortization at Consolidated level, according to the provisions of CPC18. With the merger of SPE Celse into the Holding, the capital gain amortization is now booked directly under the Holding's Depreciation and Amortization.

Consolidated Financial Result

Net Financial Result

(R\$ million)

	3Q25	3Q24	%	9M25	9M24	%
Financial Revenues	178.4	118.0	51.2%	566.7	302.1	87.6%
Income from Financial Investments	142.2	94.0	51.3%	415.5	219.4	89.4%
Fines and Interest Earned	0.7	7.8	-91.4%	23.5	29.2	-19.6%
Interest from Related Parties	4.0	1.8	121.7%	6.1	7.1	-14.4%
Others	31.5	14.4	119.5%	121.7	46.4	162.3%
Financial Expenses	(634.3)	(674.8)	-6.0%	(2,211.4)	(1,972.5)	12.1%
Debt Charges ³⁷	(49.3)	(63.0)	-21.8%	(164.9)	(205.3)	-19.7%
Interest on Debentures	(293.5)	(305.2)	-3.8%	(820.3)	(953.4)	-14.0%
Monetary Variation	(56.6)	(67.4)	-16.1%	(433.9)	(316.7)	37.0%
Interest on Lease and Other ³⁸	(60.5)	(63.1)	-4.1%	(187.6)	(189.0)	-0.7%
Net Exchange Variation	0.3	(0.5)	N/A	8.0	(10.9)	N/A
Commissions and Financial Brokerage	(11.5)	(42.3)	-72.9%	(42.5)	(64.2)	-33.8%
IOF/IOC	(6.1)	(3.3)	85.8%	(17.3)	(10.8)	59.6%
Appropriation of Present Value Adjustment on Receivables Anticipation	(120.7)	(98.0)	23.2%	(363.5)	(146.0)	149.0%
Others	(36.5)	(32.0)	14.0%	(189.5)	(76.3)	148.4%
Non-cash FX variation on lease	95.4	73.6	29.6%	601.9	(419.8)	N/A
Swap mark-to-market variation	(12.5)	5.5	N/A	164.7	(13.3)	N/A
Net Financial Result (Expense)	(373.0)	(477.8)	-21.9%	(878.1)	(2,103.5)	-58.3%
Net Financial Result (Expense) adjusted to exclude one-off and non-cash effects³⁹	(455.9)	(556.8)	-18.1%	(1,644.7)	(1,670.4)	-1.5%

The Company recorded a negative net financial result of R\$373.0 million, a R\$104.7 million improvement compared to 3Q24, mainly explained by the following effects:

- **Income from Financial Investments and Other Revenues:** (i) R\$48.2 million higher income from financial investments, driven by increased average cash position in the quarter and higher DI rate in the year-over-year comparison; and (ii) other revenues growth of R\$17.2 million, mainly due to R\$16.0 million one-off effect related to the booking of monetary restatement on PIS/Cofins taxes on E&P activities over the past five years, following the change in the criteria for using credits related to these expenses;
- **Debt Charges and Interest on Debentures:** total reduction of R\$25.4 million in 3Q25, mainly reflecting the successive liability management processes conducted by the Company since 3Q23;
- **Monetary Variation:** positive variation of R\$10.9 million, mainly related to the monetary restatement of debts, in view of reduced IPCA in the period;
- **Commissions and Financial Brokerage Fees:** positive variation of R\$30.8 million, considering that in 3Q24 amounts were spent on structuring financial operations, which did not occur in 3Q25; and
- **Appropriation of Present Value Adjustment in Future Receivables Anticipation:** the effects listed above were partially offset by R\$22.7 million higher financial charges related to fixed revenues anticipation at the Porto de Sergipe I, Pecém II, and Itaqui TPPs. This increase was mainly due to the booking of 3 months of interest incurred on the receivables anticipation at the Porto de Sergipe I TPP in 3Q25, whereas in 3Q24 no interest appropriation was recorded in July, as the operation structuring was still in progress.

The adjusted net financial result to exclude the main non-cash impacts for the quarter would come to a negative R\$455.9 million in 3Q25, versus negative R\$556.8 million in the same period of 2024, an improvement of R\$100.9 million in the quarter-over-quarter comparison.

Notes:

³⁷ Includes amortization of transaction costs.

³⁸ Interest on commercial leases, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision and interest on related parties.

³⁹ 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).

It is worth noting that the main non-cash impacts on the financial result showed offsetting movements between the lines in the year-over-year comparison, as detailed below:

- **FX rate variation on leases:** positive variation of R\$21.8 million in 3Q25 compared to 3Q24. In 3Q25, there was a positive booking of R\$95.4 million in non-cash exchange rate variation on the lease of the Porto de Sergipe I TPP's FSRU, reflecting the exchange rate devaluation in the quarter. It should also be noted that the exchange rate in 3Q24 also depreciated in relation to the immediate preceding period; however, the percentage of the exchange rate reduction in 3Q25 was higher than the depreciation that occurred in 3Q24;
- **Swap mark-to-market:** negative variation of R\$17.9 million in this line in the year-over-year comparison, with a negative impact of R\$12.5 million from a recurring and non-cash effect in 3Q25, given the result of the mark-to-market of the swap mainly related to the receivables anticipation at the Porto de Sergipe I, Pecém II, and Itaquí TPPs linked to the CDI. 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.

