

DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 2T25**



Teleconferência de Resultados do 2T25

Quinta-feira, 14 de agosto de 2025

11h00 (Horário de Brasília) / 10 a.m. (US EDT)

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

Eneva divulga resultados do segundo trimestre de 2025

- ▶ **EBITDA Consolidado recorde no 2T25, atingindo R\$ 1.668,3 milhões, impulsionado pelos resultados das novas operações correntes da Companhia** adicionadas ao longo do último ano e pela sólida performance operacional dos ativos térmicos com a retomada do despacho;
- ▶ **Comercialização de Gás On-Grid e Off-Grid contribuem com mais de R\$ 200,0 milhões de EBITDA no 2T25**, com os resultados da mesa de gás e o 1º trimestre com 100% da capacidade da planta de liquefação do Parnaíba operacional; e
- ▶ **Geração de valor com adição de fluxo incremental de receitas reguladas de mais de R\$ 362,0 milhões** entre o 3T25 e o final do 2T26 com a antecipação dos contratos do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 das UTEs Viana, Parnaíba IV e Geramar I e II.

Rio de Janeiro, 13 de agosto 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 segundo trimestre, findo em 30 de junho de 2025 (2T25). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 2T25

- EBITDA Consolidado de R\$ 1.668,3 milhões, atingindo novo recorde trimestral pelo terceiro trimestre consecutivo, com crescimento de R\$ 597,9 milhões vs. o 2T24, refletindo a entrada dos resultados dos ativos adquiridos no 4T24, a sólida performance operacional dos ativos, impulsionado pelos resultados do Complexo Parnaíba e a UTE Jaguatirica II, além de contribuições relevantes dos segmentos de Comercialização de Gás Off-Grid e On-Grid;
- EBITDA de R\$ 130,5 milhões no segmento de Comercialização de Gás On-Grid, com a execução de contratos de curto e médio prazos de venda de gás firme e flexível e a estruturação de operações oportunísticas aproveitando arbitragem de preços no mercado e otimização de portfólio e contratos diante de um ambiente dinâmico de mercado;
- EBITDA de R\$ 78,5 milhões no segmento de Comercialização de Gás Off-Grid, refletindo o primeiro trimestre com 100% da capacidade da planta de liquefação do Complexo Parnaíba em operação, demonstrando o potencial de geração de valor desse novo negócio, que ainda está em *ramp-up* do total de volume contratado até o 4T26, e cuja capacidade total de liquefação de gás será ampliada em 50% nos próximos 2 anos com a construção de mais um trem com capacidade de liquefação de gás natural de 300.000 m³/dia;
- Retomada do despacho por ordem de mérito das UTEs do portfólio desde o 2T25, com o 3T25 já somando 1.380 GWh de geração bruta no SIN pelos ativos da Companhia até 10 de agosto/25¹, ultrapassando o volume gerado no 2T25. Adicionalmente, as UTEs Porto de Sergipe I e Luiz Oscar Rodrigues de Melo (“UTE Linhares”) também já foram chamadas para despacho antecipado por 3 e 2 semanas, respectivamente, entre setembro e outubro/25, refletindo a perspectiva de maiores preços de energia esperada pelo ONS;
- Contratação de financiamento de R\$ 500 milhões para construção e implementação do projeto Azulão 950, atingindo um total de mais de R\$ 2,5 bilhões contratados, com custo médio ponderado de IPCA + 4,13% a.a.;
- Como eventos subsequentes ao 2T25, importante destacar:
 - (i) Antecipação do início de suprimento de contratos de ativos da Companhia vencedores no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, os quais originalmente estavam previstos para iniciar em julho/26, sendo antecipados para agosto/25, para a UTE Viana, e outubro/25, para as UTEs Parnaíba IV e Geramar I e II. A antecipação traz uma importante contribuição para o fortalecimento da posição de caixa da Companhia, com incremento de cerca de R\$ 362 milhões² de receitas fixas;
 - (ii) Aprovação, em 24 de julho/25, da renovação do benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ pela SUDENE da controlada Parnaíba II Geração de Energia S.A., que consolida a operação das UTEs Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV e Parnaíba VI, na modalidade de Modernização Total, possibilitada pelos investimentos realizados para otimizar e modernizar as unidades produtivas. O novo benefício estará em vigor de 01 de janeiro/25 a 31 de dezembro/34;
 - (iii) Aprovação, em 25 de julho/25, dos novos CVUs regulatórios para a modalidade de despacho para atendimento à ponta de carga para as UTEs da Companhia que apresentavam compromisso contratual de despacho antecipado, adicionando uma nova opcionalidade de geração pelas usinas para o SIN, sendo: (i) R\$ 968,27/MWh para a UTE Porto de Sergipe I; e (ii) R\$ 1.251,82/MWh para a UTE Linhares. Os novos CVUs, referentes à data base de junho/25, serão reajustados mensalmente pelos indexadores JKM e taxa de câmbio BRL/USD e vigorarão de setembro/25 a dezembro/25.

Principais Indicadores - Consolidado

(R\$ milhões)	2T25	2T24	Var. %	6M25	6M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.514,0	1.943,0	80,9%	7.937,5	3.947,7	101,1%
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	55,9%	3.196,1	2.159,8	48,0%
Margem EBITDA (%)	47,5%	55,1%	-7,6 p.p.	40,3%	54,7%	-14,4 p.p.
Resultado Líquido Eneva ³	364,5	1.066,7	-65,8%	748,9	1.005,9	-25,6%
Investimentos (Competência)	1.600,5	793,2	101,8%	2.461,6	1.247,9	97,3%
Fluxo de Caixa Operacional	1.300,9	958,4	35,7%	2.319,1	2.065,7	12,3%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ⁴	15.315,4	17.828,7	-14,1%	15.315,4	17.828,7	-14,1%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M ⁵	2,71x	4,36x	-1,65x	2,71x	4,36x	-1,65x

Notas:

¹ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema (ONS) – Dados Abertos, em “Geração Térmica por Motivo de Despacho”.

² Data base novembro/24. As parcelas mensais serão reajustadas a partir de novembro/25 pelo índice de inflação IPCA acumulado de 12 meses até outubro/25.

³ Resultado Líquido deduzindo a participação minoritária em subsidiárias.

⁴ O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

⁵ Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 2T25, 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.

Indicadores Operacionais

Dados Operacionais

► Upstream	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³)	0,31	0,15	0,53	0,67	0,04 ⁶
Reservas remanescentes (Bi m³)	35,7	36,0	36,1	36,7	37,3
Amazonas					
Produção (Bi m³)	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³)	9,7	9,8	9,8	9,9	9,9
► Geração Térmica a Gás no Parnaíba	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	97%	100%	98%	99%	100%
Despacho (%)	32%	7%	66%	85%	10%
Geração Líquida (GWh)	452	108	939	1.252	155
Geração Bruta (GWh)	473	114	984	1.309	162
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	99%	84%	95%	99%	100%
Despacho (%) ⁷	52%	32%	92%	82%	0%
Geração Líquida (GWh)	550	346	998	898	0
Geração Bruta (GWh)	582	363	1.047	942	0
Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Disponibilidade (%)	93%	100%	100%	100%	99%
Despacho (%)	32%	15%	45%	40%	0%
Geração Líquida (GWh)	179	66	169	154	0
Geração Bruta (GWh)	191	68	176	159	0
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	98%	96%	96%	100%
Despacho (%)	11%	0%	44%	71%	19%
Geração Líquida (GWh)	14	0	51	83	19
Geração Bruta (GWh)	15	0	53	85	21
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	55% ⁹	100%	99%	100%	100%
Despacho (%)	6%	9%	71%	90%	11%
Geração Líquida (GWh)	39	65	543	700	82
Geração Bruta (GWh)	43	68	573	740	88
► Geração Térmica a Gás em Roraima	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	91%	85%	97%
Despacho (%)	76%	81%	83%	68%	75%
Geração Líquida (GWh)	201	211	224	180	198
Geração Bruta (GWh)	209	221	234	189	207

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:

⁶ Os dados do Upstream Parnaíba referentes ao 2T24 foram revisados.

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 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 março/25.

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

Dados Operacionais

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	84%	99%	92%	96%	95%
Despacho (%)	0%	0%	4%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	4	0	145	0	0
Geração Bruta (GWh)	5	0	155	0	0

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

Disponibilidade (%)	100%	96%	100%	100%	92%
Despacho (%)	2%	1%	2%	3%	0%
Geração Líquida (GWh)	9	3	5	11	1
Geração Bruta (GWh)	9	3	5	11	1

UTE LORM⁶

Disponibilidade (%)	100%	94%	98%	99%	76%
Despacho (%)	1%	0%	34%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	5	1	145	0	1
Geração Bruta (GWh)	6	1	145	0	1

► Geração Térmica a Carvão

Itaqui e Pecém II

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	98%	81%	82%	94%	100%
Despacho (%)	0%	0%	30%	19%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	2	420	265	0
Geração Bruta (GWh)	0	3	473	298	0

► Geração Térmica a Óleo^{10,11}

Viana e Geramar I e II

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	100%	43%	98%	98%	100%
Despacho (%)	0%	0%	5%	7%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	35	75	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	37	75	0

► Geração Solar

Futura 1

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	98%	98%	78%	97%	97%
Fator de Capacidade (%) ¹²	28%	28%	33%	30%	27%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-69	-81	-49	-91	-21
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	339	337	338	360	370
Geração Líquida (GWh)	337	334	336	357	367

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. Importante ressaltar que a geração desses ativos só compete à Eneva a partir das conclusões das aquisições.

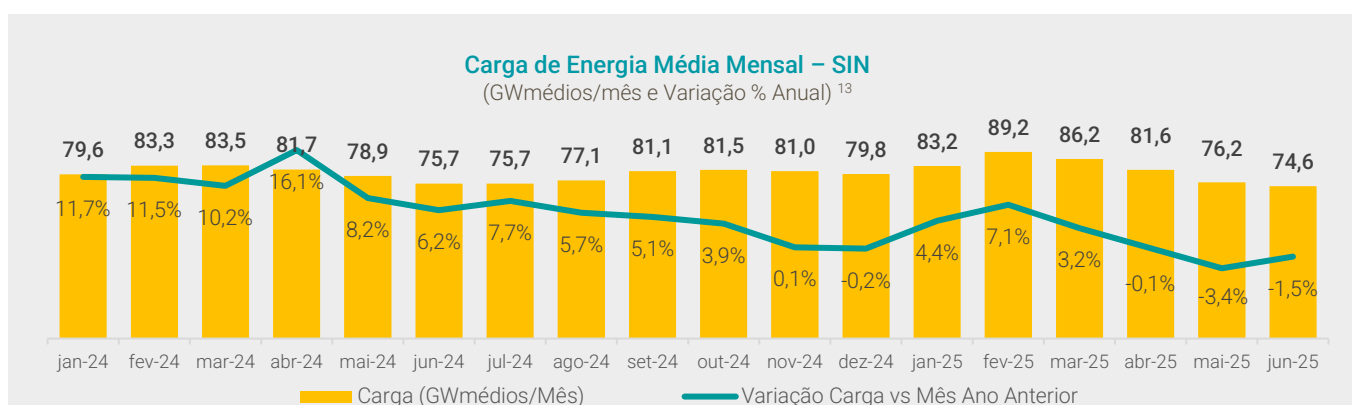
¹¹ Os contratos regulados das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24. Essas UTEs poderão ser acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em agosto/25 e outubro/25, respectivamente.

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).

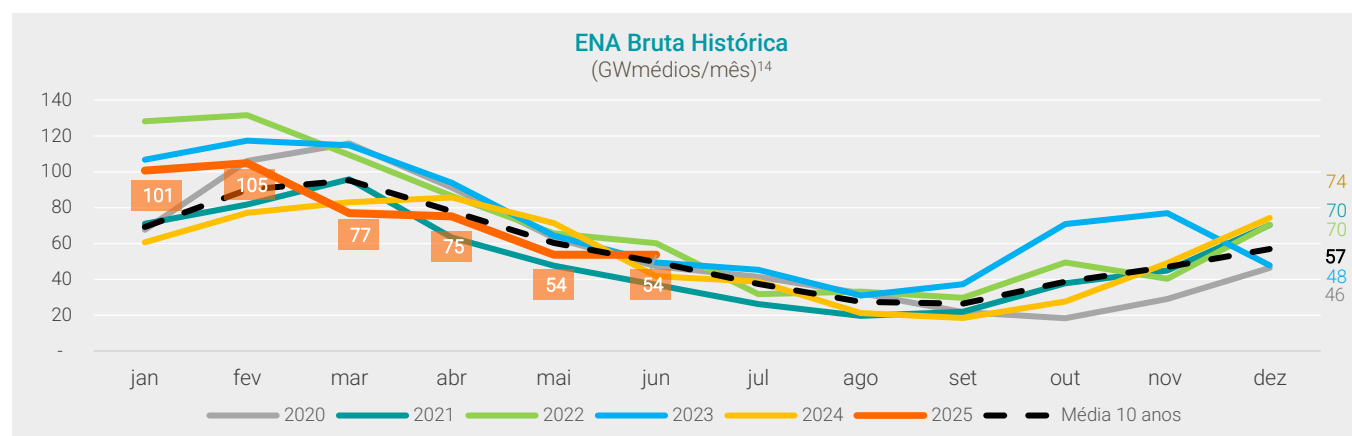
Contexto Setorial

- ▶ Retorno do despacho termelétrico regulatório no SIN por ordem de mérito, com a redução do volume de precipitações em parte do período, a despeito de níveis ainda confortáveis de reservatórios
- ▶ Perspectiva de ocorrência de déficit de potência no SIN para atendimento a picos diários e horários de carga de até 4 GW no 2S25 leva a aprovação de medidas urgentes no setor para garantir a segurança eletroenergética, com adição de potência disponível e flexível ao sistema
- ▶ Sinalização de demanda por importação de energia pela Argentina a partir de junho conforme sazonalidade esperada, com exportação pelo Brasil limitada pela necessidade de geração termelétrica para o SIN

Após diversos períodos de crescimento sequenciais e recordes históricos de cargas diárias e instantâneas atingidos até o 1T25, no 2T25 foi observada a redução da carga de energia no sistema, reflexo, principalmente, das menores temperaturas registradas para o período em 2025 comparado às médias históricas. Assim, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional ("SIN") totalizou 77,5 GWm no 2T25, comparada aos 86,1 GWm registrados no 1T25 e aos 78,8 GWm do 2T24.



O 2T25 registrou volumes de precipitações e Energia Natural Afluenta ("ENA") menores do que as médias históricas dos últimos 10 anos nos subsistemas Norte e Nordeste e em linha com o histórico no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO). O subsistema Sul, por sua vez, apresentou duas situações atípicas extremas no período: níveis de ENA abaixo das médias históricas em abril e maio/25, e o retorno de elevados volumes de precipitações em junho/25, impulsionando a ENA média mensal para valores acima do histórico médio de 10 anos.



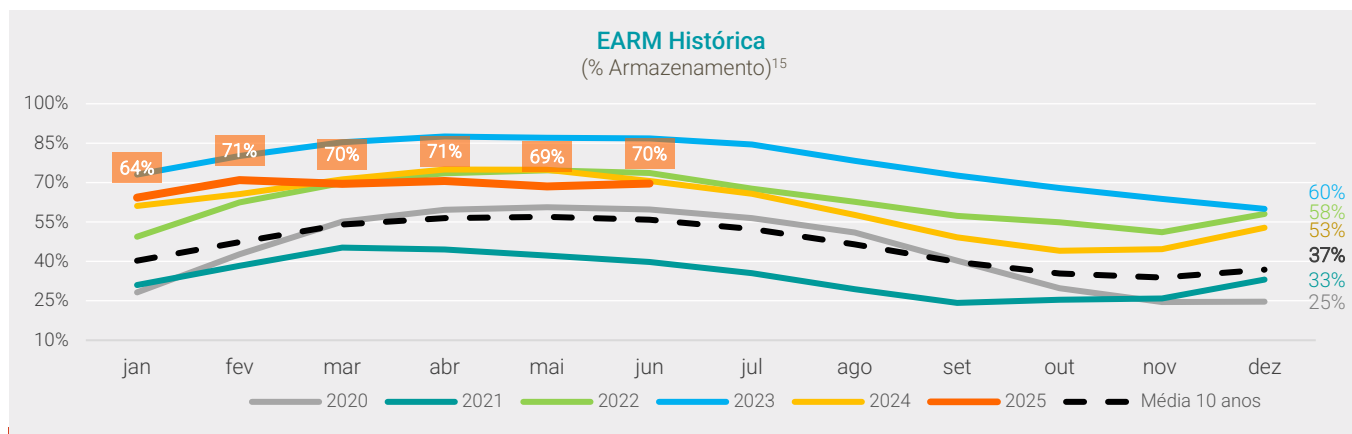
Os volumes de Energia Armazenada ("EARM") nos reservatórios hídricos apresentaram comportamentos díspares ao longo do 2T25 nos submercados, tendo se mantido em patamares semelhantes aos do fechamento do 1T25 ao longo de todo o trimestre nos subsistemas SE-CO e Norte e abaixo dos volumes médios do trimestre anterior no Nordeste e Sul ao longo de quase todo o período, com reversão de tendência no Sul e aumento excepcionalmente em junho/25 com as fortes chuvas registradas,

Notas:

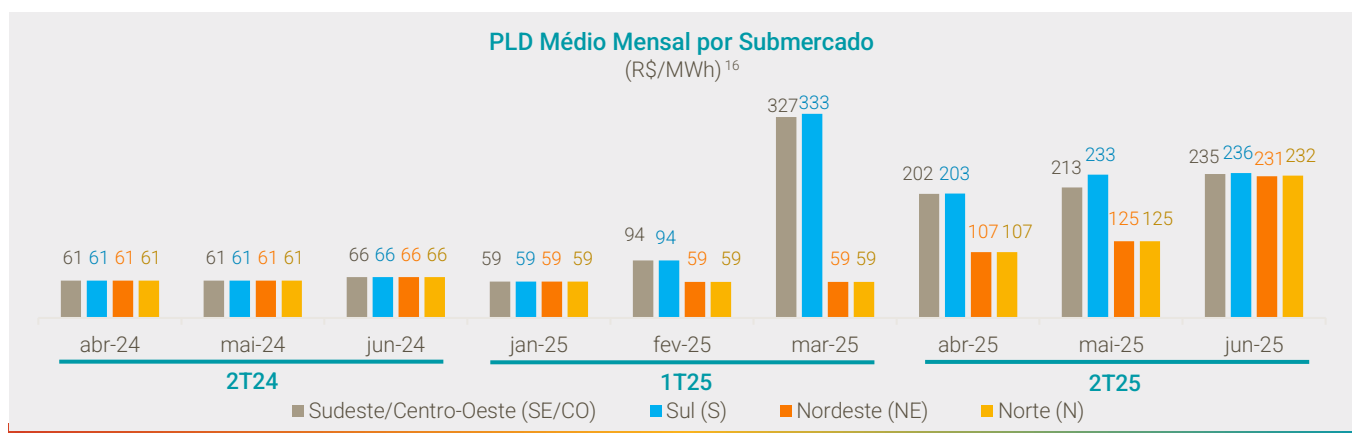
¹³ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em julho/25.

¹⁴ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afuenta_subsistema.aspx - Acesso em julho/25.

encerrando o 2T25 com volume de EARM 20 p.p. acima do valor de março/25. Mesmo com as ligeiras reduções nos volumes de armazenamento no SIN de forma geral, os volumes de EARM em todos os subsistemas ainda se encontravam acima das médias históricas no fechamento do 2T25.



Mesmo nesse cenário de níveis ainda confortáveis de reservatórios e redução da carga, o Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD") permaneceu em patamares acima do piso em todos os submercados ao longo do 2T25, embora abaixo das máximas registradas no SE/CO e Sul em março/25. Também é importante observar que, no 2T25, ainda foram registrados descasamentos significativos entre o PLD nos diferentes submercados do SIN, principalmente nos 2 primeiros meses do trimestre. Em diversos dias dos meses de abril/25 e maio/25, Norte e Nordeste apresentaram PLDs horários mais baixos que os demais submercados, embora acima do piso de R\$ 58,60/MWh, como reflexo da maior geração hídrica sazonal das usinas a fio d'água e maior geração solar sazonal na região no início do 2T25. Por outro lado, o aumento dos PLDs nos submercados Sudeste e Sul foi impulsionado principalmente pelo início da deterioração da situação hidrológica nesses submercados e o início da utilização do Modelo *Newave* híbrido, que considera os reservatórios das hidrelétricas de forma individualizada e adota critérios mais rigorosos de aversão ao risco, que tendem a trazer tanto maior segurança e confiabilidade ao sistema quanto maior elasticidade de preços em cenários de piora na hidrologia de curto prazo.



No contexto acima, as fontes hidrelétricas começaram a reduzir a sua participação relativa em proporção à geração de energia total do SIN no 2T25, passando da média de 68% no encerramento do 1T25 para uma média diária de 60% no 2T25, e abaixo da média de 65% registrada no 2T24.