Capex

(R\$ million)	3Q25	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	9M25	9M24
Coal-Fired Generation	14.1	15.7	16.0	27.0	5.8	3.7	3.9	45.8	13.4
Pecém II	7.9	11.4	1.4	11.5	4.0	0.9	(0.0)	20.8	4.8
Itaqui	6.1	4.3	14.5	15.5	1.8	2.8	3.9	25.0	8.5
Oil-fired Generation ⁴⁰	13.3	15.7	0.4	1.9	-	-	-	29.4	-
Gas-fired Generation	28.1	35.8	15.0	58.4	17.5	20.0	14.8	78.8	52.2
Parnaíba I ⁴¹	1.4	3.2	0.8	29.8	1.8	9.0	(4.3)	5.4	6.5
Parnaíba II	12.0	13.7	9.3	11.8	7.3	9.5	9.4	34.9	26.2
Parnaíba III ⁴²	-	-	-	1.9	-	0.5	(0.0)	-	0.5
Parnaíba IV	0.3	0.1	-	0.1	-	0.2	0.1	0.3	0.2
Parnaíba V ⁴¹	9.9	17.4	4.6	11.6	8.3	0.8	9.7	31.9	18.8
Fortaleza TPP	0.6	0.7	0.3	1.4	0.1	0.0	(0.1)	1.6	0.0
Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants ⁴⁰	4.0	0.7	-	1.9	-	-	-	4.6	-
Sergipe Hub	78.5	7.2	(2.4)	124.4	20.6	23.8	9.3	83.4	53.7
Parnaíba VI ⁴²	19.4	2.8	20.0	42.0	54.2	21.2	49.2	42.2	124.6
Azulão-Jaguatirica	55.7	19.9	7.3	38.1	21.6	12.0	26.3	82.9	59.9
Azulão 950	839.0	639.8	528.7	554.3	589.0	492.1	125.3	2,007.5	1,206.4
E&P	6.7	25.1	28.5	20.1	26.3	8.5	5.4	60.3	40.2
TPP	832.2	614.7	500.2	534.2	562.7	483.6	119.9	1,947.2	1,166.2
Futura 1	1.0	5.1	1.5	17.6	8.7	-	(3.3)	7.6	5.4
Upstream	284.1	233.7	77.8	141.7	162.4	89.1	65.1⁴³	595.5	316.6
Development ^{44,45}	203.6	196.3	45.4	120.6	116.2	59.3	20.3	445.3	195.8
Exploration ^{44,45}	80.5	37.4	32.4	21.2	46.3	29.8	44.8	150.2	120.9
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (1st and 2nd trains)	16.4	36.2	35.9	36.2	63.4	87.7	123.3	88.5	274.4
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (3rd train)	55.9	22.4	-	-	-	-	-	78.2	-
Holding and Other	161.2	566.4	160.8	82.3	23.9	43.7	17.5	888.4	85.1
Total ⁴⁶	1,566.6	1,600.5	861.1	1,124.0	966.9	793.2	431.5	4,028.2	2,191.6

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

In 3Q25, Capex totaled R\$1,566.6 million, 76.3% of which was allocated to the Company's main projects and the Upstream development, as detailed below:

- **Azulão 950:** total Capex of R\$839.0 million in 3Q25, R\$630.0 million of which went towards construction and assembly services carried out at the TPP, GTP, and substation, including civil works activities, electromechanical assembly, and the acquisition of various supplies. This amount also includes investments related to clusters and gas pipelines and the scope of water withdrawal. Also in the period, R\$106.0 million refers to GE contract, distributed among equipment maintenance, technical team mobilization, and other logistics costs. In addition, R\$56.0 million refers to personnel expenditures and project support activities, including insurance, rental, and crane services. Another R\$43.0 million was allocated to intermediate milestones of other equipment contracts, considering on-site delivery and coverage of logistics costs.
- **Gas liquefaction plants in Maranhão:** total investment of R\$72.3 million in 3Q25. Of this amount, R\$55.9 million went towards 3rd train, of which R\$46.2 million related to the supplier responsible for the plant's advanced liquefaction systems and the remaining amounts were allocated to commissioning services, supply engineering, earthworks, drainage, and other administrative costs. Regarding the 1st and 2nd trains, R\$16.4 million was invested

Notes:

⁴⁰ The amounts invested prior to 4Q24 will not be reported since the assets acquired will not be pro-forma.

⁴¹ Parnaíba I capex is reported separately from that of Parnaíba V.

⁴² Parnaíba III capex is reported separately from that of Parnaíba VI.

⁴³ Amount adjusted to exclude expenditures on dry wells in the quarter, as these amounts are accounted for in the Upstream segment.

⁴⁴ Include amounts associated with production (STGP).

⁴⁵ 2Q25, 1Q25, and 3Q24 figures have been restated for better quarter-over-quarter comparison, due to the change in classification between lines.

⁴⁶ 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.

in the quarter, corresponding to the implementation of support infrastructure and commissioning services, in addition to the acquisition of equipment.

- **Upstream:** Investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R\$284.1 million in 3Q25. Of this total, R\$112.8 million were earmarked for the acquisition and mobilization of Eneva Explorer, the Company's new drilling rig that started operating in July. In addition, R\$71.3 million refers to the drilling of 3 wells, 2 of which are exploratory wells, carried out with Eneva's own rig, and 1 development well. Also in the quarter, R\$55.5 million was allocated to the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, due to the works to connect the gas pipeline from the South pole to the production pole. Of the remaining amount, R\$30.5 million was set aside to technical support teams for ongoing operations, both in exploration and production, and R\$11.4 million went towards covering seismic activities-related expenditures in the Tambaqui field in Amazonas.

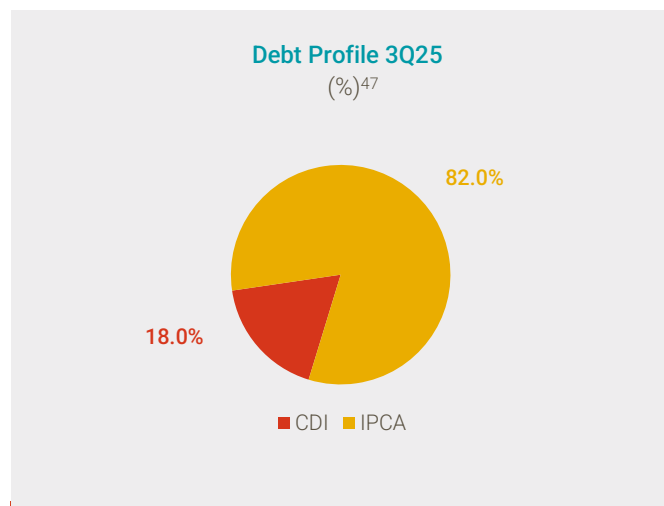
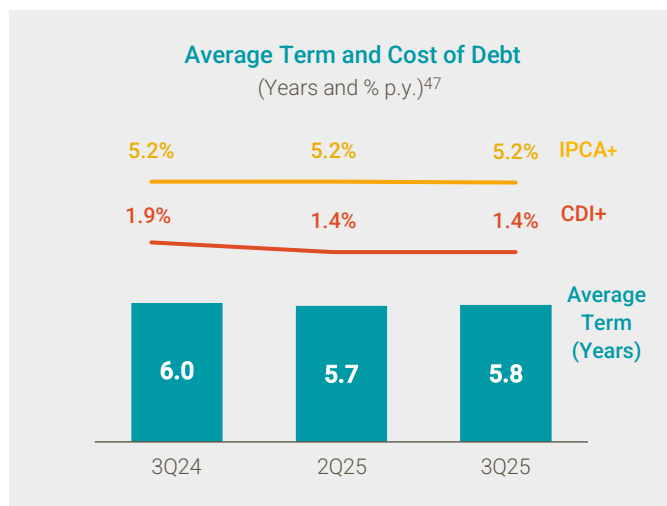
In operational assets, the main **Sustaining** expenditures (current operations) were allocated to Sergipe Hub and Azulão-Jaguatirica Integrated System. R\$78.5 million was invested in the Sergipe Hub, of which R\$63.4 million refers to the acquisition of GE equipment and the capitalization of the rotor, which was purchased in a previous period and was in inventory, in addition to R\$15.1 million related to spare parts expenses and various improvements carried out in the plant. At the Azulão-Jaguatirica Integrated System, investments totaled R\$55.7 million, of which R\$26.0 million went towards covering the contract with the turbine maintenance supplier, R\$13.5 million to acquire spare parts for UGNL's preventive maintenance, and R\$15.5 million for the purchase of various materials, maintenance of cryogenic equipment, and other outsourced services and support activities carried out during the period.

The amounts invested in **Holding & Other** totaled R\$161.2 million in the quarter. Of this total, R\$64.0 million was allocated to GNL Brasil, referring to the fleet's early replacement, with the acquisition of 44 tractor units and 8 support vehicles. The remaining amounts were directed to miscellaneous corporate investments and the acquisition and development of thermal projects in Eneva's pipeline for capacity reserve auctions.