A geração solar reduziu ligeiramente a sua participação relativa de 13% ao longo do 1T25 para 12% no 2T25, embora tenha continuado acima dos 9% registrados no 2T24. A participação absoluta seguiu comportamento semelhante, passando de 10,8 GWm no 1T25 para 9,2 GWm no 2T25, mas apresentando crescimento frente aos 7,2 GWm observados no 2T24. O aumento na comparação anual reflete principalmente a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída, ao passo que a redução na comparação sequencial está em linha com a sazonalidade esperada para o período, com a redução dos patamares médios de irradiância ao longo do segundo trimestre comparado ao esperado para o primeiro trimestre.

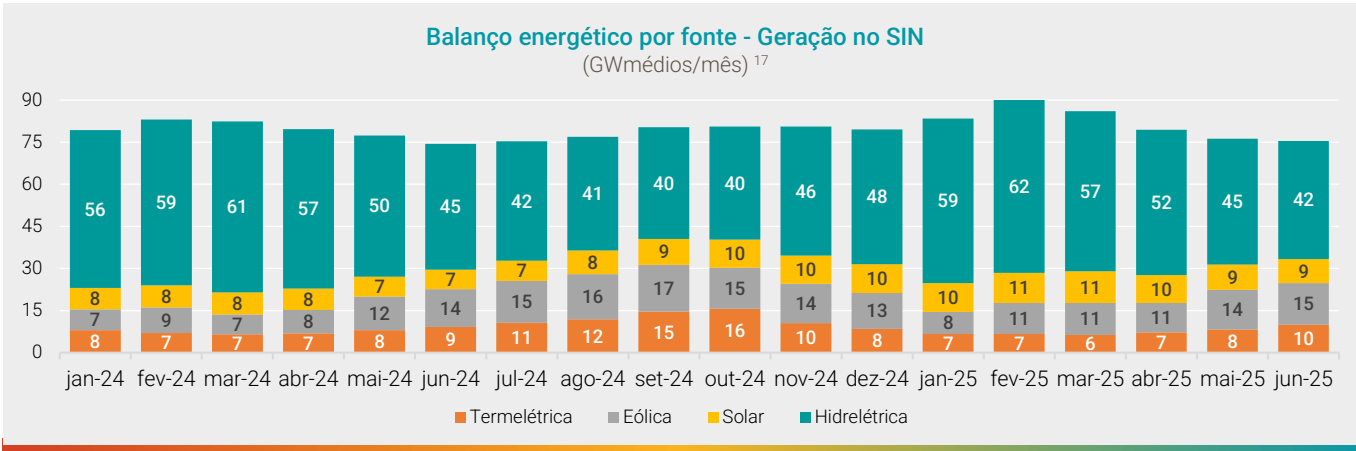
Notas:

¹⁵ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em julho/25.

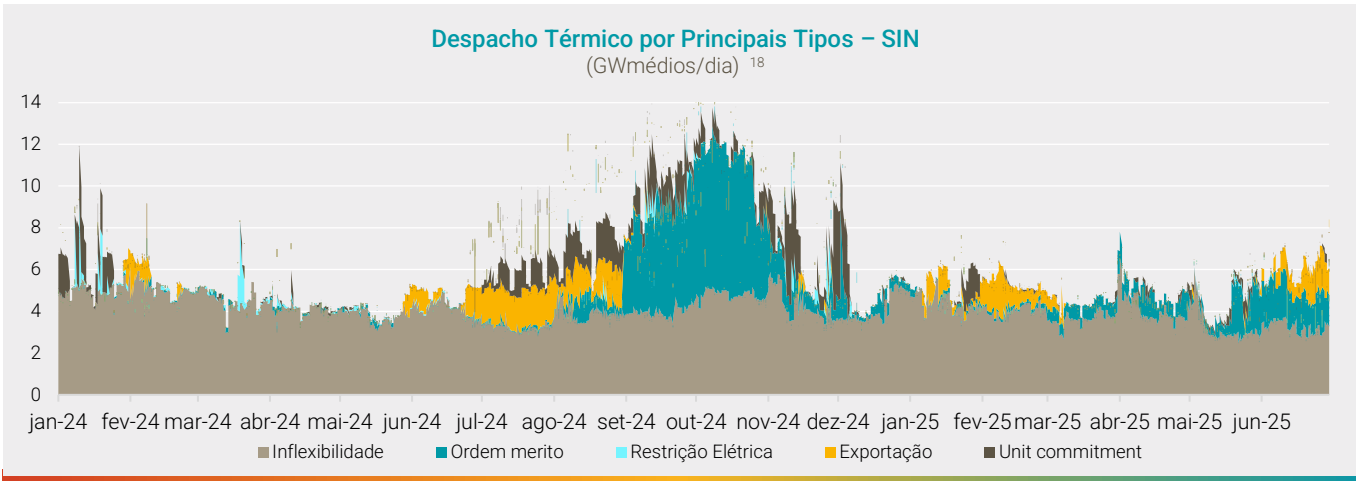
¹⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em julho/25.

Já a participação da geração eólica no total de geração do SIN apresentou aumento nos dois períodos de comparação, atingindo 17% no 2T25, frente aos 12% do 1T25 e 15% do 2T24, refletindo uma maior intensidade de ventos na costa brasileira nesse trimestre quando comparada ao mesmo período de 2024, que favoreceu os principais parques eólicos do país.

Como reflexo da deterioração hidrológica em parte do período, o despacho termelétrico também expandiu sua participação relativa no 2T25, contribuindo com 11% do total da geração no SIN no período, frente a 8% no 1T25 e 10% no 2T24.



Nesse contexto, houve continuação da tendência de crescimento do despacho regulatório termelétrico no SIN por ordem de mérito a partir do 2T25. Adicionalmente, em determinados momentos do período, também foi observado o despacho fora da ordem de mérito por motivo de razão elétrica e *unit commitment*, embora em menor quantidade comparados a 2024, para atendimento aos picos diários e horários de carga.



O despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, com CVUs superiores aos PLDs máximo horários, solicitados pelo ONS para suprimento de potência instantânea, reflete condições estruturais do sistema, assim como restrições operativas de defluência mínima e máxima a serem obedecidas pelas usinas hidrelétricas, restrições de uso múltiplo da água impostas ao ONS e a crescente matriz intermitente do SIN. Esse efeito tem se refletido, desde o final de 2023, em despachos por restrição elétrica para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, em maior ou menor frequência nos meses, de acordo com a necessidade sistêmica, mesmo em cenário de níveis médios de reservatório historicamente elevados.

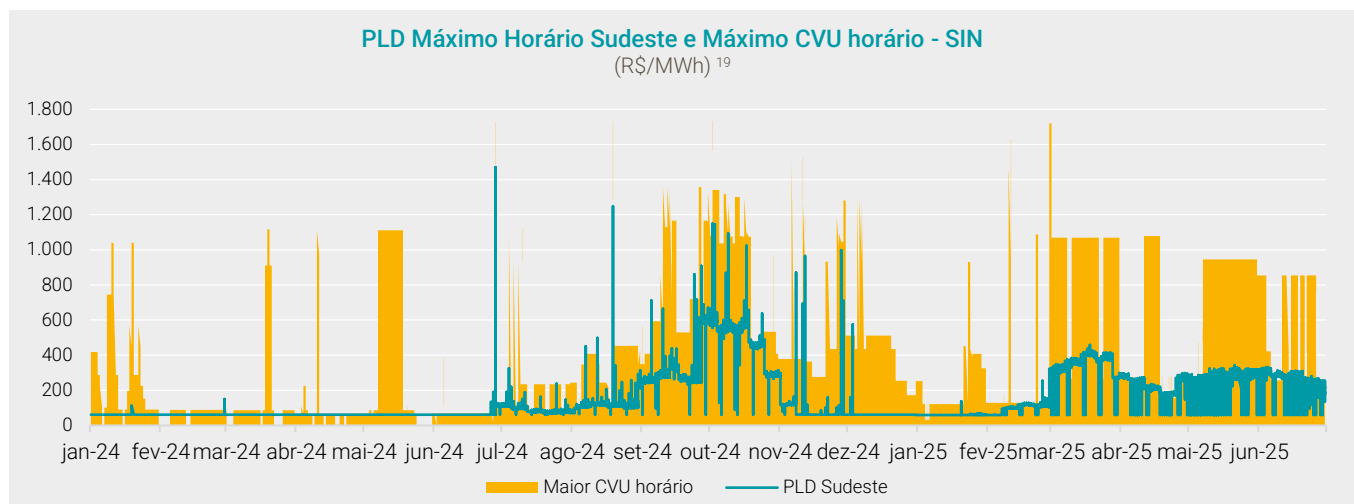
Nesse sentido, em maio/25, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) anunciou a possibilidade de ocorrência de déficit de potência no segundo semestre de 2025 (2S25) em cerca de 4,2 GW, evidenciado em alguns cenários dos modelos de planejamento elétrico do SIN, com esgotamento dos recursos de reserva operativa já em 2025, principalmente em função da elevação da demanda nos horários de ponta e de potenciais atrasos em obras de geração e transmissão. Para mitigar o risco do déficit e garantir a segurança eletroenergética do sistema, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, suportado pelos estudos

Notas:

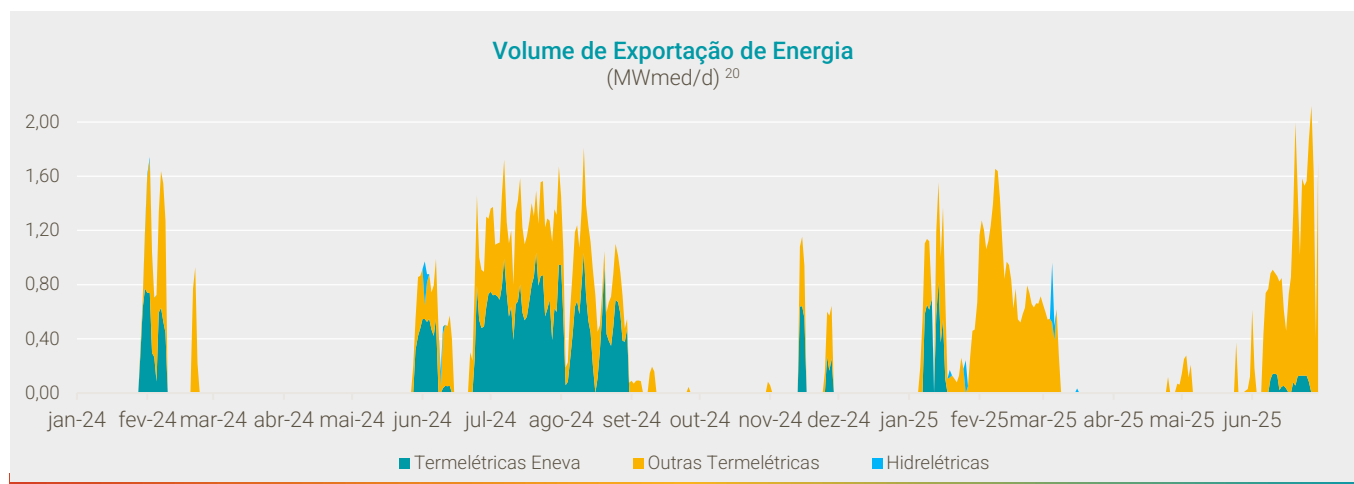
¹⁷ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em julho/25.

¹⁸ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS – Dados Abertos, dados de Geração Térmica por Motivo de Despacho, disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em julho/25.

do ONS, recomendou uma série de medidas que foram implementadas entre junho/25 e julho/25 pelos órgãos de regulação, planejamento e operação do setor, como a antecipação de contratos de capacidade de usinas termoeletricas contratadas em 2021 (em um total de 2,3GW de usinas que passam a ficar disponíveis ao sistema a partir do 2S25, incluindo as UTEs Viana, Geramar I e II e Parnaíba IV, do portfólio térmico da Eneva) e a possibilidade de oferta de geração com condições de flexibilidade operativa de usinas operacionais do SIN que possuem contratos com despacho antecipado (que somam cerca de 2GW de capacidade flexível ao sistema, dentre as quais estão incluídas as UTEs Linhares e Porto do Sergipe I do portfólio da Companhia).



Conforme sazonalidade esperada no período, a exportação de energia pelo Brasil arrefeceu no início do trimestre com as temperaturas mais amenas na Argentina, características de meia-estação, apresentando retorno de sinalização de forte demanda por importação de energia pelo país ao final do trimestre com a aproximação do inverno e a redução significativa das suas temperaturas médias. No entanto, apesar do forte sinal de demanda, as exportações de energia foram impactadas pelo maior despacho termelétrico demandado pelo SIN.



Notas:

¹⁹ Fonte: Sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em julho/25.

²⁰ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2>- Acesso em julho/2025; e dados de geração hidrelétrica para Exportação de Vertimento Turbinável disponíveis no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Acesso em julho/25..

Desempenho Financeiro

Consolidado

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	3.514,0	1.943,0	80,9%	7.937,5	3.947,8	101,1%
Custos Operacionais	(1.747,1)	(770,9)	126,6%	(4.532,2)	(1.535,7)	195,1%
Despesas Operacionais	(195,9)	(129,2)	51,6%	(362,8)	(276,4)	31,3%
SG&A	(117,9)	(108,4)	8,7%	(244,8)	(217,5)	12,5%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(26,1)	(22,2)	17,9%	(49,9)	(42,9)	16,4%
Demais despesas	(91,7)	(86,2)	6,4%	(194,9)	(174,7)	11,6%
Despesas com Exploração, G&G	(78,0)	(20,8)	275,3%	(118,0)	(58,9)	100,3%
Poços secos e PCLD	(29,6)	-	N/A	(30,7)	(23,2)	32,2%
Custos com Depreciação e Amortização	(428,4)	(276,2)	55,1%	(745,3)	(557,1)	33,8%
Despesas com Depreciação e Amortização	(233,4)	(67,6)	245,4%	(471,4)	(135,5)	247,9%
Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio	(222,7)	(59,2)	275,8%	(446,8)	(118,5)	277,1%
Outras Receitas/Despesas	96,5	27,5	251,5%	152,3	23,4	551,9%
Equivalência Patrimonial	0,8	0,0	10.823,8%	1,2	0,5	143,3%
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	55,9%	3.196,1	2.159,5	48,0%
Resultado Financeiro Líquido	(251,8)	(918,7)	-72,6%	(505,1)	(1.625,8)	-68,9%
EBT	754,8	(192,1)	492,9%	1.474,3	(158,8)	1.028,2%
Impostos Correntes	(36,8)	(36,1)	1,7%	(105,1)	(96,1)	9,3%
Impostos Diferidos	(232,0)	1.415,1	-116,4%	(414,4)	1.508,6	-127,5%
Resultado Líquido do Período	485,9	1.186,9	-59,1%	954,8	1.253,6	-23,8%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	121,5	120,2	1,1%	205,9	247,8	-16,9%
Resultado Líquido Eneva	364,5	1.066,7	-65,8%	748,9	1.005,9	-25,6%

No 2T25, a Eneva alcançou mais um marco histórico com o registro do maior EBITDA trimestral de sua trajetória, alcançando R\$ 1.668,3 milhões. Esse resultado representa um crescimento de R\$ 598,0 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo a sólida performance operacional do portfólio da Companhia, além de importantes contribuições do primeiro período com 100% da capacidade operacional do segmento de comercialização de gás fora da malha ("Off-Grid"), expressivos resultados da comercialização de gás na malha ("On-grid") e o resultados dos ativos adquiridos no 4T24.

Os principais fatores que impulsionaram o crescimento do EBITDA no 2T25 em comparação ao 2T24 foram:

- Incremento de R\$ 466,3 milhões de EBITDA proveniente dos ativos de geração a gás das empresas Linhares Geração S.A. ("Linhares"), Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), Povoação Energia S.A. ("Povoação") localizados no Espírito Santo (em conjunto denominados "Térmicas a Gás do Espírito Santo"), adquiridas no 4T24;
- Crescimento de R\$ 134,2 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, impulsionado, principalmente, pelo desempenho relevante da mesa de gás, que em mais um trimestre alavancou seus resultados através da captura de oportunidades no mercado e momentos favoráveis de arbitragem de preços;
- Primeiro trimestre de operação com 100% da capacidade da planta de liquefação de gás do Complexo Parnaíba, atingindo EBITDA de R\$ 78,5 milhões na Comercialização de Gás Off-grid, refletindo a consolidação do segmento após o período de estabilização. Vale destacar que o EBITDA do 2T25 ainda não reflete o potencial total do segmento, uma vez que um dos contratos firmados, cuja demanda máxima atingirá 25% do volume total nominal das plantas, apresentará aumento gradual do volume contratado até o 4T26;
- Crescimento de R\$ 35,2 milhões no EBITDA do segmento de Upstream, suportado, principalmente pela expansão da margem variável no período, basicamente resultado do aumento do volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em decorrência do crescimento do despacho no 2T25. Vale ressaltar que as receitas de venda de gás e arrendamento

entre as térmicas R2W e o *Upstream* são eliminadas no Consolidado (cuja receita total do *Upstream* representam R\$ 123,0 milhões da variação total do *Upstream* no período), mas impactam na variação individual de cada segmento;

- Aumento de R\$ 34,5 milhões no EBITDA dos ativos do Complexo Parnaíba, refletindo o aumento da margem fixa e a contribuição das receitas referentes ao maior despacho médio vs. o 2T24, que mais do que compensaram os efeitos negativos pontuais na margem de *trading* no período, atingindo um EBITDA de R\$ 325,9 milhões no 2T25;
- EBITDA da UTE Jaguatirica II superior em R\$ 11,0 milhões ao 2T24, acompanhando a combinação do aumento das receitas fixas contratuais e redução nos custos fixos, deduções por indisponibilidade e do SG&A no trimestre;
- Melhora de R\$ 9,4 milhões no EBITDA dos ativos de Geração a Carvão, reflexo do reajuste contratual da receita fixa, que mais do que compensou o aumento dos custos fixos e o ligeiro impacto negativo da margem variável no período.

Em contrapartida, o EBITDA do 2T25 foi impactado por fatores que parcialmente compensaram o desempenho positivo dos segmentos mencionados anteriormente, sendo os principais:

- EBITDA de R\$ 10,0 milhões no segmento de Comercialização de Energia, representando uma queda de R\$ 72,1 milhões frente ao 2T24, impactado pela menor margem comercial do período, que refletiu também os resultados dos *swaps* energéticos na forma de contratos de compra e venda de energia realizados com o segmento de Geração Solar no 2T25;
- Redução de R\$ 42,8 milhões no EBITDA do segmento *Holding* e Outros (ex-Equivalência), explicada, principalmente, por efeitos *one-off* que beneficiaram positivamente o 2T24 e distorcem a comparação entre os trimestres, tais como (i) o reconhecimento de receita no total de R\$ 32,0 milhões associada a créditos de Conta Consumo e Combustível (CCC) da SPE Amapari no 2T24 e (ii) a reversão de R\$ 4,0 milhões de custos capitalizados naquele período referentes às despesas retroativas do projeto Azulão 950 naquele período;
- Contabilização de -R\$ 30,6 milhões de EBITDA dos ativos de Geração a Óleo, reflexo dos custos fixos e despesas de SG&A necessários para a manutenção das operações das usinas até o início do suprimento dos contratos referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, cujas datas de início foram antecipadas de julho/26 para agosto/25 no caso da UTE Viana e outubro/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II;
- Variação negativa de R\$ 14,8 milhões no EBITDA de Geração Solar, decorrente, sobretudo, dos maiores custos com compra de energia e ressarcimento de encargos com o maior volume de *curtailments* no 2T25 frente ao 2T24.

No 2T25, o total de Depreciação e Amortização ("D&A"), considerando custos e despesas, foi de -R\$ 661,8 milhões, crescimento de R\$ 318,0 milhões frente ao mesmo período de 2024, impactado, principalmente, pelo início do impacto de custos e despesas com depreciação dos ativos adquiridos e dos ativos que entraram em operação comercial no período, além de: (i) -R\$ 144,5 milhões referentes às amortizações de mais e menos valia e ágio dos ativos adquiridos no 4T24 (sendo -R\$ 15,2 milhões desse valor dedutíveis para fins do IRPJ/CSL); e (ii) aumento de R\$ 101,9 milhões nos custos com D&A do segmento de Geração a Carvão, referente ao início de aplicação de depreciação contábil acelerada de determinados componentes das usinas que não serão reutilizados em caso de eventual troca de fonte de combustível pós primeiro ciclo contratual.

O resultado financeiro líquido no 2T25 foi de -R\$ 251,8 milhões, apresentando uma melhora de R\$ 666,9 milhões em relação aos -R\$ 918,7 milhões registrados no 2T24. A melhora observada no período foi impulsionada pelos seguintes efeitos recorrentes e não caixa: (i) impacto de R\$ 588,1 milhões na variação cambial sobre o passivo em dólar americano referente ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I na comparação do 2T25 frente ao 2T24, refletindo a desvalorização do câmbio no 2T25, enquanto no 2T24 foi contabilizado um impacto negativo em função da valorização do dólar naquele trimestre; e (ii) variação positiva de R\$ 118,1 milhões na rubrica de perdas/ganhos com derivativos entre o 2T25 e o 2T24, associada principalmente ao resultado positivo no 2T25 da marcação a mercado do *swap* da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I, em função da redução da curva futura de DI no médio e longo prazo.

Os impostos correntes e diferidos no 2T25 somaram -R\$ 268,8 milhões, em função de maior passivo fiscal diferido sobre variação cambial do FSRU devido ao efeito positivo no trimestre dado a desvalorização do câmbio, e menor constituição de ativo fiscal diferido no período. No 2T24, as rubricas totalizaram valor positivo de R\$ 1.379,0 milhões, cujo montante reflete o efeito pontual de R\$ 1.429,7 milhões relacionado à baixa do saldo do passivo fiscal diferido relacionado à mais-valia da Celse registrada por ocasião de sua incorporação pela Holding no 2T24, viabilizando a dedutibilidade da amortização da mais-valia para fins fiscais. Por conta dessa incorporação foi realizada a baixa do Imposto Diferido constituído na aquisição de Celse. Vale destacar que o valor trimestral de amortização dessa mais valia é de R\$ 51,5 milhões, dedutível a partir do final do 2T24.

Como resultado da dinâmica apresentada, o lucro líquido consolidado da Eneva, desconsiderando o resultado líquido de participações minoritárias, foi de R\$ 364,5 milhões no 2T25.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	Var. Abs.	6M25	6M24	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período ²¹	4.765,8	2.387,7	2.378,1	3.866,3	2.592,6	1.273,7
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.300,9	958,4	342,5	2.319,1	2.065,7	253,4
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	597,9	3.196,1	2.159,5	1.036,6
Var. Capital de Giro	(177,8)	(56,9)	(120,9)	(575,4)	(2,0)	(573,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(34,6)	(53,5)	19,0	(133,5)	(99,0)	(34,5)
Var. Outros Ativos e Passivos	(155,1)	(1,6)	(153,5)	(168,1)	7,2	(175,3)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(1.471,8)	(508,1)	(963,7)	(2.388,2)	(1.110,2)	(1.278,0)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	(739,0)	(1.137,7)	398,6	58,6	(1.847,8)	1.906,5
Captações/Desembolsos Dívida	5,4	2.621,6	(2.616,2)	1.799,3	2.659,5	(860,3)
Amortização de Principal ²²	(223,5)	(3.131,0)	2.907,5	(457,4)	(3.206,3)	2.748,9
Amortização de Juros ²²	(348,8)	(284,6)	(64,3)	(733,0)	(763,2)	30,2
Arrendamento Mercantil	(98,4)	(104,4)	5,9	(203,1)	(209,4)	6,3
Outros	(73,6)	(239,3)	165,7	(347,1)	(328,5)	(18,7)
(=) Geração de Caixa Total	(910,0)	(687,6)	(222,4)	(10,5)	(892,5)	882,0
Posição de Caixa Final de Período ²¹	3.855,8	1.700,1	2.155,7	3.855,8	1.700,1	2.155,7

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.300,9 milhões no 2T25, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre, mitigado principalmente pela variação negativa de capital de giro do período e de outros ativos e passivos.

A necessidade de capital de giro no trimestre reflete a combinação de diversos efeitos, com destaque para: (i) efeito líquido de cerca de -R\$ 105,0 milhões considerando as movimentações de contas a pagar (fornecedores) e contas a receber referente às operações estruturadas realizadas no 4T24 no segmento de comercialização de energia, com os pagamentos e recebimentos referentes ao mês competência de março/25 tendo sido liquidados e recebidos (efeito caixa) em abril/25; (ii) -R\$ 31,0 milhões de baixas de fornecedores referentes a pagamentos de seguros das usinas provisionados ao final de 2024.

A variação de -R\$ 155,1 milhões de outros ativos e passivos no 2T25 foi basicamente em função dos provisionamentos de receitas não operacionais a receber referentes à operação de otimização de cargas de GNL com o fornecedor de combustível da UTE Porto de Sergipe I.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") apresentou saída de caixa total de R\$ 1.471,8 milhões no 2T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 658,5 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos destinados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 573,6 milhões relacionados a diversos projetos na Holding, incluindo despesas com aquisição e desenvolvimento de *pipeline* de projetos termelétricos para futuros leilões;
- R\$ 127,8 milhões referentes às atividades de *Upstream* de exploração nas Bacias do Amazonas e Parnaíba e ao desenvolvimento dos campos na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 51,0 milhões em investimentos de *sustaining* nos ativos operacionais da Companhia;
- R\$ 34,6 milhões direcionados ao segmento de Comercialização Off-grid (SSLNG) no Complexo Parnaíba;
- R\$ 26,3 milhões referentes à pagamentos remanescentes relacionados à implementação da UTE Parnaíba VI.

Notas:

²¹ Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

²² 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.

No 2T25, o fluxo de caixa de financiamento consumiu R\$ 739,0 milhões no 2T25, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Amortizações de principal e pagamento de juros líquidos da liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 572,4 milhões, majoritariamente seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, referentes às debêntures e aos financiamentos contratados;
- Pagamentos de R\$ 98,4 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 84,7 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-Jaguaririca e no segmento de SSLNG;
- Pagamentos na linha de “Outros” de R\$ 60,4 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 R\$ 47,8 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação detida pelo banco nas ações preferenciais de emissão da controlada integral Eneva Participações III S.A.; compensados por efeitos positivos relacionados à liquidação de instrumentos financeiros derivativos no período em um total de R\$ 37,0 milhões.

Como resultado, a Eneva encerrou o 2T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 3.855,8 milhões, redução de R\$ 910,0 milhões frente à posição de caixa do final do 1T25.

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 Parnaíba²³

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24 ²⁴	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	793,7	579,5	37,0%	1.411,9	1.245,6	13,4%
Receita Fixa	545,4	494,5	10,3%	1.092,0	989,6	10,4%
Receita Variável	248,3	84,9	192,3%	319,8	256,0	24,9%
Contratual	126,3	1,8	7.045,9%	126,6	33,0	283,3%
Mercado de curto prazo	122,0	83,2	46,7%	193,3	223,0	-13,3%
Exportação	18,7	71,1	-73,8%	61,8	131,9	-53,2%
Trading	30,0	14,2	111,1%	36,8	33,5	9,7%
Lastro (FID)	(6,1)	-	N/A	5,8	-	N/A
Outros	79,4	(2,1)	3.831,5%	88,9	57,6	54,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(82,0)	(80,4)	2,0%	(157,1)	(162,9)	-3,6%
Devolução de Receita Fixa	(2,3)	(22,2)	-89,7%	(15,3)	(38,0)	-59,7%
Receita Operacional Líquida	711,7	499,1	42,6%	1.254,8	1.082,6	15,9%
Custos Operacionais	(437,8)	(237,7)	84,2%	(775,1)	(534,4)	45,0%
Custo Fixo	(156,0)	(148,6)	5,0%	(315,4)	(293,0)	7,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(55,9)	(49,4)	13,0%	(111,6)	(99,6)	12,0%
O&M	(30,7)	(33,0)	-6,8%	(65,0)	(61,0)	6,6%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%	(138,8)	(132,4)	4,8%
Custo Variável	(220,4)	(48,1)	358,2%	(341,0)	(160,0)	113,2%
Gás Natural	(120,2)	(23,5)	410,2%	(178,6)	(104,4)	71,0%
Distribuidora	(10,0)	(2,8)	260,1%	(13,4)	(8,7)	53,4%
Arrendamento variável UTG	(17,2)	(4,4)	288,9%	(23,0)	(11,0)	108,5%
Trading ²⁵	(66,7)	(16,7)	299,6%	(70,8)	(33,2)	112,9%
Lastro (FID)	(0,4)	-	N/A	(47,2)	-	N/A
Outros	(6,0)	(0,7)	777,9%	(8,1)	(2,5)	217,6%
Depreciação e Amortização	(61,5)	(40,9)	50,2%	(118,7)	(81,4)	45,8%
Despesas Operacionais	(8,0)	(8,5)	-6,1%	(16,3)	(16,8)	-2,8%
SG&A	(7,7)	(8,3)	-7,4%	(15,8)	(16,2)	-2,6%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	62,7%	(0,5)	(0,6)	-9,9%
Outras Receitas/Despesas	(1,8)	(2,7)	-34,5%	(2,4)	(3,6)	-35,2%
EBITDA ICVM 527/12	325,9	291,4	11,8%	580,2	609,8	-4,9%
Margem EBITDA (%)	41,1%	50,3%	-9,2 p.p.	41,1%	49,0%	-7,9 p.p.

No 2T25, o Complexo Parnaíba apresentou crescimento de 10,3% nas receitas fixas em relação ao mesmo trimestre de 2024, refletindo (i) o incremento de receita fixa em R\$ 27,8 milhões no 2T25 referente ao início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI iniciado no 1T25, que adicionará receita contratada anual total de R\$ 118,0 milhões e (ii) o reajuste contratual a IPCA ocorrido em novembro/24 das demais usinas, com exceção da UTE Parnaíba IV, a qual não possuía contrato vigente no período. Vale

Notas:

²³ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²⁴ Os resultados do 2T24 refletem os resultados gerenciais da Companhia, com pequenas variações em relação aos valores divulgados nas Informações Trimestrais (ITR) contábeis para o período.

²⁵ Adicionalmente aos custos de trading, considera operações de compra de energia em função de necessidades pontuais dos ativos no trimestre.

destacar que a UTE Parnaíba IV recentemente teve o início do seu contrato referente ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 antecipado de julho/26 para outubro/25, gerando, portanto, receitas adicionais para o Complexo Parnaíba a partir do 4T25.

Os custos fixos no 2T25 somaram R\$ 156,0 milhões, sendo 5,0% maiores na comparação com o 2T24, em função de (i) aumento de R\$ 6,4 milhões nos custos com TUST e encargos regulatórios, explicado tanto pelo reajuste anual da TUST ocorrido em julho/24, quanto pelos custos adicionais referentes ao início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI no início de 2025; (ii) crescimento de R\$ 3,2 milhões nos custos com arrendamento fixo, os quais são eliminados na visão consolidada da Companhia, relacionados ao reajuste aplicado em janeiro/25 entre o segmento de *Upstream* e Complexo Parnaíba; (iii) parcialmente compensados pela redução de R\$ 2,2 milhões nos custos com O&M, refletindo a postergação de manutenções que ocorreram nesse mesmo período de 2024, reduzindo os custos na comparação entre os trimestres, além de menores custos com pessoal.

A margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba no 2T25 totalizou R\$ 334,6 milhões, crescimento de R\$ 38,4 milhões em relação ao 2T24, impulsionado pela entrada em operação da UTE Parnaíba VI e expansão das receitas fixas, mais do que compensando o aumento dos custos fixos no período.

A receita variável no 2T25 somou R\$ 248,3 milhões, aumento de R\$ 163,4 milhões em relação ao 2T24, refletindo o maior despacho médio do Complexo Parnaíba no comparativo anual (32% no 2T25 frente a 7% registrado no 2T24), impulsionada principalmente por:

- Crescimento de R\$ 124,5 milhões nas receitas contratuais, que atingiram R\$ 126,3 milhões no 2T25, relacionadas, principalmente, aos despachos por ordem de mérito ocorridos ao longo desse trimestre, sobretudo a partir de meados de maio/25;
- Contribuição de R\$ 79,4 milhões de receitas vinculadas a outros tipos de despachos regulatórios, além de comissionamentos, testes de disponibilidade e demais necessidades operacionais de geração das usinas no período;
- Aumento líquido de R\$ 9,7 milhões no montante total de receitas com *trading* de energia e receitas com lastro (FID) em relação ao 2T24, impactadas pelo estorno contabilizado no 2T25 de receita anteriormente provisionada de lastro no valor de -R\$ 6,1 milhões, após revisões de contabilização por órgãos reguladores; e
- Parcialmente compensadas, sobretudo, pela redução de R\$ 52,4 milhões nas receitas de exportação frente ao 2T24, principalmente em função da maior necessidade de atendimento ao SIN e, portanto, menor volume exportado no 2T25 *versus* o 2T24, com grande parte dos ativos do Complexo Parnaíba despachados por ordem de mérito no período de maior demanda da Argentina no decorrer do 2T25.

Os custos variáveis somaram R\$ 220,4 milhões, aumento de R\$ 172,3 milhões na comparação com o 2T24, refletindo, principalmente, o crescimento de R\$ 121,3 milhões nos custos associados à geração em comparação com o 2T24, acompanhando o maior despacho médio no 2T25. Os demais custos variáveis no período foram referentes às operações de *trading* e lastro (FID), com destaque para os seguintes efeitos pontuais, parte deles com contrapartida em receitas:

- Compra de energia a PLD em um total de -R\$ 13,8 milhões referente à geração por ordem de mérito na UTE Parnaíba V no período em que a usina estava indisponível para manutenção programada, com contrapartida positiva de R\$ 15,0 milhões nas receitas variáveis contratuais atreladas à remuneração a CVU;
- Revisão de provisionamento de contabilização de operação realizada em março/25 no valor de -R\$ 7,7 milhões; e
- Impacto de -R\$ 3,3 milhões referente ao lançamento registrado como custo de *trading* de energia pela CCEE associado à parcela da inflexibilidade de P-VI gerada por P-III com contrapartida positiva em igual valor contabilizada em receitas de ACL.

Dessa forma, considerando também as deduções de receita proporcionais e a devolução de receita fixa referente ao volume exportado no período, a margem variável no 2T25 totalizou R\$ 0,7MM frente a R\$ 6,2 milhões no 2T24.

Considerando a dinâmica comentada acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba atingiu R\$ 325,9 milhões, crescimento de R\$ 34,5 milhões frente ao mesmo período do ano anterior, impulsionado, sobretudo, pelo aumento das receitas fixas e a contribuição de receitas incrementais referentes ao maior despacho no 2T25.

► 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.

DRE – UTE Jaguatirica II²⁶

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	203,9	193,7	5,3%	410,4	392,2	4,6%
Receita Fixa	148,3	141,5	4,8%	296,6	283,1	4,8%
Receita Variável	55,6	52,1	6,6%	113,8	109,2	4,3%
Contratual	55,6	52,1	6,6%	113,8	109,2	4,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(11,0)	(14,4)	-23,7%	(22,2)	(25,0)	-11,1%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(1,4)	(5,4)	-73,1%	(3,0)	(6,6)	-54,7%
Receita Operacional Líquida	192,9	179,3	7,6%	388,2	367,3	5,7%
Custos Operacionais	(110,3)	(108,6)	1,6%	(211,4)	(211,4)	0,0%
Custo Fixo	(28,9)	(35,6)	-19,0%	(57,3)	(59,8)	-4,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,9)	(2,0)	-53,9%	(1,6)	(2,0)	-22,3%
O&M	(27,9)	(33,6)	-16,9%	(55,7)	(57,8)	-3,6%
Custo Variável	(44,8)	(33,4)	34,3%	(82,1)	(73,3)	11,9%
Gás Natural	(15,5)	(13,7)	13,2%	(30,3)	(28,6)	6,0%
Transporte ²⁷	(16,7)	(16,4)	2,0%	(34,6)	(33,3)	3,7%
Outros	(12,5)	(3,2)	287,4%	(17,1)	(11,4)	51,0%
Depreciação e Amortização	(36,6)	(39,6)	-7,4%	(72,0)	(78,3)	-8,0%
Despesas Operacionais	(4,9)	(7,3)	-33,0%	(10,4)	(13,7)	-24,4%
SG&A	(4,9)	(7,3)	-33,0%	(10,4)	(13,7)	-24,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	2,1%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	0,2	-173,2%	(0,3)	(0,5)	-48,5%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	114,2	103,1	10,7%	238,2	219,9	8,3%
Margem EBITDA (%)	59,2%	57,5%	1,7 p.p.	61,4%	59,9%	1,5 p.p.

No 2T25, a receita operacional líquida da UTE Jaguatirica II totalizou R\$ 192,9 milhões, registrando aumento de 7,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função dos seguintes fatores: (i) crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, tendo em vista o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/24; (ii) aumento da receita variável bruta contratual devido à maior geração e/ou reajuste do CVU no período; e (iii) a redução de R\$ 3,9 milhões relativa aos pagamentos de penalidade sobre indisponibilidade da usina, conforme previsto em contrato, em função da menor indisponibilidade no comparativo anual.

Os custos operacionais do segmento (incluindo Depreciação e Amortização) apresentaram ligeiro aumento de R\$ 1,7 milhão na comparação com o 2T24, fechando o 2T25 em R\$ 110,3 milhões. O aumento dos custos variáveis foi parcialmente compensado pela diminuição dos custos fixos, tendo em vista as reclassificações entre linhas nos períodos, conforme detalhado a seguir:

- Crescimento de R\$ 11,4 milhões nos custos variáveis em função da reclassificação contábil no 2T25 de valores referentes ao Fundo de Promoção Social e Erradicação da Pobreza (FPS) e insumos contabilizados no 2T24 como custos fixos; e
- Redução de R\$ 6,8 milhões nos custos fixos, dada a capitalização de dispêndios que haviam sido contabilizados como custos fixos no 2T24.

Notas:

²⁶ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²⁷ 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.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa e de diminuição dos custos fixos resultou em um crescimento de R\$ 16,0 milhões na margem fixa do segmento, que atingiu R\$ 111,4 milhões no 2T25. Em contrapartida, a margem variável apresentou redução de R\$ 7,1 milhões na comparação entre os dois períodos, somando R\$ 7,8 milhões no 2T25.

Os efeitos explicados acima, atrelados à redução das despesas gerais e administrativas no 2T25, em função de menor alocação de *cost sharing* de despesas para o segmento pós revisão de critério de rateio, culminaram no crescimento de 10,7% do EBITDA do segmento, totalizando R\$ 114,2 milhões no 2T25 *versus* R\$ 103,1 no 2T24, com aumento de 1,7 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 59,2% no 2T25.

► 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 outubro de 2022, e (ii) da Mesa de Gás da Eneva, responsável pelo segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, com contratos a partir do 3º trimestre de 2024.

O Hub Sergipe tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado e o segmento de Comercialização de Gás, 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 junho de 2024, quando ocorreu a conclusão da incorporação da CELSE e de determinadas subsidiárias na Holding. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Hub Sergipe

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	755,0	545,6	38,4%	1.900,8	1.085,1	75,2%
Receita Fixa	546,6	521,1	4,9%	1.092,5	1.042,1	4,8%
Receita Variável	55,9	24,5	128,1%	116,2	43,0	170,1%
Contratual	0,5	-	N/A	0,5	-	N/A
Mercado de curto prazo	55,5	24,5	126,2%	115,7	43,0	169,0%
Lastro (FID)	54,9	24,5	124,0%	115,1	43,0	167,7%
Outros	0,5	-	N/A	0,5	-	N/A
Comercialização de Gás	152,4	-	N/A	692,2	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(83,3)	(52,8)	57,7%	(193,1)	(103,4)	86,7%
UTE Porto de Sergipe I	(55,5)	(52,8)	5,1%	(113,2)	(103,4)	9,4%
Comercialização de Gás	(27,8)	-	N/A	(80,0)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	671,7	492,7	36,3%	1.707,7	981,7	74,0%
Custos Operacionais	(355,7)	(200,5)	77,4%	(1.036,5)	(395,9)	161,8%
Custo Fixo	(84,0)	(68,4)	22,8%	(161,3)	(142,1)	13,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(42,1)	(40,5)	4,0%	(84,1)	(80,8)	4,0%
O&M	(12,9)	(5,6)	130,6%	(22,0)	(21,8)	0,7%
Outros Fixos ²⁸	(29,0)	(22,3)	29,8%	(55,2)	(39,5)	39,9%
Custo Variável	(66,6)	(33,3)	100,2%	(168,6)	(57,7)	192,3%
Gás Natural	(1,8)	-	N/A	0,6	-	N/A
Lastro (FID)	(48,3)	(30,4)	59,2%	(139,9)	(53,5)	161,3%
Outros	(16,5)	(2,9)	463,9%	(29,3)	(4,1)	609,8%
Comercialização de Gás	(106,4)	-	N/A	(509,5)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(98,7)	(98,8)	-0,1%	(197,1)	(196,1)	0,5%
Despesas Operacionais	(3,3)	(2,8)	19,2%	(7,2)	(6,5)	11,5%
SG&A	(3,3)	(2,8)	17,0%	(7,2)	(6,6)	9,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	0,0	-118,8%	(0,0)	0,1	N/A
Outras Receitas/Despesas ²⁹	112,6	1,5	7.332,4%	191,1	0,9	21.247,7%
EBITDA ICVM 527/12	523,9	389,7	34,4%	1.052,2	776,2	35,6%
Margem EBITDA (%)	78,0%	79,1%	-1,1 p.p.	61,6%	79,1%	-17,5 p.p.

No 2T25, o Hub Sergipe manteve a trajetória robusta de resultados apresentada no trimestre anterior, impulsionada principalmente pelas operações de Comercialização de Gás e pelos resultados da UTE Porto de Sergipe I. Para facilitar a análise, os resultados de cada segmento são apresentados abaixo de forma segregada.

UTE Porto de Sergipe I

Notas:

²⁸ 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.

²⁹ Do total registrado na rubrica de Outras Receitas/Despesas, R\$ 112,5 milhões no 2T25 referem-se ao segmento de Comercialização de Gás, acumulando R\$ 191,1 milhões no 6M25. Os valores remanescentes registrados na rubrica em 2025 e os montantes contabilizados em 2024 são relacionados a UTE Porto de Sergipe I.