Indebtedness

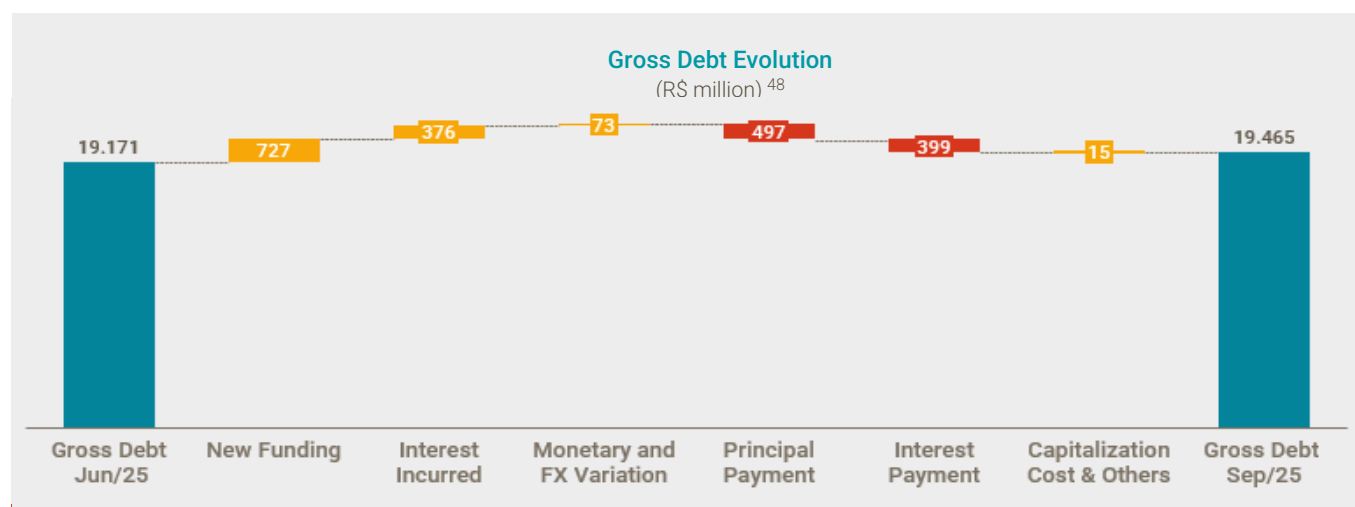
► Debt Profile

Consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$19,465 million in September 2025, compared to R\$17,427 million in September 2024, and R\$19,171 million in June 2025. Between 3Q24 and earlier 1Q25, various sequential transactions of early debt redemptions and new issuances were carried out as part of the Company's ongoing liability management strategy. In this regard, the debt accounting position at late September 2024 reflected a temporarily reduced interim balance, after the conclusion of one of these operations with the partial prepayment of debentures of R\$1,585.5 million in that period.



At the end of 3Q25, the average maturity of consolidated debt was nearly 5.8 years, a slight increase versus 2Q25 and decrease in the year over year comparison. The average spread on debts indexed to the IPCA remained at 5.2%, in line with 2Q25 and 3Q24, while the average spread of CDI-indexed debt was 1.4% in 3Q25, remaining flat compared to 2Q25 and posting a reduction year over year.

► Gross Debt Changes



The main effects that impacted the change in gross debt in 3Q25 were:

Notes:

⁴⁷ 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.

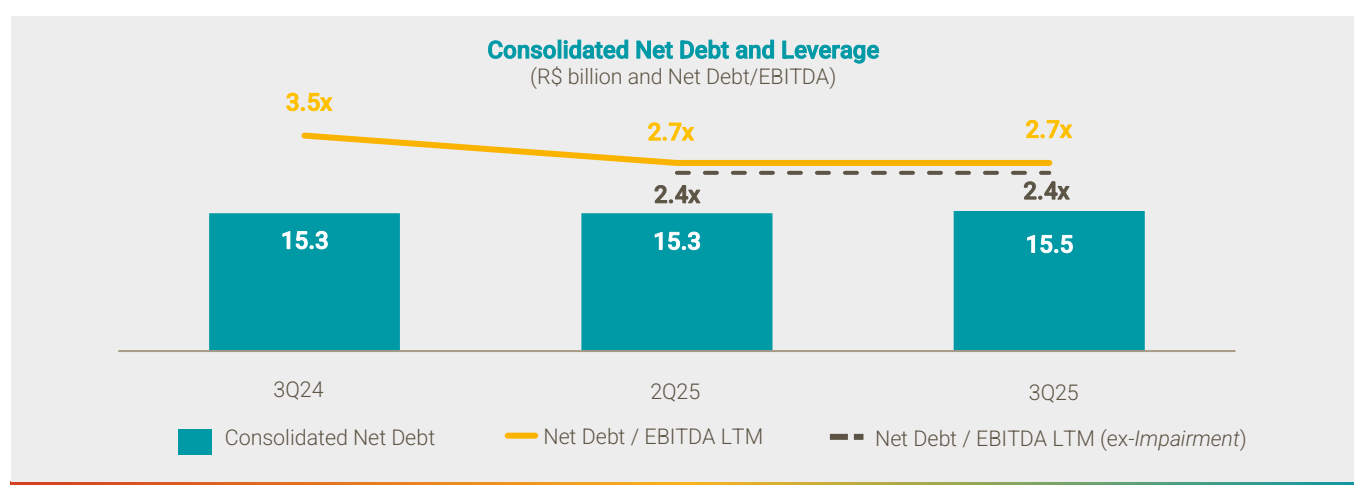
⁴⁸ The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released from escrow accounts.

- Payments of principal, interest and the release of escrow accounts totaling R\$896 million, following mostly of the debt schedule, as explained in the Cash Flow section;
- Disbursements mainly related to the following financing in 3Q25: (i) R\$500 million from BASA for the Azulão 950 project, with an average rate of IPCA + 6.03%, which took place in August; (ii) R\$193 million referring to the financing of gas liquefaction plants in Maranhão, contracted with BNB and which, added to the R\$462 million disbursed in the first quarter of 2025, represent 99.2% of the R\$660 million contracted at an average rate of IPCA + 3.42% p.y.;
- Recognition of interest expenses accrued on debentures and financing in the quarter totaling R\$376 million; and
- Monetary and FX Variation, totaling R\$72 million in the quarter.

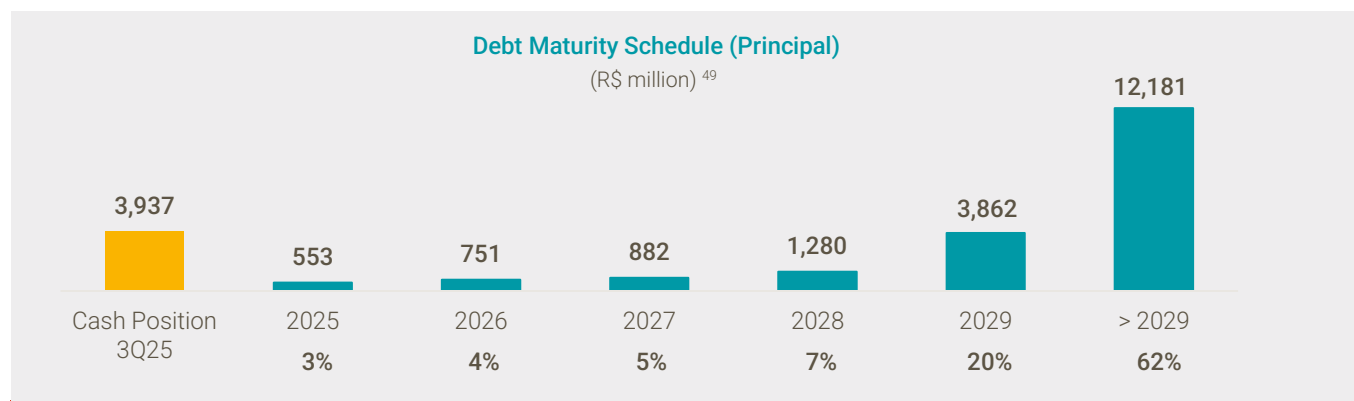
► Net Debt and Leverage

In late September 2025, the cash balance (which includes cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R\$3,937 million, an R\$1,814 million increase over the cash balance of R\$2,123 million registered in September 2024, and an R\$81 million surge compared to the cash balance recorded in June 2025, of R\$3,856 million.

Consolidated net debt totaled R\$15,528 million at the end of 3Q25, leading to a net debt/EBITDA LTM ratio of 2.7x. The 12-month EBITDA for covenant purposes considers the 12-month result of the assets acquired in 4Q24. Excluding the R\$635 million non-cash impairment effect on 4Q24 EBITDA, net debt/EBITDA LTM would total 2.4x, flat compared to 2Q25.



Eneva ended 3Q25 with most of its debts concentrated in the medium and long term, with maturities as of 2029, as shown in the chart below.



Notes:

⁴⁹ The flow in question considers only the value of the debt principal, disregarding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

Capital Markets

ENEV3

	3Q25	2Q25	3Q24
Number of shares – end of period	1,936,973,658	1,932,591,767	1,584,697,571
Share price – end of period (R\$/share)	16.55	13.65	13.97
Traded shares (Million) – daily average	9.1	11.6	8.8
Financial volume (R\$ Million) – daily average	121.2	132.8	107.1
Market cap – end of period (R\$ Million) ⁵⁰	31,706	26,090	22,121
Enterprise Value – end of period (R\$ Million) ⁵¹	47,585	41,695	37,442

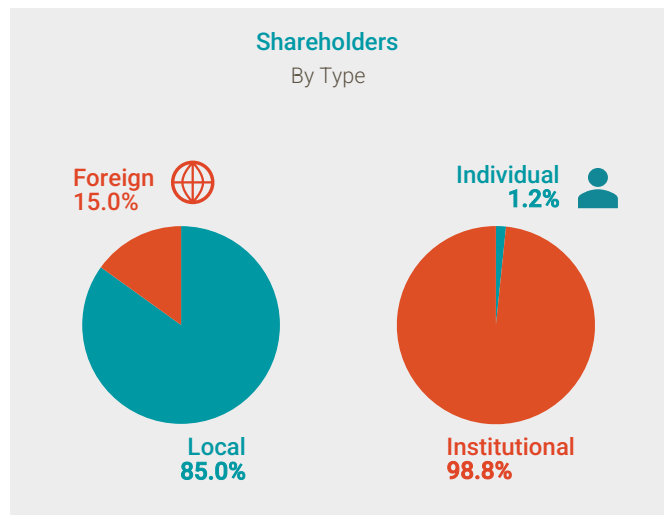
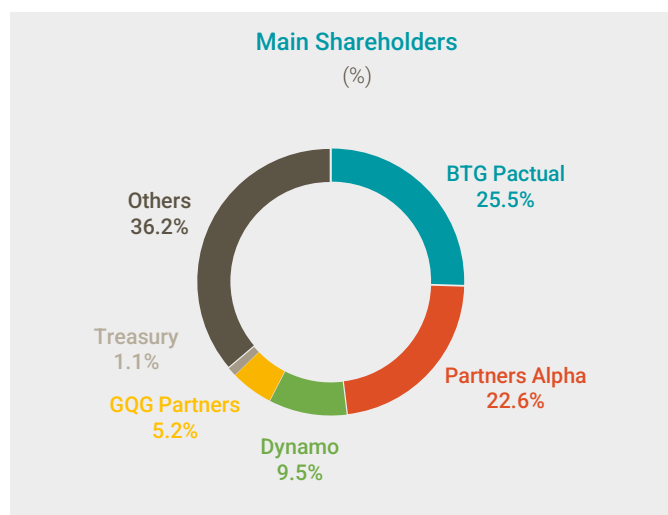
Ownership Structure

According to the Notice to Shareholders dated July 21st, 2025, the Company issued 4,381,891 new common shares of Eneva in favor of Banco BTG Pactual S.A., at a total value of R\$1.00. As a result, Eneva's share capital increased from 1,932,591,767 shares to 1,936,973,658 common shares, rising from R\$18,134,264,033.68 at the end of June 2025 to R\$18,134,264,034.68 in July 2025. The increase was due to the exercise of the subscription bonus under the partnership agreement that resulted in the merger of Termelétrica Viana S.A., which at that time owned the Viana and Viana I TPPs. The transaction took place in the context of the earn-out payment related to the early start date of the 2021 CRCAP for the Viana TPP, as disclosed in the Notice to the Market on July 11th, 2025.