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I atingiu R\$ 546,6 milhões no 2T25, crescimento de R\$ 25,5 milhões na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. Adicionalmente, as receitas variáveis no período somaram R\$ 55,9 milhões, aumento de R\$ 31,4 milhões na comparação com o 2T24, principalmente em função do crescimento das receitas referentes às operações de lastro para recomposição de garantia física. No 2T25, as receitas variáveis foram basicamente compostas pelos R\$ 54,9 milhões de receitas associadas a lastro (FID), as quais possuem contrapartida nos custos variáveis.

No 2T25, os custos fixos apresentaram aumento de R\$ 15,6 milhões frente ao 2T24, principalmente em função: (i) do aumento de R\$ 7,3 milhões em custos de O&M, refletindo a revisão do escopo de apólice de seguros ocorrida no 2T24, que impactou positivamente a rubrica naquele trimestre, em função da remensuração do valor da apólice e do estorno dos valores que seriam amortizados até o fim da vigência original da apólice; (ii) crescimento de R\$ 6,6 milhões na rubrica de Outros Fixos em função, principalmente, de maiores custos com aluguel de compressores para regaseificação do *Boil-Off-Gas (BOG)* que não eram utilizados no 2T24, contribuindo para o aumento de R\$ 2,3 milhões no 2T25, além da atualização de contratos recorrentes de manutenção por IPCA e CPI; e (iii) reajuste da TUST em julho/24, aumentando os custos em R\$ 1,6 milhão entre os períodos.

Dessa forma, a margem fixa da usina somou R\$ 412,3 milhões, crescimento de R\$ 10,0 milhões frente ao 2T24, refletindo, principalmente, a contribuição do aumento das receitas fixas no período.

Os custos variáveis do ativo totalizaram R\$ 66,6 milhões, superiores em R\$ 33,3 milhões em relação ao 2T24, acompanhando, (i) o aumento de R\$ 18,0 milhões nos custos com operações de lastro realizadas no 2T25, que somaram R\$ 48,3 milhões nesse trimestre, mas que possuem contrapartida positiva nas receitas variáveis líquidas no valor de R\$ 50,8 milhões, totalizando margem positiva líquida de R\$ 2,5 milhões das operações de lastro; (ii) maiores custos com BOG no 2T25 em função da maior movimentação de gás no período, contribuindo para o aumento de R\$ 13,6 milhões na rubrica de Outros Custos Variáveis frente ao 2T24; e (iii) custos com gás natural de R\$ 1,8 milhão associado à geração ocorrida no 2T25 – diferentemente do 2T24 que não houve geração.

Considerando o contexto descrito acima, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 393,4 milhões, crescimento de R\$ 3,7 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 significativos, evidenciando o potencial de geração de valor desse negócio para a Companhia, tanto a partir de operações oportunísticas, quanto de contratos de curto e médio prazos celebrados anteriormente. O desempenho positivo demonstra a capacidade de identificar e monetizar oportunidades por meio de seus ativos, competências e contratos e aproveitar momentos de arbitragem de preços para impulsionar seus resultados. Entretanto, é importante observar que os resultados do segmento podem variar em cada trimestre, dado que são vinculados a preços de *commodities* e são impulsionados pela estruturação de transações oportunísticas no mercado de GNL, e considerando que o setor de gás natural ainda se encontra em desenvolvimento no país, com desafios e barreiras que dificultam a liquidez do mercado, com entraves que incluem menor flexibilidade operacional e exigências contratuais de entrega e retirada física de gás ou GNL.

No 2T25, a Comercialização de Gás *On-Grid* apresentou resultados robustos com a captura de movimentos favoráveis do mercado, alcançando um EBITDA de R\$ 130,5 milhões, sendo compostos por:

- (i) R\$ 27,0 milhões relacionados aos (i) contratos flexíveis de suprimento de gás natural, considerando tanto as receitas fixas de encargo de reserva de capacidade do *Floating Storage Unit (FSRU)* e as receitas variáveis, no caso de demanda de gás; quanto os contratos de entrega de gás firme ou vendas *spot* com clientes conectados à malha; e (ii) custos associados às operações realizadas no período, incluindo custos de transporte, tarifa de conexão à malha e demais custos incorridos nas operações de comercialização de gás com os clientes;
- (ii) R\$ 103,5³⁰ milhões associado às operações de GNL, com o aproveitamento de oportunidades de arbitragem de preços no mercado e otimização do portfólio e contratos. Vale destacar que as operações de otimização de cargas de GNL são pontuais e dependem de oportunidades de arbitragem de preço no mercado, sendo negociadas pontualmente e de forma individualizada.

Considerando os desempenhos dos segmentos apresentados acima, o EBITDA do Hub Sergipe alcançou R\$ 523,9 milhões, aumento de R\$ 134,2 milhões frente ao 2T24, impulsionado, sobretudo, pelo incremento do EBITDA da Comercialização de Gás.

Notas:

³⁰ Esses valores estão distribuídos entre as rubricas de Receitas de Comercialização de Gás, Custos de Comercialização de Gás e Outras Receitas/Despesas (Comercialização de Gás).

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos, adquiridos pela Eneva S.A. em 25 de outubro/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 dezembro/25 e Contrato de Energia de Reserva ("CER") até 10 de janeiro/26, respectivamente; (ii) o ativo operacional UTE Povoação I, com CER vigente até 10 de janeiro/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, com CER vigente até 31 de dezembro/25.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação e Tevisa estão consolidados na Eneva S.A. desde 25 de janeiro de 2025, 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 Santo³¹

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	690,5	-	N/A	1.356,2	-	N/A
Receita Fixa	621,4	-	N/A	1.237,1	-	N/A
Receita Variável	69,1	-	N/A	119,1	-	N/A
Contratual	(0,2)	-	N/A	1,3	-	N/A
Mercado de curto prazo	69,3	-	N/A	117,8	-	N/A
Lastro (FID)	65,2	-	N/A	113,0	-	N/A
Outros	4,1	-	N/A	4,8	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(115,7)	-	N/A	(228,9)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ³²	(45,4)	-	N/A	(90,9)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	574,8	-	N/A	1.127,3	-	N/A
Custos Operacionais	(120,0)	-	N/A	(241,9)	-	N/A
Custo Fixo	(77,8)	-	N/A	(163,8)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(7,3)	-	N/A	(13,1)	-	N/A
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(58,8)	-	N/A	(122,2)	-	N/A
O&M	(11,7)	-	N/A	(28,4)	-	N/A
Custo Variável	(29,7)	-	N/A	(55,6)	-	N/A
Combustível	(1,1)	-	N/A	(1,5)	-	N/A
Lastro (FID)	(28,6)	-	N/A	(53,9)	-	N/A
Outros	-	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(12,6)	-	N/A	(22,6)	-	N/A
Despesas Operacionais	(1,0)	-	N/A	(2,4)	-	N/A
SG&A	(1,0)	-	N/A	(2,4)	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	-	N/A	0,4	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	466,3	-	N/A	905,9	-	N/A
Margem EBITDA (%)	81,1%	-	N/A	80,4%	-	N/A

No 2T25, as usinas que compõem o segmento somaram R\$ 690,5 milhões de receita operacional bruta. Desse total, R\$ 621,4 milhões referem-se às receitas fixas dos contratos regulados vigentes. Esse valor já reflete a variação do PLD frente aos parâmetros de preço de referência estabelecidos na revisão da inflexibilidade contratual realizada em 2023 nos CER vigentes. É importante ressaltar que, eventuais impactos na receita fixa desses contratos são mitigados pelo resultado líquido de operações de compra e venda de energia também celebradas em 2023 em função da exposição da receita fixa. No período, o impacto líquido das operações de comercialização, considerando as receitas e custos variáveis de "Lastro (FID)", totalizou resultado positivo de R\$ 25,6 milhões.

Notas:

³¹ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

³² Essa rubrica considera R\$ 45,4 milhões de valores referentes à amortização não caixa da compensação financeira paga em setembro/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.

Além disso, foram contabilizados R\$ 4,1 milhões em receitas pela liquidação a PLD da energia gerada por inflexibilidade para consumo do gás adquirido na malha da TAG, no âmbito do contrato de rebalanceamento firmado com essa contraparte. Nesse contrato, a Companhia é responsável por retirar o gás excedente da malha nos momentos requeridos pela contratante, remunerando a transportadora pelo gás adquirido conforme preços estabelecidos em contrato, monetizando-o através da geração elétrica.

Os custos fixos somaram R\$ 77,8 milhões no período, sendo: (i) R\$ 58,8 milhões referentes à reserva de capacidade de fornecimento inflexível de combustível firmado entre as Térmicas a Gás do Espírito Santo e a Petrobras - vale ressaltar que os montantes consumidos para a geração termelétrica do período foram contabilizados na rubrica de custos variáveis; (ii) R\$ 11,7 milhões de custos de O&M, sendo, principalmente: (a) R\$ 5,6 milhões referentes aos custos de pessoal e (b) R\$ 3,0 milhões de custos de seguros operacionais. Além disso foram contabilizados R\$ 7,3 milhões referentes à TUST e TUSD correspondentes às usinas do segmento. Com isso, a margem fixa do segmento contabilizou R\$ 439,5 milhões no período.

Já os custos variáveis totalizaram R\$ 29,7 milhões no 2T25, sendo principalmente associados às operações de comercialização explicadas anteriormente, que somaram R\$ 28,6 milhões ao longo do período. Adicionalmente, foi contabilizado R\$ 1,1 milhão de custo de combustível referente ao gás retirado da malha da TAG. A margem variável do segmento totalizou R\$ 27,8 milhões no período, impulsionada principalmente pelo resultado líquido positivo das operações de comercialização, conforme explicado anteriormente. É importante reforçar que esse resultado faz frente ao impacto de R\$ 28,3 milhões de redução de receita fixa em decorrência da revisão dos contratos de inflexibilidade.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 466,3 milhões de EBITDA, com margem EBITDA de 81,1% no 2T25, suportado principalmente pelas margens fixas dos ativos, assim como pela margem variável do período.

► 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;

(ii) 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 janeiro/2025, 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 proforma. As usinas a óleo possuíam CCEAR de disponibilidade de energia até 31 de dezembro/24. Desde então, as usinas ficaram disponíveis para o SIN em operações *merchant*, até o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, previstos, pós conclusão da antecipação dos contratos, para agosto/25 para a UTE Viana e para outubro/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II.

DRE – Geração a Carvão

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	280,5	268,1	4,6%	561,5	533,7	5,2%
Receita Fixa	280,4	268,1	4,6%	561,1	536,1	4,7%
Receita Variável	0,1	-	N/A	0,4	(2,4)	115,5%
Contratual	-	-	N/A	0,1	0,6	-83,3%
Mercado de curto prazo	0,1	-	N/A	0,3	(3,0)	108,8%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	0,1	-	N/A	0,3	(3,0)	108,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(28,7)	(27,8)	3,2%	(57,7)	(55,3)	4,3%
Receita Operacional Líquida	251,8	240,3	4,8%	503,8	478,4	5,3%
Custos Operacionais	(229,1)	(121,4)	88,8%	(361,9)	(242,9)	49,0%
Custo Fixo	(72,8)	(69,9)	4,1%	(147,0)	(137,8)	6,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(19,6)	(18,3)	7,4%	(39,2)	(36,5)	7,5%
O&M	(53,1)	(51,6)	2,9%	(107,8)	(101,2)	6,5%
Custo Variável	(4,0)	(0,9)	319,1%	(5,5)	(4,0)	36,6%
Combustível	(1,5)	-	N/A	(1,5)	(1,4)	4,2%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(2,5)	(0,9)	162,4%	(4,0)	(2,6)	54,4%
Depreciação e Amortização	(152,4)	(50,5)	201,6%	(209,4)	(101,1)	107,1%
Despesas Operacionais	(7,0)	(10,1)	-30,3%	(13,6)	(20,9)	-35,2%
SG&A	(6,4)	(9,7)	-34,0%	(12,7)	(20,3)	-37,7%
Depreciação e Amortização	(0,6)	(0,3)	81,3%	(0,9)	(0,6)	41,9%
Outras Receitas/Despesas	(2,7)	(3,1)	-14,3%	(1,4)	(1,2)	15,4%
EBITDA ICVM 527/12	165,9	156,6	6,0%	337,3	315,1	7,0%
Margem EBITDA (%)	65,9%	65,2%	0,7 p.p.	66,9%	65,9%	1,1 p.p.

DRE – Térmicas a Óleo

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
EBITDA ICVM 527/12	(30,6)	-	N/A	(61,2)	-	N/A

Geração a Carvão

A receita operacional bruta das usinas que compõem o segmento de geração a carvão somou R\$ 280,5 milhões no 2T25, um aumento de R\$ 12,4 milhões em relação ao 2T24. Esse crescimento foi impulsionado, principalmente, pelo acréscimo de R\$ 12,3 milhões na receita fixa, decorrente dos reajustes anuais contratuais das receitas reguladas das usinas, aplicados em novembro/24. Também foi registrada receita variável de R\$ 0,1 milhão, relacionada à geração inflexível liquidada a PLD das UTEs Pecém II e Itaqui, no contexto de comprovação de disponibilidade após manutenções preventivas.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 72,8 milhões no 2T25, aumento de R\$ 2,9 milhões frente ao 2T24, impulsionado, principalmente, pelo incremento de R\$ 1,5 milhão, ou 2,9%, nos custos de O&M, que incluíram despesas pontuais com materiais e aluguel de equipamentos em função de manutenção e comprovação de disponibilidade. Além disso, os custos com TUST cresceram R\$ 1,4 milhão, refletindo o reajuste tarifário anual de julho/24.

Apesar do aumento nos custos, a margem fixa cresceu R\$ 8,6 milhões, ou 5,0% na comparação entre os períodos, alcançando R\$ 178,9 milhões no 2T25, sustentada pelo reajuste da receita fixa, que superou o crescimento das despesas no período.

Os custos variáveis somaram R\$ 4,0 milhões, relacionados ao processo de geração para comprovação de disponibilidade e potência das UTEs do segmento. Como resultado, a margem variável foi negativa em R\$ 3,9 milhões, piora de R\$ 2,9 milhões em relação ao 2T24, período sem comprovação de disponibilidade ou despacho regulatório.

O SG&A registrou redução de R\$ 3,3 milhões no 2T25 na comparação com o 2T24, refletindo a revisão de rateios das despesas corporativas da Holding para as unidades de negócio da Companhia.

Como consequência dos fatores mencionados, o EBITDA do segmento de geração a carvão totalizou R\$ 165,9 milhões no 2T25, aumento de R\$ 9,4 milhões, ou 6,0%, comparado aos R\$ 156,6 milhões registrados no mesmo período de 2024.

É importante destacar que a linha de Depreciação e Amortização apresentou um aumento de R\$ 101,9 milhões no 2T25 em comparação ao mesmo período de 2024. Esse crescimento decorre do início da aplicação de depreciação contábil acelerada sobre determinados componentes das usinas que não serão reaproveitados em eventual cenário de substituição da fonte de combustível dos ativos do segmento. Assim, a depreciação destes equipamentos passou a ser reconhecida considerando o término do primeiro contrato de fornecimento de energia das duas usinas.

Geração a Óleo

Ao longo do 2T25, foram contabilizados custos fixos no total de R\$ 27,7 milhões, sendo R\$ 14,3 milhões destinados a pessoal, materiais e serviços de terceiros para manutenção das usinas, e R\$ 13,5 milhões em custos de TUST. Também houve a contabilização de R\$ 1,9 milhão em despesas de SG&A. Como resultado, o EBITDA no período totalizou -R\$ 30,6 milhões.

É importante destacar que, em julho/25, foi concluído o processo de antecipação do início de suprimento dos contratos celebrados no LRCAP 2021 das usinas a óleo da Companhia, assim como da UTE Parnaíba IV. Os contratos das UTEs Viana e Gera Maranhão I e II, originalmente previstos para início em julho/26, foram antecipados para agosto/25 e outubro/25, respectivamente, mantendo os prazos de vencimento inalterados em julho/41. Como resultado, a Companhia adicionará cerca de R\$ 128 milhões de receita fixa incremental em 2025 e R\$ 206 milhões em 2026 referente a essas três usinas, considerando valores na data base de novembro/24, cujas parcelas mensais serão reajustadas a partir de novembro/25 pelo IPCA acumulado de 12 meses até outubro/25. Com a conclusão dessas antecipações, a Companhia também realizou o pagamento de *earn-outs* vinculados à conclusão desse evento em julho/25, conforme aprovado em assembleia de acionistas realizada em 30 de setembro/24, que envolveu: (i) o pagamento de R\$ 122 milhões para os vendedores da Gera Maranhão; e (ii) a emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias da Eneva em favor do Banco BTG Pactual S.A.

► 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)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	124,6	69,1	80,4%	222,5	140,3	58,5%
Receita Fixa	81,9	66,0	24,2%	164,5	134,0	22,8%
Receita Variável	42,7	3,1	1280,5%	57,9	6,4	809,4%
Mercado de curto prazo	42,7	3,1	1280,5%	57,9	6,4	809,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(8,5)	(5,5)	54,3%	(15,6)	(9,0)	73,7%
Receita Operacional Líquida	116,2	63,6	82,7%	206,8	131,3	57,5%
Custos Operacionais	(129,1)	(64,2)	101,0%	(250,0)	(120,5)	107,4%
Custo Fixo	(20,5)	(20,1)	2,1%	(43,2)	(40,6)	6,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,3)	(11,0)	2,7%	(22,5)	(21,9)	2,8%
O&M	(9,2)	(9,1)	1,3%	(20,6)	(18,6)	10,7%
Custo Variável	(80,0)	(16,7)	379,7%	(149,5)	(25,9)	477,5%
Compra de Energia (Lastro FID)	(68,0)	(7,3)	835,6%	(125,2)	(13,1)	853,6%
Ressarcimento de Encargos ³³	(12,4)	(9,2)	34,8%	(25,0)	(13,0)	91,8%
Outros ³³	0,4	(0,2)	285,1%	0,7	0,3	153,1%
Depreciação e Amortização	(28,7)	(27,5)	4,3%	(57,3)	(54,1)	6,0%
Despesas Operacionais	(3,9)	(3,0)	27,9%	(7,7)	(7,0)	9,3%
SG&A	(3,8)	(2,9)	28,8%	(7,4)	(6,8)	9,4%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	6,3%	(0,2)	(0,2)	6,5%
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	2,8	-100,0%	0,0	3,0	-99,5%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	12,0	26,8	-55,3%	6,8	61,1	-88,9%
Margem EBITDA (%)	10,3%	42,1%	-0,8 p.p.	3,3%	46,5%	-0,9 p.p.

No 2T25, o segmento de geração solar registrou receita operacional bruta de R\$ 124,6 milhões, representando um crescimento expressivo de 80,4% em relação ao mesmo período de 2024. Esse crescimento se deu, sobretudo, pelo aumento da receita fixa no período decorrente da atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs), realizada em janeiro/25, além do início do contrato bilateral da SPE Futura 6, que passou a contribuir com receita fixa a partir do quarto trimestre de 2024.

Além disso, a partir do 2T25 foram estruturadas operações de *swap* de contratos de compra e venda de energia entre o Complexo Solar Futura I e a Comercializadora de Energia Eneva, com a finalidade de mitigar risco operacional de diferenças de preços entre os submercados NE e SE/CO no resultado do parque solar. Com isso, no 2T25 foram reconhecidos R\$ 42,7 milhões de receitas variáveis nesse segmento, sendo grande parte referente a essas receitas de operações de *trading*. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID) e reflete os custos do *swap* energético firmado com a Comercializadora para a compra de energia adquirida no subsistema SE para fazer frente ao volume produzido no subsistema NE, cujo impacto líquido foi de - R\$ 4,8 milhões no 2T25. É importante ressaltar que o segmento de Comercialização de Energia terá contrapartida de custos de energia conforme *swap* celebrado, absorvendo a maior parte do impacto do descolamento de preços.

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 janeiro/25:

Notas:

³³ Os valores registrados nas rubricas de Ressarcimento de Encargos e Outros Custos Variáveis no 6M24 foram alterados para refletir mudanças no critério de contabilização.

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\$ 20,5 milhões no 2T25, representando uma variação positiva de 2,1% em relação ao mesmo período de 2024. Esse aumento marginal reflete a manutenção da disciplina na gestão de despesas, mesmo diante de pressões inflacionárias e ajustes contratuais pontuais.

Já os custos variáveis somaram R\$ 80,0 milhões no mesmo período, impulsionados, principalmente, pela:

- **Geração comprometida e não realizada e efeitos de modulação:** sendo majoritariamente em função dos cortes de geração no Complexo Futura, ocasionados pela sobreoferta de energia elétrica na região. Esse efeito está associado às limitações na capacidade do sistema de transmissão. Nesse período, foram contabilizados 68,6 GWh de geração frustrada (*curtailment*), frente aos 21,4 GWh registrados no mesmo período de 2024. Além disso, no 2T25, houve também a necessidade de modulação de carga que implica em menores volumes de geração. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada e de necessidade de modulação foi de R\$ 24,6 milhões no 2T25.
- **Custos relacionados ao descolamento de preços horários entre submercados,** no valor de R\$ 43,4 milhões no 2T25, cujo impacto líquido no segmento, considerando as contrapartidas de receita, somou -R\$ 4,8 milhões no 2T25, conforme acima descrito, refletindo os custos relacionados à estruturação do *swap* energético com a Comercializadora, que passou a ficar com a exposição aos preços no submercado SE ao longo do período.