At the end of September 2025, Eneva's share capital consisted of 1,936,973,658 common shares, with 98.76% of free float. The shareholder composition is detailed below:

► Eneva Shareholder Profile

On September 30th, 2025



Notes:

⁵⁰ Disregards treasury shares and considers the closing price of the period.

⁵¹ 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.

ESG – Environmental, Social and 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 rendered, 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 then 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 – 3Q25	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
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	1,066.0	205.6	672.7	1,944.2	463.7	(571.4)	1,836.5	899.8	406.0	25.6	112.9	2,099.0	139.4	-	(558.5)	4,960.7
Deductions from Gross Revenues	(121.6)	(9.5)	(115.0)	(246.0)	(66.6)	104.4	(208.4)	(111.0)	(41.4)	(1.8)	(7.5)	(200.9)	(15.7)	-	51.9	(352.7)
Net Operating Revenues	944.4	196.1	557.7	1,698.2	396.8	(467.0)	1,628.0	788.9	364.6	23.8	105.4	1,898.2	123.8	-	(506.6)	4,428.0
Operating Costs	(651.5)	(99.0)	(109.5)	(860.0)	(211.0)	466.6	(604.4)	(454.4)	(344.5)	(38.9)	(141.1)	(1,910.0)	(62.4)	0.1	500.7	(3,055.6)
Depreciation & amortization	(66.3)	(38.3)	(11.4)	(116.0)	(122.0)	-	(238.0)	(99.4)	(112.5)	(13.4)	(23.9)	-	(12.8)	-	5.6	(499.3)
Operating Expenses ¹	(7.3)	(5.2)	(2.0)	(14.5)	(81.8)	2.3	(94.1)	(3.2)	(7.0)	(2.4)	(2.6)	(12.3)	(3.4)	(326.4)	2.5	(448.8)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(7.0)	(5.2)	(2.0)	(14.2)	(78.0)	2.3	(89.9)	(3.2)	(6.6)	(2.3)	(2.5)	(11.7)	(3.3)	(66.0)	(2.3)	(187.8)
Depreciation & amortization	(0.3)	(0.0)	-	(0.3)	(3.9)	-	(4.2)	(0.0)	(0.5)	(0.1)	(0.1)	(0.6)	(0.0)	(260.3)	4.8	(261.0)
Other revenues/expenses	42.6	(0.2)	(0.5)	41.8	(0.0)	0.4	42.2	133.0	4.7	0.5	(0.0)	8.6	(5.5)	(44.6)	(0.1)	138.9
Equity Income	-	-	-	-	-	(48.7)	(48.7)	-	-	-	-	-	-	254.8	(206.0)	0.1
EBITDA (as of ICVM 527/12)	394.7	129.9	457.1	981.8	229.8	(46.4)	1,165.2	563.2	130.8	(3.5)	(9.3)	(14.9)	67.1	144.2	(219.8)	1,822.9
Net Financial Result	39.0	(7.3)	0.1	31.7	(29.4)	0.6	(207.0)	232.5	(26.2)	0.9	(3.3)	1.4	(2.7)	(374.1)	5.7	(373.0)
EBT	897.1	84.3	445.8	897.2	(135.4)	(45.8)	716.0	696.3	(8.4)	(16.1)	(41.6)	(14.1)	51.5	(480.3)	(203.8)	689.6
Current Taxes	(55.3)	(9.7)	-	(65.0)	-	-	(65.0)	-	(0.9)	-	(4.8)	-	(1.8)	(16.4)	-	(88.9)
Deferred Taxes	(5.2)	(2.6)	-	(7.8)	-	-	(7.8)	-	2.4	0.3	4.8	31.7	(0.0)	(87.5)	-	(56.0)
Net Income end of Period	306.6	72.0	445.8	824.4	(135.4)	(45.8)	643.2	696.3	(6.9)	(15.8)	(41.6)	17.7	49.7	(594.1)	(203.8)	544.7
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193.0	193.0
Envea Net Income	306.6	72.0	445.8	824.4	(135.4)	(45.8)	643.2	696.3	(6.9)	(15.8)	(41.6)	17.7	49.7	(594.1)	(396.7)	351.7

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.2 million on EBITDA in 3Q25 and -R\$3.8 million in 3Q24.