A Companhia também contabilizou R\$ 12,4 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 2T25, em função das características dos contratos de energia firmados. Esse valor faz frente aos R\$ 9,2 milhões do mesmo período de 2024. Esse crescimento se deve, principalmente, à maior geração frustrada no 2T25 versus o 2T24.

Como consequência dos fatores mencionados anteriormente, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 12,0 milhões no 2T25, frente aos R\$ 26,8 milhões registrados no mesmo período de 2024. Esse desempenho reflete os efeitos combinados dos custos adicionais em função das condições operacionais adversas enfrentadas ao longo do trimestre.

► 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)

	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	251,0	123,1	104,0%	409,9	313,9	30,6%
Receita Fixa	76,5	72,9	4,8%	152,9	145,9	4,8%
Receita Variável	174,6	50,1	248,3%	256,9	168,0	52,9%
Contrato de Venda de Gás	146,6	38,1	285,0%	212,6	137,0	55,1%
Contrato de Arrendamento	18,9	4,4	328,5%	25,3	11,7	116,4%
Venda de Condensado	9,0	7,6	18,6%	19,0	19,3	-1,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(32,6)	(14,5)	124,7%	(61,2)	(42,3)	44,9%
Receita Operacional Líquida	218,5	108,6	101,2%	348,6	271,6	28,4%
Custos Operacionais	(82,0)	(49,4)	66,2%	(150,5)	(120,1)	25,3%
Custo Fixo	(29,2)	(23,6)	23,5%	(58,7)	(50,0)	17,6%
O&M	(29,2)	(23,6)	23,5%	(58,7)	(50,0)	17,6%
Custo Variável	(24,8)	(6,8)	265,5%	(45,5)	(24,1)	89,0%
Participações Governamentais	(22,2)	(4,5)	398,8%	(40,1)	(19,3)	107,5%
Custo com Compressores	(2,6)	(2,3)	10,4%	(5,4)	(4,7)	13,3%
Depreciação e Amortização	(28,0)	(18,9)	48,1%	(46,3)	(46,1)	0,4%
Despesas Operacionais	(81,6)	(29,3)	178,8%	(126,0)	(72,2)	74,5%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(78,0)	(20,8)	275,3%	(118,0)	(58,9)	100,3%
Poços Secos	(26,8)	-	N/A	(26,8)	(23,2)	15,3%
SG&A	0,2	(5,8)	103,9%	(0,3)	(8,0)	-96,4%
Depreciação e Amortização	(3,9)	(2,6)	45,6%	(7,7)	(5,3)	44,6%
Outras Receitas/Despesas	0,0	0,0	495,9%	(0,2)	0,0	-622,7%
EBITDA ICVM 527/12	86,7	51,5	68,3%	126,0	130,8	-3,7%
EBITDA excluindo poços secos ³⁴	113,5	51,5	120,3%	152,7	154,0	-0,8%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	51,9%	47,5%	4,5 p.p.	43,8%	56,7%	-12,9 p.p.

No 2T25, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 218,5 milhões, registrando um crescimento de R\$ 109,9 milhões em comparação com o mesmo período do ano anterior, reflexo do aumento das receitas brutas variáveis de venda de gás e de arrendamento, acompanhando principalmente o maior volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em resposta ao maior despacho para atendimento ao SIN no trimestre.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 54,0 milhões no trimestre, aumento de R\$ 23,6 milhões em relação ao contabilizado no 2T24, reflexo do cenário de maior despacho e produção de gás no trimestre para atendimento ao despacho das térmicas. O aumento foi impulsionado principalmente pelos maiores custos com Participações Governamentais (*royalties*) em R\$ 17,8 milhões, tendo em vista o aumento do volume de gás produzido no trimestre e os maiores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (2T25: R\$ 0,76/m³ vs. 2T24: R\$ 0,49/m³), que refletiram as valorizações do câmbio e do indexador Henry Hub entre os períodos. Nos custos fixos, a rubrica de O&M refletiu maiores custos com pessoal, além de maiores gastos com serviços e materiais de manutenção.

Como resultado dos fatores apresentados acima, a margem variável aumentou de R\$ 37,4 milhões no 2T24 para R\$ 127,1 milhões no 2T25, enquanto a margem variável unitária de venda de gás (ex-condensado) apresentou crescimento de 1,4%, atingindo R\$ 10,35/MMbtu no período. Em contrapartida, a margem fixa do segmento apresentou redução de R\$ 3,4 milhões frente ao 2T24, totalizando R\$ 37,4 milhões no 2T25, reflexo principalmente dos maiores custos fixos no período.

Notas:

³⁴ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 51,1 milhões em relação ao 2T24, totalizando -R\$ 77,8 milhões no 2T25, reflexo de:

- Crescimento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, principalmente devido às campanhas sísmicas em andamento no 2T25, com R\$ 28,0 milhões dispendidos na Bacia do Paraná, onde já foram executados até o momento 70% da sísmica 2D, totalizando 2.798 Km; e R\$ 0,4 milhões em Tambaqui, no Amazonas, com a execução da fase inicial de mobilização. Em contrapartida, não havia campanha sísmica em andamento no 2T24;
- Ainda no período, foram registradas despesas com baixas de poços secos totalizando R\$ 26,8 milhões, o que não ocorreu no mesmo período de 2024.

Vale ressaltar também que no 1T25 foi retomada a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba, tendo sido perfurados no 2T25 5 poços, sendo 2 poços de desenvolvimento e 3 poços exploratórios.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 86,7 milhões no 2T25, o que representa um aumento de R\$ 35,2 milhões em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, mesmo em um contexto de aumento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica. O EBITDA ajustado, excluindo poços secos atingiu R\$ 113,5 milhões, crescimento de R\$ 62,0 milhões em relação ao 2T24.

► 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 de metade da capacidade da planta de liquefação, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado em 17 de dezembro/24, os resultados de ambas as operações serão 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 ^{35,36}

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	144,7	-	N/A	271,1	-	N/A
Receita SSLNG	115,2	-	N/A	210,9	-	N/A
Receita Logística	29,5	-	N/A	60,2	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(14,3)	-	N/A	(27,6)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	130,3	-	N/A	243,5	-	N/A
Custos Operacionais	(53,3)	-	N/A	(110,8)	-	N/A
O&M	(26,5)	-	N/A	(50,5)	-	N/A
Produção de Gás	(4,8)	-	N/A	(9,2)	-	N/A
Logística	(11,6)	-	N/A	(24,3)	-	N/A
Outros	(3,6)	-	N/A	(14,0)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(6,8)	-	N/A	(12,8)	-	N/A
Despesas Operacionais	(2,8)	-	N/A	(5,0)	-	N/A
SG&A	(2,7)	0,1	-2.339%	(5,0)	(0,7)	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(2,6)	0,0	N/A	(6,7)	0,0	N/A
EBITDA ICVM 527/12	78,5	0,1	N/A	133,8	(0,7)	N/A
Margem EBITDA (%)	60,2%	0,0%	60,2 p.p.	55,0%	0,0%	N/A

No 2T25, a receita líquida do segmento de Comercialização Off-Grid totalizou R\$ 130,3 milhões, apresentando crescimento de R\$ 17,2 milhões em relação ao 1T25, período o qual a planta de liquefação ainda estava em fase de estabilização.

Do total de receitas líquidas registradas no 2T25, R\$ 103,6 milhões foram referentes aos contratos de venda de GNL, que apresentaram aumento de 21,2% na comparação com o 1T25, refletindo tanto o período com 100% da capacidade operacional da planta de liquefação, quanto o volume mais elevado de demanda de GNL pelos clientes.

Os serviços de logística prestados pela GNL Brasil somaram R\$ 26,7 milhões de receita líquida, sendo R\$ 11,5 milhões associados ao arrendamento fixo de transporte e R\$ 15,2 milhões referentes às receitas variáveis de serviços de logística, ambos prestados à UTE Jaguatirica II. Esses valores possuem contrapartida negativa de igual montante nos custos operacionais e despesas financeiras dessa usina no segmento de Geração a Gás - Roraima, sendo eliminados na visão consolidada da Companhia.

Os custos operacionais, considerando tanto o segmento de Comercialização Off-Grid, quanto os serviços de logística da GNL Brasil, somaram R\$ 46,5 milhões no 2T25, refletindo, principalmente: (i) custos com O&M de R\$ 26,5 milhões, sendo R\$ 9,9 milhões referentes à Comercialização Off-Grid; (ii) R\$ 11,6 milhões referentes aos serviços de logística da GNL Brasil; e (iii) custos

Notas:

³⁵ 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.

³⁶ 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.

referentes aos *royalties* do *Upstream*, associados ao volume de gás produzido para atendimento aos contratos de venda de GNL em pequena escala, somando R\$ 4,8 milhões.

O principal impacto na rubrica de Outras Receitas e Despesas no 2T25 foi referente aos encargos contratuais no valor de R\$ 2,2 milhões associados ao período em que a planta de liquefação do Complexo Parnaíba estava em comissionamento, sendo este o último trimestre que tais encargos serão aplicados referentes à fase de *ramp-up*.

Considerando os efeitos comentados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* alcançou R\$ 78,5 milhões, crescimento de 41,7% frente ao 1T25, refletindo a consolidação do segmento após o período de estabilização e demonstrando o potencial de geração de valor do segmento. Vale destacar que o EBITDA ainda não reflete todo o volume o contratado da planta de liquefação, uma vez que um dos contratos, responsável por 1/4 da capacidade nominal da planta, apresentará aumento gradual da curva de demanda até o final de 2026.

► Comercialização de Energia

Este segmento é composto pela controlada indireta Eneva Comercializadora de Energia Ltda e, a partir de março/22, foram somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus Energia"). Vale ressaltar que no 2T24 foi concluída a incorporação das subsidiárias FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. e Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. 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 de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

DRE – Comercialização de Energia

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	1.352,5	543,3	149,0%	2.751,8	1.005,2	173,8%
Custos Operacionais	(1.304,3)	(483,3)	169,9%	(3.168,8)	(869,1)	264,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.302,3)	(479,0)	171,9%	(3.163,1)	(863,7)	266,2%
Outros	(2,1)	(4,3)	-51,5%	(5,7)	(5,4)	5,7%
Receitas/Custos Líquidos Var. MtM	(17,2)	33,5	-151,4%	521,6	31,3	1.567,3%
Despesas Operacionais	(11,8)	(11,3)	3,9%	(27,4)	(26,2)	4,4%
SG&A	(11,2)	(10,9)	2,4%	(26,4)	(25,5)	3,4%
Depreciação e Amortização	(0,6)	(0,4)	49,9%	(1,0)	(0,7)	41,7%
Outras Receitas/Despesas	(9,8)	(0,4)	2.671,2%	(10,1)	(0,6)	1.684,4%
Equivalência Patrimonial	-	(0,0)	100,0%	-	(0,0)	100,0%
EBITDA ICVM 527/12	10,0	82,2	-87,8%	68,1	141,3	-51,8%
Margem EBITDA (%)	0,7%	15,1%	-14,4 p.p.	2,5%	14,1%	-11,6 p.p.

No 2T25, a margem comercial corrente (resultado líquido das receitas e custos operacionais) do segmento somou R\$ 48,2 milhões apesar do impacto negativo de cerca de R\$ 19,7 milhões no segmento de Comercialização referente ao *swap* celebrado com o Complexo Solar Futura I para repasse do efeito de *spread* de preços entre os submercados NE e SE/CO para a Comercializadora, conforme explicado no segmento de Geração Solar. Na comparação com o 2T24, a margem comercial apresentou redução de 19,7%, impactada principalmente pelos custos associados à operação de compra de energia relativos ao *swap* com o segmento de geração solar.

A variação contábil da Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM³⁷") totalizou -R\$ 17,2 milhões no 2T25, frente ao valor positivo de R\$ 33,5 milhões contabilizado no 2T24. A variação do MtM do 2T25 reflete a baixa do valor realizado de margem comercial no 2T25 com a realização do *book*, parcialmente compensada pelo efeito líquido positivo decorrente dos novos contratos celebrados no período e pelos efeitos positivos de variação da taxa de desconto e do índice IPCA no trimestre. Em contrapartida, no 2T24, a variação do MtM foi beneficiada principalmente por novas operações de compra e venda de energia celebradas naquele período e por ajustes contratuais, cujos impactos positivos superaram o valor realizado do *book* naquele trimestre.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 11,8 milhões no 2T25, ligeira variação frente ao valor de R\$ 11,3 milhões de despesas contabilizado no 2T24.

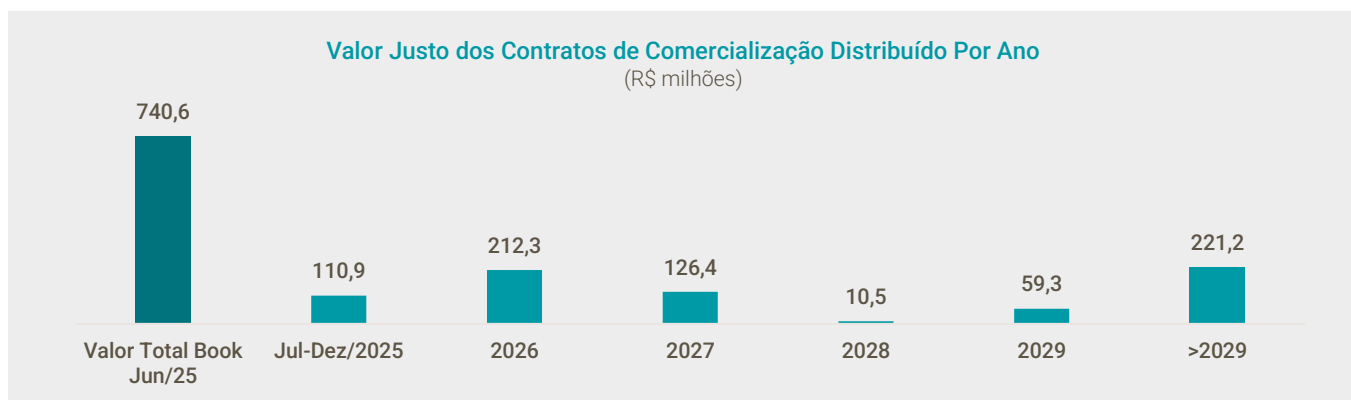
No 2T25, foram também registrados -R\$ 9,8 milhões na rubrica de outras receitas e despesas, referentes a distratos comerciais realizados com 2 contrapartes no período.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 10,0 milhões no 2T25, frente ao montante de R\$ 82,2 milhões no 2T24.

Notas:

³⁷ 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 para o final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

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\$ 740,6 milhões³⁸, e reflete o somatório das diferenças entre o valor dos preços contratados das posições fechadas e o valor dos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS/COFINS, trazidas a valor presente no final do 2T25 pelas taxas de desconto correspondentes³⁹. A distribuição por ano dessa posição, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Notas:

³⁸ O valor de R\$ 740,6 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

³⁹ 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 2T25, 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 março de 2023, a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.; (iii) desde o 2T24, as SPes Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia; e (iv) desde janeiro de 2025, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação, após as respectivas incorporações na Eneva S.A.

Entretanto, 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* com operações de compra e venda de gás de terceiros, no Hub Sergipe, e de Comercialização de Gás *Off-Grid*, referente à venda do gás natural liquefeito nas plantas de liquefação no Complexo Parnaíba, a partir do 4T24, a Companhia passou a apresentar ambos os segmentos isoladamente nas seções “Hub Sergipe” e “Comercialização de Gás *Off-Grid*”, respectivamente.

DRE – Holding e Outros

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	-	1,1	N/A	-	0,5	-100,0%
Custos Operacionais	0,0	(0,6)	104,0%	(0,0)	(0,8)	-95,1%
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(75,2)	(60,5)	24,3%	(152,0)	(120,4)	26,2%
SG&A	(49,1)	(40,4)	21,6%	(104,0)	(79,9)	30,1%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(26,1)	(20,1)	29,8%	(48,1)	(40,6)	18,6%
Depreciação e Amortização	(225,7)	(25,2)	797,2%	(451,6)	(33,2)	1.259,9%
<i>Mais-Valias, Menos -Valias e Ágios</i>	(220,5)	(22,7)	870,8%	(441,0)	(28,3)	1.460,1%
Outras Receitas/Despesas	1,4	29,1	-95,0%	(17,3)	59,8	N/A
Equivalência Patrimonial ⁴⁰	147,1	137,4	7,1%	517,8	572,0	-9,5%
EBITDA ICVM 527/12	73,4	106,5	-31,1%	348,4	511,1	-31,8%
EBITDA ex-Equivalência ⁴⁰	(73,7)	(30,9)	138,6%	(169,4)	(60,9)	178,1%

O segmento de Holding e Outros, no 2T25, registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 75,2 milhões, incremento de R\$ 14,7 milhões em relação ao mesmo período no ano anterior, tendo em vista os seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 6,0 milhões na rubrica de despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), totalizando R\$ 26,1 milhões, dada a inclusão de novos planos, além da revisão das premissas de *restricted units*. Desse montante, R\$ 23,3 milhões são relativos a provisões, sem efeito caixa, e R\$ 2,7 milhões se referem a desembolsos de caixa direcionados a encargos trabalhistas, dado a maturação de ILPs no trimestre; e
- Aumento de R\$ 8,7 milhões na rubrica de SG&A, reflexo de: (i) impacto positivo de R\$ 4,0 milhões ocorrido no 2T24 referente à capitalização acumulada de despesas retroativas relativas aos gastos com o projeto Azulão 950, distorcendo a comparação com o 2T25; (ii) crescimento de R\$ 2,0 milhões na rubrica de consultorias, principalmente, tendo em vista a contratação de consultorias para realização de apoios e estudos sobre os setores de atuação e desenvolvimento de projetos; (iii) incremento de R\$ 1,0 milhão em despesas com pessoal, sobretudo impactado pelo aumento de *headcount* na comparação entre os períodos, considerando a incorporação dos ativos térmicos adquiridos no 4T24. Vale ressaltar que o aumento do SG&A da Holding reflete também um menor repasse às operações no 2T25 frente ao 2T24. Desconsiderando o efeito retroativo de R\$ 4,0 milhões contabilizado no 2T24, as despesas de SG&A (exceto ILPs) apresentaram aumento de apenas R\$ 1,7 milhão no Consolidado da Companhia.

No 2T25, a rubrica de “Outras Receitas/Despesas” somou R\$ 1,4 milhão, impactada, sobretudo por reversões de provisões de processos cíveis, mais do que compensando as despesas ocorridas no período. Vale destacar que o resultado do 2T24 foi

Notas:

⁴⁰ A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

positivamente impactado pelo reconhecimento de receitas pontuais no valor de R\$ 32,0 milhões, relacionadas ao direito de ressarcimento de créditos da Conta Consumo de Combustível da SPE Amapari. Esse reconhecimento decorreu de decisão favorável do processo que tratava do reembolso de custos de combustível retroativos ao período de operação da UTE Serra do Navio.

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia) foi de R\$ 73,7 milhões negativos no 2T25.

Importante ressaltar que 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, após a incorporação das respectivas empresas na Holding em 27 de janeiro de 2025. Sendo assim, no 2T25, 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 aos efeitos gerados pela aquisição da SPE Celse pela Companhia concluída em 2022, sendo R\$ 18,9 milhões relacionados à amortização do ágio (não dedutível para fins do IRPJ/CSL) e R\$ 51,5 milhões referentes à amortização contábil da mais-valia, que após a incorporação na Holding, passou a ser dedutível para fins do IRPJ/CSL. Ambas as contabilizações foram motivadas pela incorporação da SPE Celse na Holding ao final de junho/24⁴¹.