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 – 3Q24	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
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	1,088.3	189.1	-	1,277.4	452.1	(451.4)	1,278.1	549.2	365.4	-	74.2	914.8	6.1	0.1	(239.2)	2,948.8
Deductions from Gross Revenues	(201.6)	(33.3)	-	(234.9)	(59.2)	94.2	(199.9)	(51.8)	(37.7)	-	(4.9)	(93.4)	(1.4)	(0.6)	22.1	(367.5)
Net Operating Revenues	886.7	155.8	-	1,042.5	392.9	(357.2)	1,078.2	497.4	327.8	-	69.3	821.4	4.7	(0.5)	(217.1)	2,581.2
Operating Costs	(561.3)	(97.1)	-	(658.4)	(109.9)	357.2	(411.1)	(234.3)	(253.3)	-	(94.5)	(829.1)	(6.7)	0.4	217.1	(1,611.6)
Depreciation & amortization	(51.3)	(38.8)	-	(90.1)	(41.2)	-	(131.3)	(98.4)	(52.6)	-	(28.8)	-	(0.0)	-	-	(311.2)
Operating Expenses ¹	(11.8)	(6.8)	-	(18.6)	(26.6)	-	(45.2)	(4.6)	(10.8)	-	(3.5)	(12.0)	(3.3)	(135.3)	2.4	(212.4)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(11.6)	(6.8)	-	(18.4)	(22.2)	-	(40.7)	(4.6)	(10.5)	-	(3.4)	(11.6)	(3.2)	(69.1)	0.0	(143.1)
Depreciation & amortization	(0.2)	(0.0)	-	(0.2)	(4.4)	-	(4.5)	(0.0)	(0.3)	-	(0.1)	(0.4)	(0.1)	(66.2)	2.4	(69.3)
Other revenues/expenses	(0.1)	(0.1)	-	(0.2)	(0.0)	0.1	(0.2)	-	2.5	-	(0.5)	3.1	(0.0)	(11.1)	21.5	21.5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506.2	(31.4)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	364.9	90.7	-	455.6	302.0	0.1	757.6	356.9	119.0	-	(0.4)	(16.3)	(5.1)	425.9	(993.5)	1,134.2
Net Financial Result	(40.1)	(13.6)	-	(53.7)	(4.6)	0.4	(57.9)	(113.3)	(38.1)	-	(7.2)	0.8	(2.4)	(259.3)	(0.4)	(477.8)
EBT	273.3	38.3	-	311.6	251.8	0.4	563.8	145.2	28.0	-	(36.5)	(15.8)	(7.6)	100.3	(501.4)	276.0
Current Taxes	(36.0)	(9.0)	-	(45.1)	-	-	(45.1)	-	(1.1)	-	(3.9)	(0.2)	-	0.1	-	(50.1)
Deferred Taxes	(5.5)	2.7	-	(2.8)	-	-	(2.8)	(35.3)	(4.0)	-	3.4	(62.8)	1.9	119.2	-	19.6
Net Income end of Period	231.8	31.9	-	263.7	251.8	0.4	515.9	109.9	22.8	-	(37.0)	(78.8)	(5.7)	219.7	(501.4)	245.5
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.7	142.7
Envea Net Income	231.8	31.9	-	263.7	251.8	0.4	515.9	109.9	22.8	-	(37.0)	(78.8)	(5.7)	219.7	(644.2)	102.7

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.2 million on EBITDA in 3Q25 and -R\$3.8 million in 3Q24.

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 – 9M25	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
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	2,477.9	616.0	2,028.9	5,122.7	873.5	(1,024.4)	4,971.8	2,800.6	967.5	26.3	335.4	5,670.3	410.5	0.0	(1,373.2)	13,809.1
Deductions from Gross Revenues	(278.7)	(31.6)	(343.9)	(654.2)	(128.0)	180.0	(602.3)	(304.1)	(99.1)	(2.6)	(23.1)	(498.7)	(41.2)	(0.0)	127.5	(1,443.6)
Net Operating Revenues	2,199.2	584.3	1,685.0	4,468.5	745.5	(844.5)	4,369.5	2,496.6	868.4	23.7	312.2	5,171.5	369.3	0.0	(1,245.7)	12,365.6
Operating Costs	(1,426.6)	(310.4)	(351.4)	(2,088.4)	(361.5)	844.5	(1,605.5)	(1,491.3)	(706.4)	(120.3)	(391.1)	(5,078.8)	(173.4)	0.0	1,233.6	(8,333.0)
Depreciation & amortization	(185.0)	(110.3)	(34.0)	(329.3)	(168.3)	-	(497.6)	(296.4)	(321.9)	(39.3)	(86.2)	-	(25.6)	-	22.5	(1,244.6)
Operating Expenses ¹	(23.7)	(15.6)	(4.4)	(43.7)	(207.8)	7.7	(243.8)	(10.5)	(20.6)	(11.0)	(10.3)	(39.7)	(8.4)	(930.0)	(8.8)	(1,282.9)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(22.8)	(15.6)	(4.4)	(42.8)	(196.2)	7.7	(231.2)	(10.5)	(19.2)	(7.6)	(9.9)	(38.0)	(8.3)	(218.1)	(7.7)	(550.5)
Depreciation & amortization	(0.9)	(0.0)	(0.0)	(0.9)	(11.4)	-	(12.5)	(0.0)	(1.4)	(3.4)	(0.4)	(1.6)	(0.1)	(711.9)	(1.1)	(732.4)
Other revenues/expenses	40.2	(0.5)	(0.2)	39.5	(0.2)	-	39.3	324.1	3.3	0.0	(0.0)	(1.5)	(12.2)	(61.9)	3.6	294.8
Equity Income	-	-	-	-	-	(179.8)	(179.8)	-	-	-	-	-	-	772.6	(595.1)	(2.4)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	974.9	368.2	1,363.0	2,706.1	355.9	(172.1)	2,889.9	1,615.4	468.0	(64.8)	(2.5)	53.2	200.9	492.6	(633.7)	5,019.1
Net Financial Result	(36.4)	(53.9)	4.4	(85.8)	(1.3)	1.6	(85.5)	163.6	(86.7)	1.4	(22.6)	2.6	(27.2)	(834.5)	10.9	(878.1)
EBT	752.7	204.0	1,333.4	2,290.1	174.7	(170.5)	2,294.3	1,482.5	58.1	(106.2)	(111.7)	54.2	148.0	(1,053.8)	(601.5)	2,163.9
Current Taxes	(103.6)	(17.8)	(20.2)	(141.7)	-	-	(141.7)	-	(7.2)	1.4	(13.0)	(11.1)	(6.0)	(16.4)	-	(194.0)
Deferred Taxes	(20.3)	(11.9)	(2.2)	(34.4)	-	-	(34.4)	-	(3.5)	1.0	10.4	21.6	(1.3)	(464.2)	-	(470.4)
Net Income end of Period	628.7	174.2	1,311.1	2,114.0	174.7	(170.5)	2,118.2	1,482.5	47.3	(103.7)	(114.3)	64.7	140.8	(1,534.4)	(601.5)	1,499.5
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398.9	398.9
Envea Net Income	628.7	174.2	1,311.1	2,114.0	174.7	(170.5)	2,118.2	1,482.5	47.3	(103.7)	(114.3)	64.7	140.8	(1,534.4)	(1,000.4)	1,100.6