Notas:

⁴¹ 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)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receitas Financeiras	150,4	102,2	47,2%	388,3	184,1	110,9%
Receitas de aplicações financeiras	135,0	56,6	138,4%	273,3	125,4	118,0%
Multas e juros recebidos	0,5	20,8	-97,6%	22,8	21,4	6,5%
Juros entre partes relacionadas	1,1	4,9	-77,5%	2,1	5,3	-60,4%
Outros	13,8	19,8	-30,3%	90,2	32,0	181,5%
Despesas Financeiras	(706,9)	(619,4)	14,1%	(1.577,1)	(1.297,7)	21,5%
Encargos de dívida ⁴²	(60,8)	(72,0)	-15,5%	(115,6)	(142,3)	-18,8%
Juros sobre debêntures	(268,3)	(313,4)	-14,4%	(526,8)	(648,3)	-18,7%
Variação monetária	(133,0)	(85,7)	55,2%	(377,3)	(249,2)	51,4%
Juros sobre arrendamento mercantil e outros juros ⁴³	(58,2)	(63,4)	-8,3%	(127,0)	(125,8)	1,0%
Variação cambial líquida	12,7	(13,5)	194,5%	7,7	(10,1)	175,8%
Comissões e corretagens financeiras	(15,8)	(10,7)	47,9%	(31,0)	(21,9)	41,9%
IOF/IOC	(5,6)	(2,3)	146,7%	(11,2)	(7,6)	48,3%
Juros a incorrer Antecipação Recebíveis	(121,2)	(23,0)	426,0%	(242,8)	(48,0)	405,6%
Outros	(56,7)	(35,4)	60,3%	(153,0)	(44,5)	243,7%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento	200,1	(388,1)	151,6%	506,5	(493,4)	202,7%
Variação da marcação a mercado de swaps	104,6	(13,4)	878,6%	177,2	(18,8)	1.044,1%
Resultado Financeiro Líquido	(251,8)	(918,7)	-72,6%	(505,1)	(1.625,8)	-68,9%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa⁴⁴	(556,5)	(517,2)	7,6%	(1.188,8)	(1.113,6)	6,7%

No 2T25, o resultado financeiro líquido consolidado totalizou -R\$ 251,8 milhões, representando uma melhora de R\$ 666,9 milhões frente ao resultado do mesmo período de 2024. Essa melhora foi impulsionada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- **Variação cambial sobre arrendamento:** contabilização positiva de R\$ 200,1 milhões no 2T25 de efeito não-caixa decorrente da variação cambial sobre o passivo em moeda estrangeira (dólar americano) relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I. Essa variação reflete a desvalorização de 5,0% da taxa Ptax de câmbio entre o final do 1T25 e o final do 2T25, reduzindo o saldo remanescente do passivo contabilizado em moeda nacional. Por outro lado, no 2T24, houve um impacto negativo de R\$ 388,1 milhões devido à valorização do dólar frente ao real. A diferença entre os dois períodos resultou em uma variação positiva de R\$ 588,1 milhões no comparativo trimestral.
- **Marcação a mercado de swaps:** contabilização positiva de R\$ 104,6 milhões de efeito recorrente e não-caixa, em função, principalmente, do resultado da marcação a mercado do swap atrelado à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I que tem como fator de desconto o CDI. A redução da curva futura de DI no médio e longo prazo durante o trimestre gerou um efeito positivo de R\$ 91,6 milhões. É importante 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.

Desconsiderando os efeitos elencados acima, o resultado financeiro líquido ajustado teria sido de -R\$ 556,5 milhões no 2T25, versus -R\$ 517,2 milhões no 2T24 – uma ligeira variação entre os períodos. Essa diferença reflete movimentos compensatórios entre diferentes rubricas, conforme detalhado a seguir:

Notas:

⁴² Inclui amortizações sobre os custos de transação.

⁴³ Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

⁴⁴ 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).

- **Receitas de Aplicações Financeiras:** variação positiva de R\$ 78,4 milhões em função, principalmente, da maior posição média de caixa no 2T25 em comparação ao 2T24;
- **Encargos de Dívida, Juros sobre Debêntures e Variação Monetária:** melhoria de R\$ 9,0 milhões no 2T25 vs. 2T24, refletindo os sucessivos processos de *liability management* conduzidos pela Companhia desde o segundo semestre de 2023;
- **Juros sobre antecipação de recebíveis:** impacto negativo na comparação entre os períodos de R\$ 98,1 milhões, decorrente do início da contabilização dos encargos financeiros relacionados às operações de adiantamento parcial de receita fixa na UTE Porto de Sergipe I estruturada em julho/24.
- **Despesas Financeiras – Outros:** contabilização de R\$ 29,2 milhões referentes a juros e correção monetária sobre valores retidos na aquisição de ativos pagos no período.

Investimentos

(R\$ Milhões)	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	6M25	6M24
Geração a Carvão	15,7	16,0	27,0	5,8	3,7	3,9	31,7	7,6
Pecém II	11,4	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	12,8	0,8
Itaqui	4,3	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	18,9	6,8
Geração a Óleo ⁴⁵	15,7	0,4	1,9	-	-	-	16,1	-
Geração a Gás	35,8	15,0	58,4	17,5	20,0	14,8	50,7	34,8
Parnaíba I ⁴⁶	3,2	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	4,0	4,7
Parnaíba II	13,7	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	23,0	18,9
Parnaíba III ⁴⁷	-	-	1,9	-	0,5	(0,0)	-	0,5
Parnaíba IV	0,1	-	0,1	-	0,2	0,1	0,1	0,2
Parnaíba V ⁴⁶	17,4	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	22,1	10,5
UTE Fortaleza	0,7	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	1,0	(0,0)
UTES Gás Espírito Santo ⁴⁵	0,7	-	1,9	-	-	-	0,7	-
Hub Sergipe	7,2	(2,4)	124,4	20,6	23,8	9,3	4,9	33,1
Parnaíba VI ⁴⁷	2,8	20,0	42,0	54,2	21,2	49,2	22,8	70,4
Azulão-Jaguatirica	19,9	7,3	38,1	21,6	12,0	26,3	27,2	38,3
Azulão 950	639,8	528,7	554,3	589,0	492,1	125,3	1.168,5	617,4
E&P	25,1	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	53,6	13,9
UTE	614,7	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	1.114,9	603,5
Futura 1	5,1	1,5	17,6	8,7	-	(3,3)	6,6	(3,3)
Upstream	233,7	77,8	141,7	162,4	89,1	88,3	311,4	177,4
Desenvolvimento ⁴⁸	200,8	48,6	120,6	143,6	70,5	58,8	249,4	129,3
Exploração	32,8	29,2	21,2	18,8	18,6	29,5	62,0	48,1
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem)	36,2	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	72,1	211,0
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem)	22,4	-	-	-	-	-	22,4	-
Holding e Outros	566,4	160,8	82,3	23,9	43,7	17,5	727,2	61,2
Total ⁴⁹	1.600,5	861,1	1.124,0	966,9	793,2	454,7	2.461,6	1.247,9

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

Notas:

⁴⁵ Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

⁴⁶ O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em jan/20.

⁴⁷ A UTE Parnaíba VI é o fechamento do ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA iniciou em janeiro/25. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao da Parnaíba III.

⁴⁸ Incluem valores associados à produção (STGP).

⁴⁹ 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.

No 2T25, os investimentos da Companhia totalizaram R\$ 1.600,5 milhões, sendo 58,2% destinado aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, conforme detalhado abaixo:

- **Azulão 950:** total de R\$ 639,8 milhões investidos no 2T25, dos quais R\$ 521,0 milhões foram destinados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e Linhas de Transmissão, incluindo as atividades de obras civis, montagem eletromecânica, testes de núcleo e a aquisição de suprimentos diversos. Adicionalmente, R\$ 68,0 milhões se referem a outros serviços de terceiros, incluindo serviços de consultoria e atividades de suporte ao projeto. Ainda no período, R\$ 34,0 milhões foram pagos à GE, referentes aos marcos contratuais, tendo em vista, principalmente, a chegada do gerador a vapor no site, enquanto R\$ 17,0 milhões foram direcionados para marcos intermediários de outros contratos de equipamentos, como a aprovação dos estudos de dimensionamento e documentos técnicos de determinados equipamentos das turbinas e entrega do *Slug Catcher* e das bombas de condensado e de circulação de água.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** investimento total no trimestre equivalente a R\$ 58,5 milhões, dos quais R\$ 36,2 milhões foram destinados ao 1º e 2º trens, sendo R\$ 17,0 milhões referentes à compra de equipamentos e ao comissionamento das plantas de liquefação do sistema de regaseificação, e R\$ 15,4 milhões ainda foram valores remanescentes referentes à construção e montagem das plantas. Do montante restante, R\$ 22,4 milhões foram investidos no 3º trem, para a expansão da capacidade da planta de liquefação, conforme anunciado em março/25. Esse montante foi direcionado à aquisição de equipamentos de liquefação.
- **Upstream:** os investimentos relacionados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) somaram R\$ 233,7 milhões no 2T25. Deste total, R\$ 124,4 milhões foram destinados ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, tendo em vista as obras para conexão do gasoduto do polo sul ao polo produtor. Adicionalmente, R\$ 48,8 milhões foram referentes à perfuração de 3 poços, sendo 2 de desenvolvimento e 1 exploratório. Ainda no período, R\$ 31,1 milhões foram capitalizados dos times de suporte destinados às atividades em andamento, tanto de exploração, quanto de produção; R\$ 16,7 milhões foram investidos na mobilização e montagem da sonda de perfuração; e R\$ 5,8 milhões foram dispendidos com a mobilização sísmica no campo de Tambaqui e a preparação para a campanha no Amazonas.

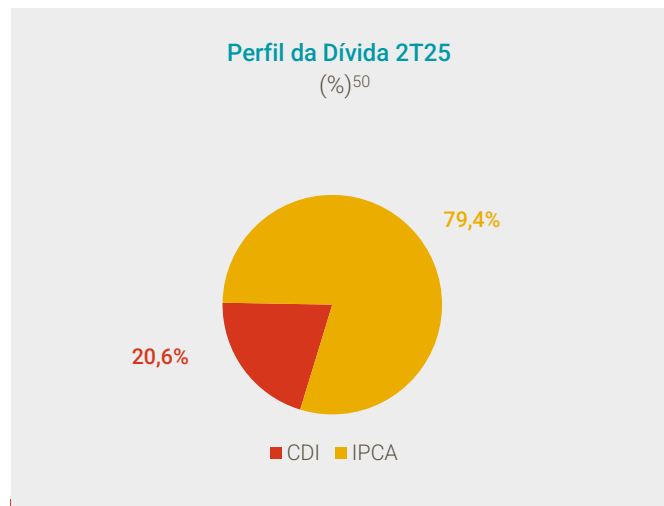
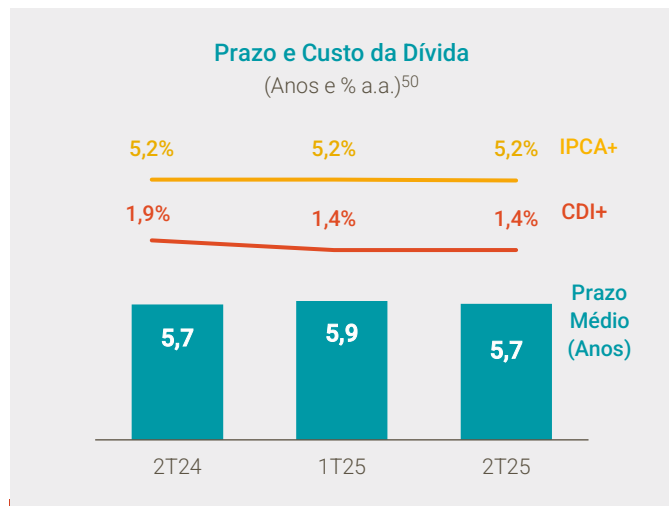
Os valores investidos em **Holding e Outros** e **Sustaining** (operações existentes) totalizaram R\$ 668,6 milhões no trimestre, direcionados às operações correntes, a investimentos corporativos diversos e à aquisição e desenvolvimento de projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva para os leilões de reserva de capacidade.

Nos ativos operacionais, o principal gasto de *sustaining* foi destinado ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, cujo total investido foi de R\$ 19,9 milhões, dos quais R\$ 10,4 milhões se referem à manutenção dos sistemas de autogeração e das carretas criogênicas, além da realização de manutenção preventiva da UGNL.

Endividamento

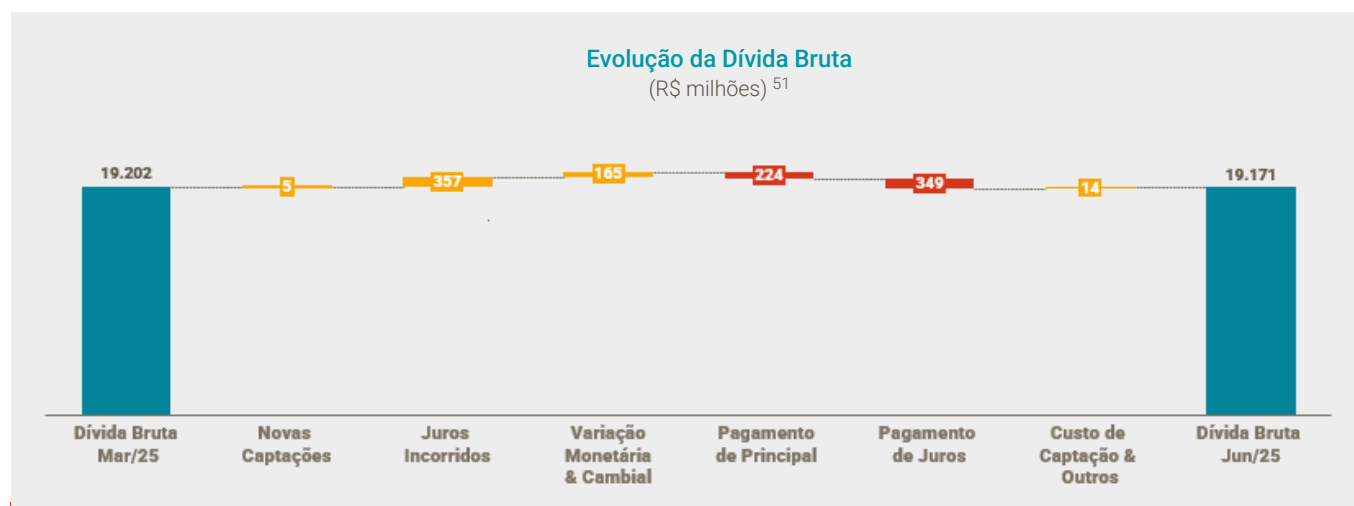
► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.171 milhões no encerramento de junho/25, frente a R\$ 19.529 milhões em junho/24 e R\$ 19.202 milhões ao final de março/25.



Ao final do 2T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,7 anos, apresentando ligeira redução em relação ao 1T25 e estabilidade em relação ao mesmo período no ano anterior. Adicionalmente, o *spread* médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, estável frente ao 1T25 e ao 2T24, enquanto o *spread* médio da dívida indexada ao CDI foi de 1,4% no 2T25, com manutenção dos custos médios de dívidas indexadas ao CDI frente ao registrado no 1T25 e redução referente ao 2T24.

► Movimentação da Dívida Bruta



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 2T25 foram:

Notas:

⁵⁰ 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 0,6% do montante total de dívida.

⁵¹ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

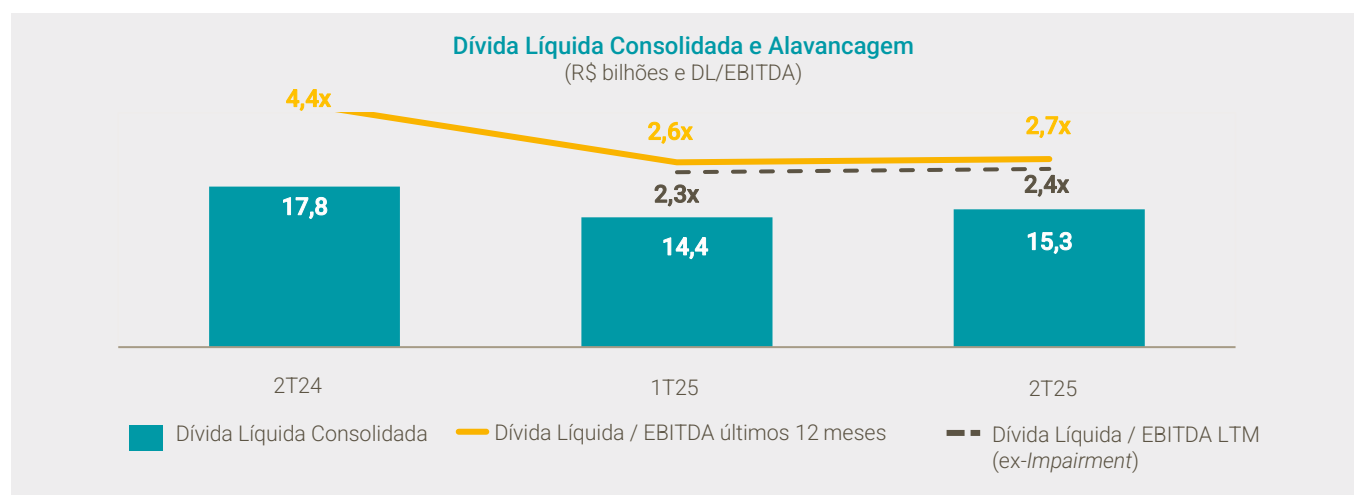
- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados no montante de R\$ 572 milhões, majoritariamente seguindo o cronograma das dívidas, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa;
- Juros contabilizados sobre debêntures e financiamentos no período, aumentando a dívida bruta em R\$ 357 milhões no 2T25; e
- Variação Monetária e Cambial, totalizando R\$ 165 milhões, referente aos contratos indexados ao IPCA e EURIBOR.

Vale ainda destacar que, em junho/25, foi concluída a assinatura do Contrato de Financiamento da Sparta 300 SPE S.A., junto às instituições financeiras Banco da Amazônia S.A. e Fundo Constitucional de Financiamento do Norte – FNO, para construção e implementação da UTE Azulão II. A operação foi contratada ao custo de IPCA + 6,03% a.a., considerando o bônus de adimplência contratual, com prazo de vigência de 17 anos, incluídos 3 anos de carência, e vencimento final em 15 de junho de 2042. Com esse financiamento, a Companhia atingiu um total contratado de R\$ 2.526 milhões para o Projeto Azulão 950, com custo médio ponderado de IPCA + 4,13% a.a.. Ao longo do 2T25, a Companhia não realizou nenhum desembolso adicional relativo aos contratos de financiamento celebrados.

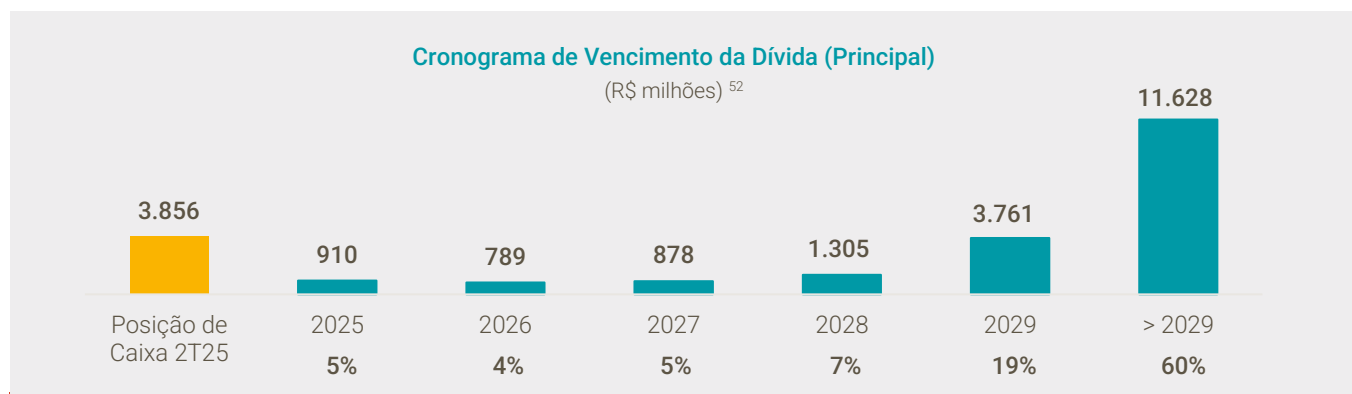
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de junho/25, o saldo de caixa (inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 3.856 milhões, apresentando crescimento de R\$ 2.156 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 1.700 milhões apresentado em junho/24, e redução de R\$ 910 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em março/25, de R\$ 4.766 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 15.315 milhões ao final do 2T25, com a relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,7x. Importante considerar 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* registrada no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,4x.



A Eneva possui a maior parte de suas dívidas concentradas no médio e longo prazo, com vencimentos a partir de 2029, conforme demonstrado no gráfico abaixo.



Notas:

⁵² 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

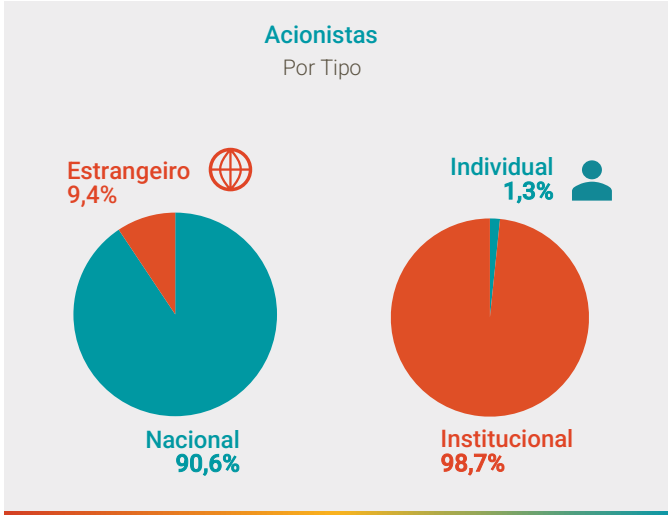
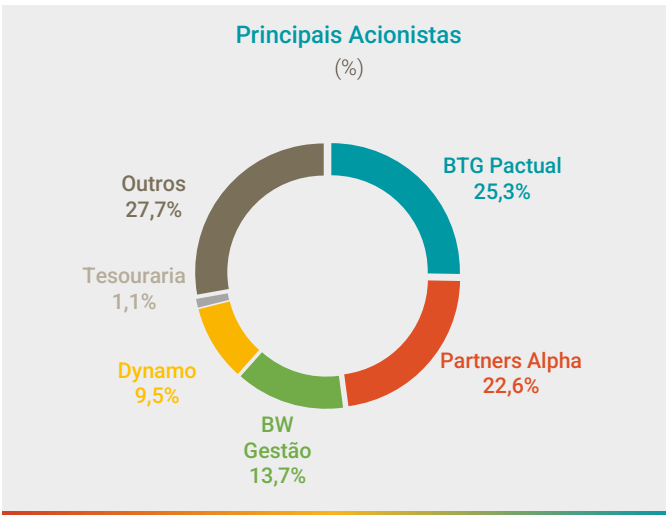
	2T25	1T25	2T24
Nº de ações - final período	1.932.591.767	1.932.591.767	1.584.697.571
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	13,65	11,83	12,70
Ações negociadas (Milhões) - média diária	11,6	9,9	7,1
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	132,8	103,1	79,6
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁵³	26.090	22.605	20.109 ⁵⁴
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁵⁵	41.695	37.299	37.954

Composição Acionária

Ao final de junho de 2025, o capital social da Eneva, era composto por 1.932.591.767 ações ordinárias, com 98,74% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 30 de junho de 2025



Eventos Subsequentes

Conforme Aviso aos Acionistas de 21 de julho de 2025, 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 a ser representado por 1.936.973.658 ações ordinárias, tendo sido aumentado de R\$ 18.134.264.033,68, no fechamento de junho/25, para R\$18.134.264.034,68, ao longo de julho/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 Contrato de Potência de Reserva de Capacidade, decorrentes do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (“CRCAP 2021”) da termelétrica Viana, conforme divulgado em 11 de julho de 2025, por meio de Comunicado ao Mercado.

Notas:

⁵³ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

⁵⁴ Valor de Mercado divulgado no 2T4 não desconsiderava as ações em tesouraria.

⁵⁵ 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 junho de 2025. 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 – 2T25	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	793,7	203,9	690,5	1.688,0	251,0	(322,0)	1.617,1	755,0	280,5	0,1	124,6	1.481,8	144,7	-	(463,7)	3.939,9
Deduções da Receita Bruta	(82,0)	(11,0)	(115,7)	(208,7)	(32,6)	53,9	(187,4)	(83,3)	(28,7)	(0,4)	(8,5)	(146,5)	(14,3)	-	43,0	(426,0)
Receita Operacional Líquida	711,7	192,9	574,8	1.479,4	218,5	(268,1)	1.429,7	671,7	251,8	(0,3)	116,2	1.335,3	130,3	0,0	(420,7)	3.514,0
Custos Operacionais	(437,8)	(110,3)	(120,0)	(668,1)	(82,0)	268,5	(481,6)	(355,7)	(229,1)	(40,5)	(129,1)	(1.304,3)	(53,3)	0,0	418,2	(2.175,5)
Depreciação e amortização	(61,5)	(36,6)	(12,6)	(110,7)	(28,0)	-	(138,7)	(98,7)	(152,4)	(12,5)	(28,7)	-	(6,8)	-	9,4	(428,4)
Despesas Operacionais ²	(8,0)	(4,9)	(1,0)	(13,8)	(81,6)	2,7	(92,8)	(3,3)	(7,0)	(2,0)	(3,9)	(11,8)	(2,8)	(300,8)	(4,8)	(429,3)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(7,7)	(4,9)	(1,0)	(13,6)	(77,8)	2,7	(88,7)	(3,3)	(6,4)	(1,9)	(3,8)	(11,2)	(2,7)	(75,2)	(2,7)	(195,9)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	-	(0,3)	(3,9)	-	(4,1)	(0,0)	(0,6)	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,0)	(225,7)	(2,2)	(233,4)
Outras receitas/despesas	(1,8)	(0,1)	(0,1)	(2,0)	0,0	(0,4)	(2,3)	112,6	(2,7)	(0,5)	(0,0)	(9,8)	(2,6)	1,4	1,6	97,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(19,5)	(19,5)	-	-	-	-	-	-	147,1	(127,9)	(0,4)
EBITDA ICVM 527/12	325,9	114,2	466,3	906,4	86,7	(16,9)	976,2	523,9	165,9	(30,6)	12,0	10,0	78,5	73,4	(140,9)	1.668,3
Resultado Financeiro Líquido	(34,7)	(24,6)	6,5	(52,8)	(3,8)	1,0	(55,7)	35,1	(29,4)	(2,0)	(10,2)	1,3	(12,8)	(179,3)	1,1	(251,8)
EBT	229,4	53,0	460,3	742,6	51,0	(15,9)	777,7	460,3	(16,4)	(45,3)	(27,0)	10,8	58,8	(331,6)	(132,6)	754,7
Impostos Correntes	(30,5)	(3,6)	-	(34,1)	-	-	(34,1)	-	(2,4)	-	(4,6)	6,5	(2,1)	(0,0)	-	(36,8)
Impostos Diferidos	(7,6)	(3,9)	-	(11,5)	-	-	(11,5)	-	7,2	0,6	3,0	10,0	(0,4)	(240,9)	-	(232,0)
Resultado Líq. Período	191,2	45,4	460,3	697,0	51,0	(15,9)	732,1	460,3	(11,6)	(44,7)	(28,7)	27,3	56,4	(572,6)	(132,6)	485,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121,5	121,5
Resultado Líq. Eneva	191,2	45,4	460,3	697,0	51,0	(15,9)	732,1	460,3	(11,6)	(44,7)	(28,7)	27,3	56,4	(572,6)	(254,1)	364,5

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,5 milhões em EBITDA no 2T25 e de - R\$ 0,5 milhões no 2T24.

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 – 2T24	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	579,5	193,7	-	773,2	123,1	(120,4)	775,8	545,6	268,1	-	69,1	641,2	-	(0,1)	(107,6)	2.192,0
Deduções da Receita Bruta	(80,4)	(14,4)	-	(94,8)	(14,5)	15,8	(93,5)	(52,8)	(27,8)	-	(5,5)	(64,4)	-	1,1	9,8	(233,1)
Receita Operacional Líquida	499,1	179,3	-	678,4	108,6	(104,6)	682,4	492,7	240,3	-	63,6	576,7	-	1,1	(97,9)	1.958,9
Custos Operacionais	(237,7)	(108,6)	-	(346,2)	(49,4)	104,6	(291,0)	(200,5)	(121,4)	-	(64,2)	(483,3)	-	(0,6)	97,9	(1.063,0)
Depreciação e amortização	(40,9)	(39,6)	-	(80,5)	(18,9)	-	(99,4)	(98,8)	(50,5)	-	(27,5)	-	-	-	-	(276,2)
Despesas Operacionais ²	(8,5)	(7,3)	-	(15,8)	(29,3)	4,3	(40,8)	(2,8)	(10,1)	-	(3,0)	(11,3)	-	(85,6)	(43,1)	(196,7)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(8,3)	(7,3)	-	(15,6)	(26,6)	4,3	(38,0)	(2,8)	(9,7)	-	(2,9)	(10,9)	-	(60,5)	(4,3)	(129,2)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	-	(0,2)	(2,6)	-	(2,8)	0,0	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	-	(25,2)	(38,8)	(67,6)
Outras receitas/despesas	(2,7)	0,2	-	(2,5)	0,0	0,1	(2,3)	1,5	(3,1)	-	2,8	(0,4)	-	29,1	(0,1)	27,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	137,4	(101,4)	(0,0)
EBITDA ICVM 527/12	291,4	103,1	-	394,5	51,5	4,5	450,5	389,7	156,6	-	26,8	82,2	-	106,5	(141,8)	1.070,3
Resultado Financeiro Líquido	(26,8)	(17,7)	-	(44,5)	(13,5)	0,3	(57,7)	(416,4)	(37,9)	-	(7,9)	1,3	-	(399,6)	(0,5)	(918,7)
EBT	223,4	45,9	-	269,3	16,4	4,8	290,6	(125,5)	67,8	-	(8,7)	83,1	-	(318,2)	(181,2)	(192,1)
Impostos Correntes	(23,4)	(3,3)	-	(26,7)	-	-	(26,7)	13,3	(3,8)	-	(4,2)	(6,2)	-	(8,6)	-	(36,1)
Impostos Diferidos	(12,0)	(2,7)	-	(14,7)	-	-	(14,7)	(61,4)	(8,3)	-	1,1	(60,5)	-	1.558,8	-	1.415,1
Resultado Líq. Período	188,1	39,8	-	227,9	16,4	4,8	249,2	(173,5)	55,7	-	(11,8)	16,5	-	1.232,0	(181,2)	1.186,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120,2	120,2
Resultado Líq. Eneva	188,1	39,8	-	227,9	16,4	4,8	249,2	(173,5)	55,7	-	(11,8)	16,5	-	1.232,0	(301,3)	1.066,7

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,5 milhões em EBITDA no 2T25 e de - R\$ 0,5 milhões no 2T24.

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 – 1S25	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	1.411,9	410,4	1.356,2	3.178,5	409,9	(453,0)	3.135,3	1.900,8	561,5	0,7	222,5	3.571,2	271,1	0,0	(814,7)	8.848,4
Deduções da Receita Bruta	(157,1)	(22,2)	(228,9)	(408,2)	(61,2)	75,6	(393,8)	(193,1)	(57,7)	(0,8)	(15,6)	(297,9)	(27,6)	(0,0)	75,6	(910,9)
Receita Operacional Líquida	1.254,8	388,2	1.127,3	2.770,3	348,6	(377,5)	2.741,5	1.707,7	503,8	(0,1)	206,8	3.273,3	243,5	0,0	(739,1)	7.937,5
Custos Operacionais	(775,1)	(211,4)	(241,9)	(1.228,4)	(150,5)	377,9	(1.001,0)	(1.036,5)	(361,9)	(81,4)	(250,0)	(3.168,8)	(110,8)	(0,0)	732,9	(5.277,5)
Depreciação e amortização	(118,7)	(72,0)	(22,6)	(213,3)	(46,3)	-	(259,6)	(197,1)	(209,4)	(26,0)	(57,3)	-	(12,8)	-	16,8	(745,3)
Despesas Operacionais ¹	(16,3)	(10,4)	(2,4)	(29,2)	(126,0)	5,4	(149,7)	(7,2)	(13,6)	(8,6)	(7,7)	(27,4)	(5,0)	(603,6)	(11,3)	(834,2)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(15,8)	(10,4)	(2,4)	(28,6)	(118,3)	5,4	(141,4)	(7,2)	(12,7)	(5,3)	(7,4)	(26,4)	(5,0)	(152,0)	(5,4)	(362,8)
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(0,6)	(7,7)	-	(8,3)	(0,0)	(0,9)	(3,3)	(0,2)	(1,0)	(0,0)	(451,6)	(5,9)	(471,4)
Outras receitas/despesas	(2,4)	(0,3)	0,4	(2,3)	(0,2)	(0,4)	(2,9)	191,1	(1,4)	(0,5)	0,0	(10,1)	(6,7)	(17,3)	3,7	156,0
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(131,1)	(131,1)	-	-	-	-	-	-	517,8	(389,2)	(2,5)
EBITDA ICVM 527/12	580,2	238,2	905,9	1.724,3	126,0	(125,7)	1.724,6	1.052,2	337,3	(61,2)	6,8	68,1	133,8	348,4	(413,9)	3.196,1
Resultado Financeiro Líquido	(75,4)	(46,6)	4,3	(117,6)	238,1	1,0	121,5	(68,9)	(60,5)	0,5	(19,3)	1,2	(24,5)	(460,4)	5,2	(505,1)
EBT	385,6	119,6	887,6	1.392,9	310,1	(124,7)	1.578,3	786,2	66,5	(90,0)	(70,1)	68,3	96,5	(563,6)	(397,7)	1.474,3
Impostos Correntes	(48,3)	(8,2)	(20,2)	(76,7)	-	-	(76,7)	-	(6,4)	1,4	(8,2)	(11,1)	(4,2)	(0,0)	-	(105,1)
Impostos Diferidos	(15,1)	(9,3)	(2,2)	(26,6)	-	-	(26,6)	-	(5,9)	0,7	5,6	(10,2)	(1,3)	(376,7)	-	(414,4)
Resultado Liq. Período	322,2	102,2	865,3	1.289,6	310,1	(124,7)	1.475,0	786,2	54,2	(87,9)	(72,7)	47,0	91,0	(940,4)	(397,7)	954,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205,9	205,9
Resultado Liq. Eneva	322,2	102,2	865,3	1.289,6	310,1	(124,7)	1.475,0	786,2	54,2	(87,9)	(72,7)	47,0	91,0	(940,4)	(603,7)	748,9

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 7,2 milhões em EBITDA nos 6MT5 e de - R\$ 6,2 milhões nos 6M24.

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 – 1S24	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	1.245,6	392,2	-	1.637,8	313,9	(286,9)	1.664,8	1.085,1	533,7	-	140,3	1.156,2	-	(0,1)	(178,6)	4.401,4
Deduções da Receita Bruta	(162,9)	(25,0)	-	(187,9)	(42,3)	46,7	(183,4)	(103,4)	(55,3)	-	(9,0)	(119,7)	-	0,6	16,5	(453,7)
Receita Operacional Líquida	1.082,6	367,3	-	1.449,9	271,6	(240,2)	1.481,4	981,7	478,4	-	131,3	1.005,2	-	0,5	(162,1)	3.916,4
Custos Operacionais	(534,4)	(211,4)	-	(745,8)	(120,1)	240,2	(625,7)	(395,9)	(242,9)	-	(120,5)	(869,1)	-	(0,8)	162,1	(2.092,8)
Depreciação e amortização	(81,4)	(78,3)	-	(159,8)	(46,1)	-	(205,8)	(196,1)	(101,1)	-	(54,1)	-	-	-	-	(557,1)
Despesas Operacionais ¹	(16,8)	(13,7)	-	(30,5)	(72,2)	6,1	(96,7)	(6,5)	(20,9)	-	(7,0)	(26,2)	-	(153,7)	(100,9)	(411,9)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(16,2)	(13,7)	-	(29,9)	(66,9)	6,1	(90,7)	(6,6)	(20,3)	-	(6,8)	(25,5)	-	(120,4)	(6,0)	(276,4)
Depreciação e amortização	(0,6)	(0,0)	-	(0,6)	(5,3)	-	(5,9)	0,1	(0,6)	-	(0,2)	(0,7)	-	(33,2)	(94,8)	(135,5)
Outras receitas/despesas	(3,6)	(0,5)	-	(4,2)	0,0	0,2	(3,9)	0,9	(1,2)	-	3,0	(0,6)	-	59,8	(34,6)	23,4
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	572,0	(571,5)	0,5
EBITDA ICVM 527/12	609,8	219,9	-	829,8	130,8	6,3	966,9	776,2	315,1	-	61,1	141,3	-	511,1	(612,2)	2.159,5
Resultado Financeiro Líquido	(68,5)	(39,0)	-	(107,5)	(27,1)	0,5	(134,1)	(720,1)	(77,8)	-	(16,2)	4,1	-	(681,0)	(0,6)	(1.625,8)
EBT	459,3	102,6	-	561,9	52,3	6,8	620,9	(139,8)	135,5	-	(9,4)	113,3	-	(203,1)	(707,6)	(190,1)
Impostos Correntes	(46,6)	(6,3)	-	(52,9)	-	-	(52,9)	-	(6,3)	-	(7,5)	(20,8)	-	(8,6)	-	(96,1)
Impostos Diferidos	(29,5)	(11,0)	-	(40,5)	-	-	(40,5)	(43,0)	(21,7)	-	(3,7)	(71,9)	-	1.689,4	-	1.508,6
Resultado Liq. Período	383,2	85,4	-	468,5	52,3	6,8	527,6	(182,8)	107,5	-	(20,7)	52,0	-	1.477,7	(707,6)	1.253,6
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,8	247,8
Resultado Liq. Eneva	383,2	85,4	-	468,5	52,3	6,8	527,6	(182,8)	107,5	-	(20,7)	52,0	-	1.477,7	(955,3)	1.005,9

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 7,2 milhões em EBITDA nos 6MT5 e de - R\$ 6,2 milhões nos 6M24.

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

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



ENEVA 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 **2Q25**



2Q25 Earnings Conference Call

Thursday, August 14th, 2025

10:00 a.m. (US EDT)/11:00 a.m. (BRT)

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

Eneva discloses results for the second quarter of 2025

- **All-time high Consolidated EBITDA reaches R\$1,668.3 million in 2025, boosted by the performance of the Company's new recurring operations** added over the past year and by thermal assets' solid operational performance as dispatch demand returns;
- **On-Grid and Off-Grid Gas Trading contribute with more than R\$200.0 million EBITDA in 2025**, driven by gas trading desk results and the first quarter with Parnaíba liquefaction plant reaching 100% of its operational capacity; and
- **Value creation with higher incremental flow from regulated revenues of more than R\$362.0 million** between 3Q25 and late 2Q26 with early start of the 2021 Capacity Reserve Auction contracts for Viana, Parnaíba IV and Geramar I and II TPPs.

Rio de Janeiro, August 13th, 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 second quarter ended June 30th, 2025 (2Q25). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

2Q25 Highlights

- Consolidated EBITDA of R\$1,668.3 million, hitting another quarterly record for the third straight quarter, with R\$597.9 million growth versus 2Q24, reflecting the incoming results from the assets acquired in 4Q24, the solid operational performance of the Company's assets, boosted by the results of the Parnaíba Complex and Jaguatirica II TPP, as well as relevant contributions from the Off-grid and On-grid Gas Trading segments;
- EBITDA of R\$130.5 million from the On-Grid Gas Trading segment, reflecting the execution of short and medium-term firm and flexible gas sales contracts, as well as the seizing of opportunistic business transactions, tapping market price arbitrage, portfolio and contract optimization, in light of a dynamic market scenario;
- EBITDA of R\$78.5 million from the Off-Grid Gas Trading segment, reflecting the first quarter with Parnaíba Complex liquefaction plant reaching 100% of its operational capacity, evidencing the potential for value creation from this new operation, which is still ramping up the total volume contracted up to 4Q26, and whose total gas liquefaction capacity will surge by 50% over the next two years upon the construction of another train with natural gas liquefaction capacity of 300,000 m³/day;
- Return of merit order dispatch by the TPPs of the portfolio since 2Q25, with 3Q25 already adding 1,380 GWh of gross energy generation in the SIN until August 11th, 2025¹, surpassing the volume generated in 2Q25. In addition, the Porto de Sergipe I and Luiz Oscar Rodrigues de Melo TPPs ("Linhares TPP") were already called for early dispatch for 3 and 2 weeks, respectively, between September and October 2025, reflecting higher energy prices expected by the ONS;
- Financing contract of R\$500 million for the construction and implementation of the Azulão 950 project, reaching more than R\$2.5 billion in contracted volume, with a weighted average cost of IPCA + 4.13% p.y.;
- As subsequent events to 2Q25, we highlight:
 - (i) Early start of the Company's thermal power contracts winning bidders in the 2021 Capacity Reserve Auction, originally scheduled to commence on July 2026, but have been brought forward to August 2025, for the Viana TPP, and October 2025, for Parnaíba IV and Geramar I and II TPPs. This early start represents a relevant contribution to bolster the Company's cash position, with an increase of nearly R\$362 million² in fixed revenues.
 - (ii) Approval, on July 24th, 2025, of the tax benefit renewal by SUDENE, reducing Corporate Income Tax by 75% for the Parnaíba II Geração de Energia S.A. subsidiary, which consolidates the operation of Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV and Parnaíba VI TPPs, under the Total Modernization mode, given the investments made to streamline and upgrade the production units. The new tax relief will take effect from January 1st, 2025 to December 31st, 2034;
 - (iii) Approval, on July 25th, 2025, of the new regulatory CVUs, under the dispatch mode to serve load peaks, for the Company's TPPs which were contractually committed to early dispatch, granting the plants with a new generation option for the SIN: (i) R\$968.27/MWh for Porto de Sergipe I TPP; and (ii) R\$1,251.82/MWh for Linhares TPP. The new CVUs, referring to June 2025, will be monthly readjusted by the JKM index and the BRL/USD FX rate, and will take effect from September to December, 2025.

Main Indicators - Consolidated

(R\$ million)	2Q25	2Q24	Var. %	1H25	1H24	Var. %
Net Operating Revenues	3,514.0	1,943.0	80.9%	7,937.5	3,947.7	101.1%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,668.3	1,070.4	55.9%	3,196.1	2,159.8	48.0%
EBITDA Margin (%)	47.5%	55.1%	-7.6 p.p.	40.3%	54.7%	-14.4 p.p.
Eneva Net Income ³	364.5	1,066.7	-65.8%	748.9	1,005.9	-25.6%
Investments (Accrual basis)	1,600.5	793.2	101.8%	2,461.6	1,247.9	97.3%
Operating Cash Flow	1,300.9	958.4	35.7%	2,319.1	2,065.7	12.3%
Net Debt (R\$ Billion) ⁴	15,315.4	17,828.7	-14.1%	15,315.4	17,828.7	-14.1%
Net Debt/EBITDA LTM ⁵	2.71x	4.36x	-1.65x	2.71x	4.36x	-1.65x

¹ Source: Data available on the website of the ONS, at: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

² Base date November/24, the monthly installments of which will be readjusted as from November 2025 based on the 12-month accumulated IPCA inflation index until October 2025.