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$10.3 million on EBITDA in 9M25 and -R\$10.0 million in 9M24.

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 – 9M24	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
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	2,333.9	581.3	-	2,915.2	766.0	(738.3)	2,942.9	1,634.4	899.1	-	214.6	2,071.0	6.1	0.0	(417.8)	7,350.2
Deductions from Gross Revenues	(364.5)	(58.3)	-	(422.8)	(101.4)	140.9	(383.3)	(155.3)	(92.9)	-	(13.9)	(213.1)	(1.4)	0.0	38.6	(821.3)
Net Operating Revenues	1,969.4	523.1	-	2,492.4	664.6	(597.4)	2,559.6	1,479.1	806.2	-	200.7	1,857.9	4.7	0.0	(379.2)	6,529.0
Operating Costs	(1,095.7)	(308.5)	-	(1,404.2)	(230.0)	597.4	(1,036.8)	(630.2)	(496.2)	-	(215.1)	(1,698.2)	(7.1)	-	379.2	(3,704.4)
Depreciation & amortization	(132.8)	(117.1)	-	(249.9)	(87.3)	-	(337.2)	(294.5)	(153.7)	-	(82.9)	-	(0.0)	-	-	(886.3)
Operating Expenses ¹	(28.6)	(20.5)	-	(49.1)	(98.8)	6.1	(141.9)	(11.1)	(31.8)	-	(10.5)	(38.3)	(3.7)	(288.6)	(9.4)	(604.3)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(27.9)	(20.5)	-	(48.4)	(89.1)	6.1	(131.4)	(11.2)	(30.8)	-	(10.2)	(37.1)	(3.6)	(189.2)	(6.0)	(419.5)
Depreciation & amortization	(0.8)	(0.0)	-	(0.8)	(9.7)	-	(10.5)	0.1	(1.0)	-	(0.3)	(1.1)	(0.1)	(99.4)	(92.4)	(204.8)
Other revenues/expenses	(3.8)	(0.6)	-	(4.4)	0.0	0.3	(4.1)	0.9	1.3	-	2.4	2.5	(0.0)	14.3	(6.7)	10.7
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,112.6	(1,102.9)	9.7
EBITDA (as of ICVM 527/12)	974.8	310.6	-	1,285.3	432.8	6.4	1,724.5	1,133.1	434.1	-	60.7	125.1	(5.9)	937.7	(1,115.6)	3,293.7
Net Financial Result	(108.7)	(52.6)	-	(161.2)	(31.7)	0.8	(192.1)	(833.3)	(115.9)	-	(23.4)	4.8	(2.7)	(940.0)	(1.0)	(2,103.5)
EBT	732.6	140.9	-	873.5	304.1	7.2	1,184.8	5.4	163.5	-	(23.4)	128.6	(8.8)	(101.6)	(1,209.0)	1,171.1
Current Taxes	(82.7)	(15.3)	-	(98.0)	-	-	(98.0)	(11.4)	(25.9)	-	(11.4)	-	-	(146.3)	-	(253.0)
Deferred Taxes	(35.0)	(8.3)	-	(43.3)	-	-	(43.3)	(78.3)	(25.7)	-	(0.4)	(134.7)	-	1,808.5	-	1,528.2
Net Income end of Period	614.9	117.3	-	732.2	304.1	7.2	1,043.5	(72.9)	130.3	-	(57.7)	(26.8)	(6.7)	1,698.4	(1,209.0)	1,499.1
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390.5	390.5
Enersa Net Income	614.9	117.3	-	732.2	304.1	7.2	1,043.5	(72.9)	130.3	-	(57.7)	(26.8)	(6.7)	1,698.4	(1,999.5)	1,108.5



ENEVA S.A.

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

<https://ri.eneva.com.br/>