³ Net Result deducting minority interest in subsidiaries.

⁴ The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.

⁵ 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.

Key Operational Data

Operational Data

► Upstream	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24
Parnaíba					
Production (bcm)	0.31	0.15	0.53	0.67	0.04 ⁶
Remaining reserves (bcm)	35.7	36.0	36.1	36.7	37.3
Amazonas					
Production (bcm)	0.06	0.06	0.06	0.05	0.06
Remaining reserves (bcm)	9.7	9.8	9.8	9.9	9.9
► Gas Thermal Generation - Parnaíba					
Parnaíba I					
Availability (%)	97%	100%	98%	99%	100%
Dispatch (%)	32%	7%	66%	85%	10%
Net Generation (GWh)	452	108	939	1,252	155
Gross Generation (GWh)	473	114	984	1,309	162
Parnaíba II					
Availability (%)	99%	84%	95%	99%	100%
Dispatch (%) ⁷	52%	32%	92%	82%	0%
Net Generation (GWh)	550	346	998	898	0
Gross Generation (GWh)	582	363	1,047	942	0
Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Availability (%)	93%	100%	100%	100%	99%
Dispatch (%)	32%	15%	45%	40%	0%
Net Generation (GWh)	179	66	169	154	0
Gross Generation (GWh)	191	68	176	159	0
Parnaíba IV					
Availability (%)	100%	98%	96%	96%	100%
Dispatch (%)	11%	0%	44%	71%	19%
Net Generation (GWh)	14	0	51	83	19
Gross Generation (GWh)	15	0	53	85	21
Parnaíba V					
Availability (%)	55% ⁹	100%	99%	100%	100%
Dispatch (%)	6%	9%	71%	90%	11%
Net Generation (GWh)	39	65	543	700	82
Gross Generation (GWh)	43	68	573	740	88
► Gas Thermal Generation - Roraima					
Jaguatirica II					
Availability (%)	100%	99%	91%	85%	97%
Dispatch (%)	76%	81%	83%	68%	75%
Net Generation (GWh)	201	211	224	180	198
Gross Generation (GWh)	209	221	234	189	207

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:

⁶ Data for Upstream Parnaíba relating to 2Q24 were revised.

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.

Key Operational Data

► Gas Thermal Generation – Third-party LNG

Porto de Sergipe I (Sergipe Hub)

	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24
Availability (%)	84%	99%	92%	96%	95%
Dispatch (%)	0%	0%	4%	0%	0%
Net Generation (GWh)	4	0	145	0	0
Gross Generation (GWh)	5	0	155	0	0

Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 TPPs (PCS - CER)¹⁰

Availability (%)	100%	96%	100%	100%	92%
Dispatch (%)	2%	1%	2%	3%	0%
Net Generation (GWh)	9	3	5	11	1
Gross Generation (GWh)	9	3	5	11	1

LORM TPP⁶

Availability (%)	100%	94%	98%	99%	76%
Dispatch (%)	1%	0%	34%	0%	0%
Net Generation (GWh)	5	1	145	0	1
Gross Generation (GWh)	6	1	145	0	1

► Coal Thermal Generation

Itaqui and Pecém II

	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24
Availability (%)	98%	81%	82%	94%	100%
Dispatch (%)	0%	0%	30%	19%	0%
Net Generation (GWh)	0	2	420	265	0
Gross Generation (GWh)	0	3	473	298	0

► Oil Thermal Generation ^{10,11}

Viana & Geramar I and II

	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24
Availability (%)	100%	43%	98%	98%	100%
Dispatch (%)	0%	0%	5%	7%	0%
Net Generation (GWh)	0	0	35	75	0
Gross Generation (GWh)	0	0	37	75	0

► Solar Generation

Futura 1

	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24
Availability (%)	98%	98%	78%	97%	97%
Capacity Factor (%) ¹²	28%	28%	33%	30%	27%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	-69	-81	-49	-91	-21
Gross Generation After Restriction (GWh)	339	337	338	360	370
Net Generation (GWh)	337	334	336	357	367

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. The generation of these assets only pertains to Eneva as from the closing of their acquisitions.

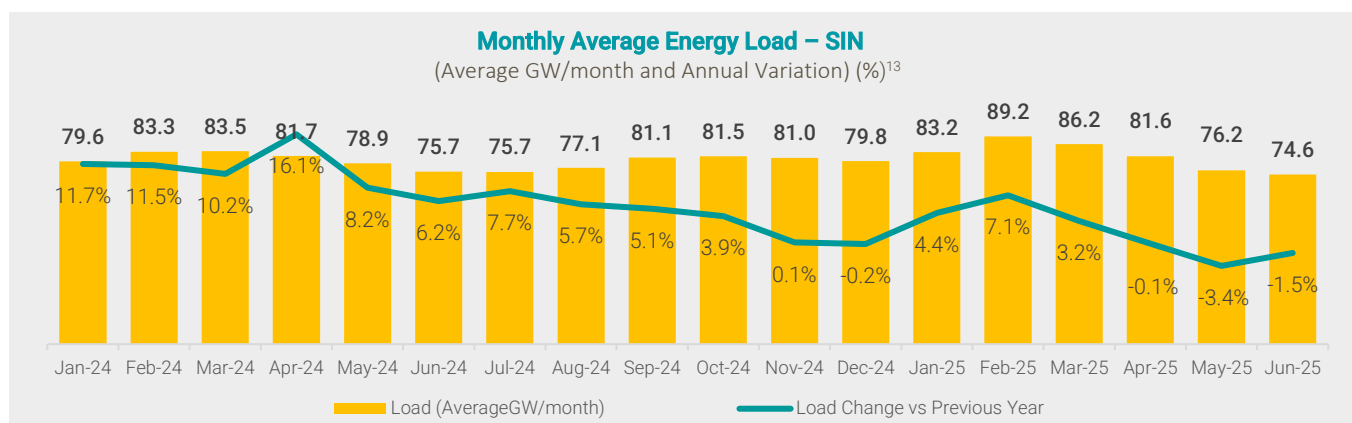
¹¹ The regulated contracts for the Viana and Geramar I and II TPPs ended in December 2024. These TPPs may be activated by the ONS to generate merchant power until the start of their respective regulated contracts for the 2021 Capacity Reserve Auction, in August 2025 and October 2025, respectively.

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).

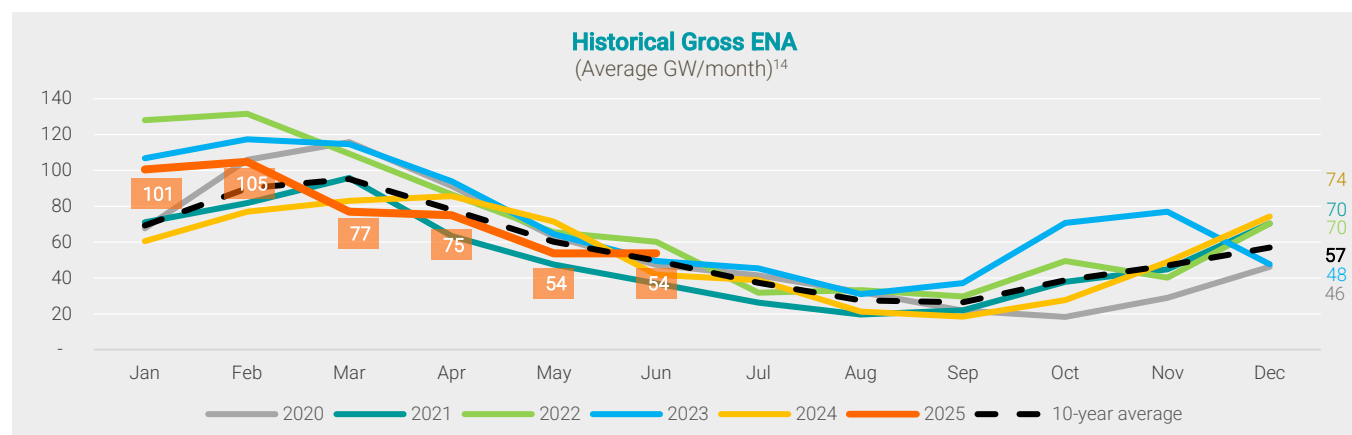
Industry Environment

- Return of regulatory merit order thermal dispatch in the SIN, given lower rainfall volume in the period, despite still comfortable reservoir levels
- Power shortage prospects in the SIN to serve daily and hourly load peaks of up to 4 GW in 2H25 trigger the approval of urgent measures in the sector to ensure energy security, with the addition of available and flexible power to the system
- Signs of energy import demand from Argentina as from June, based on expected seasonality, with Brazilian exports limited by the need of thermal generation to the SIN

Following multiple and consecutive periods of growth and record-breaking daily and instantaneous loads observed until 1Q25, the second quarter 2025 experienced a decline in the system's energy load, primarily reflecting the lower average temperatures recorded for the period in 2025 compared to historical averages. Accordingly, the average electricity load of the National Interconnected System ("SIN") totaled average 77.5 GW in 2Q25, compared to average 86.1 GW in 1Q25 and average 78.8 GW in 2Q24.



The second quarter of 2025 was marked by rainfall volumes and Affluent Natural Energy ("ENA") lower than the historical averages of the past 10 years in the North and Northeast subsystems and in line volumes with the historical average in the Southeast/Mid-West (SE-CO) subsystem. The South subsystem, however, faced two atypical severe situations in the period: ENA levels below historical averages in April and May of 2025, and the comeback of high rainfall volumes in June 2025, leading the monthly average volume to break its 10-year average history.

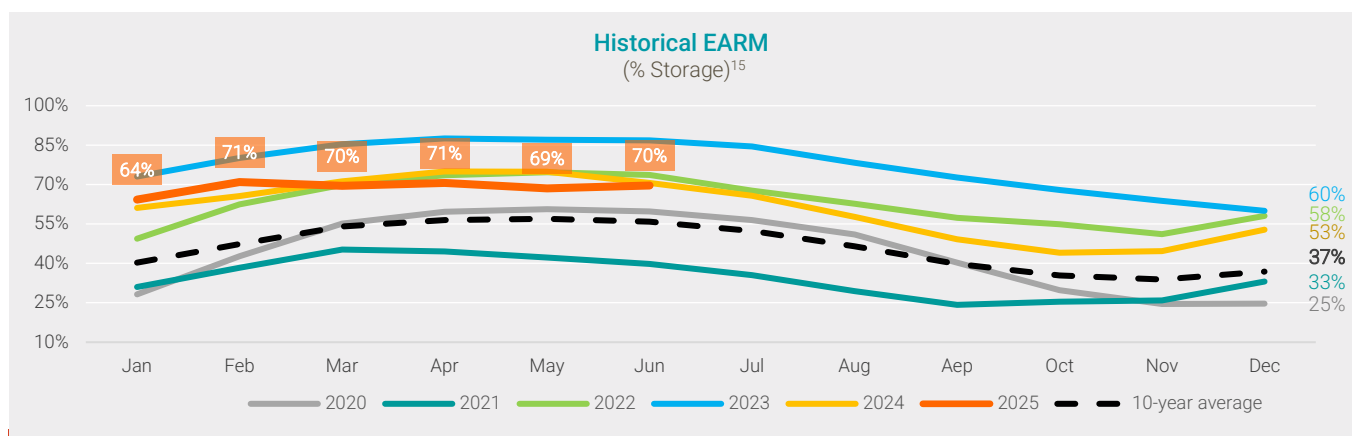


Stored Energy volumes ("EARM") in hydro reservoirs displayed divergent behaviors across submarkets in 2Q25: SE-CO and North subsystems held steady levels compared to late 1Q25 throughout the quarter, whereas the Northeast and South subsystems stayed below the previous quarter's average volumes for nearly the entire period. The South subsystem exceptionally reversed the upward trend in June 2025, given the strong rainfall levels recorded, with EARM for the 2Q25 closing 20 p.p. higher than in March 2025. Despite the slight reduction in the SIN's overall storage levels, EARM volumes in all subsystems remained above historical averages by the end of 2Q25.

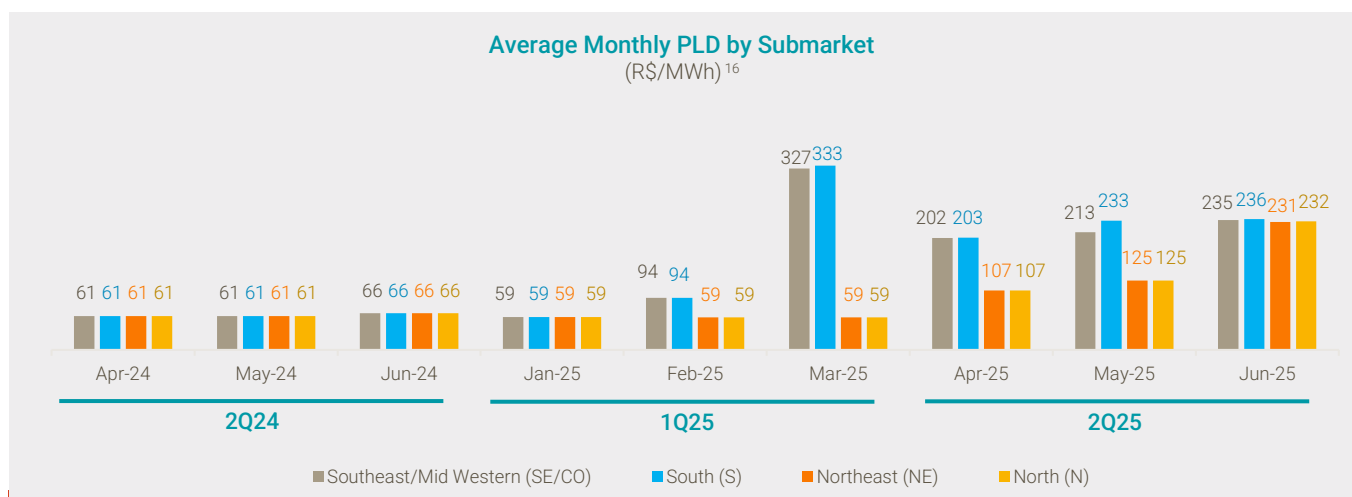
Notes:

¹³ Source: ONS website: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed in July 2025.

¹⁴ Source: ONS website: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Accessed in July 2025.



Despite still comfortable reservoir levels and reduced load, the Difference Settlement Price ("PLD") remained above floor levels across all submarkets throughout 2Q25, albeit below the record highs recorded in the SE/CO and South in March 2025. Notably, significant PLD disparities across SIN submarkets continued during the 2Q25, especially in the first two months of the quarter. On several days of April and May 2025, the North and Northeast recorded lower hourly PLDs than the remaining submarkets, though outpacing the floor of R\$58.60/MWh, reflecting higher seasonal water generation from run-of-river plants and higher seasonal solar generation throughout the region in early 2Q25. Conversely, elevated PLDs in the Southeast and South submarkets resulted mainly from the seasonally-expected deterioration of hydrological conditions in these regions and the beginning of the hybrid Newave Model, which considers hydroelectric reservoirs individually, with stricter risk-aversion criteria, and tends to bring more security and reliability to the system, as well as higher price elasticity in scenarios of reduced short-term hydrology.



Following the outlined context above, hydroelectric sources started reducing their relative share in relation to the SIN's total energy generation in 2Q25, from an average of 68% at the end of 1Q25 to a daily average of 60% in 2Q25, below the 65% average recorded in 2Q24.

Solar generation slightly reduced its relative share of 13% in 1Q25 to 12% in 2Q25, although remaining above the 9% share recorded in 2Q24. Its absolute share followed this trend, shrinking from average 10.8 GW in 1Q25 to average 9.2 GW in 2Q25, but still above the average 7.2 GW in 2Q24. The year-over-year growth mainly reflects the addition of installed capacity from centralized sources and distributed generation, while the quarter-over-quarter reduction is in line with the expected seasonality for the period, with lower average irradiance levels in the second quarter against the first quarter.

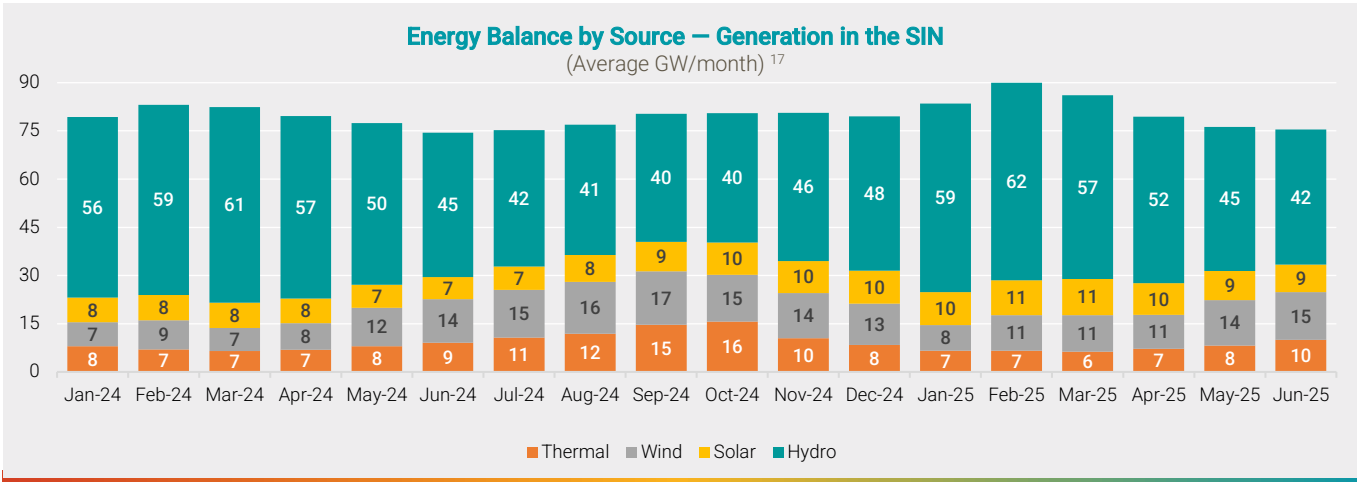
Wind generation's share in the SIN's total generation grew in both comparison periods, reaching 17% in 2Q25, against 12% in 1Q25 and 15% in 2Q24, reflecting the greater intensity of winds on the Brazilian coast this quarter compared to the same period last year, which benefited the main wind farms.

Notes:

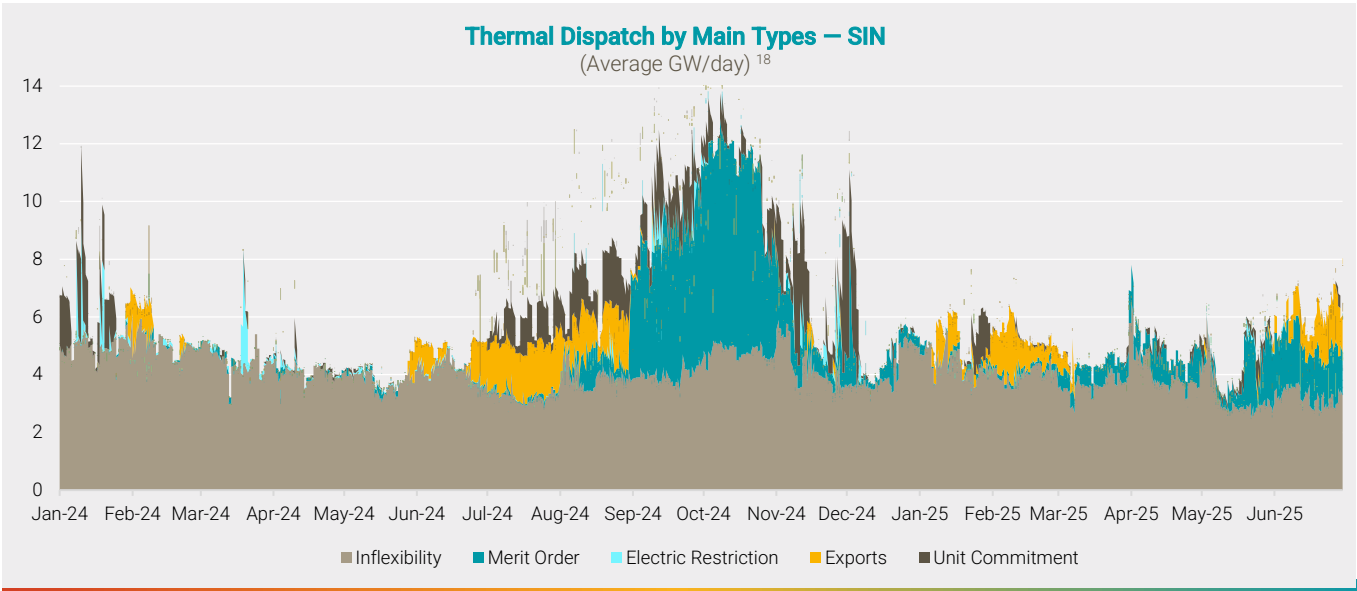
¹⁵ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Accessed in July 2025.

¹⁶ Source: Data available on the website of the Electric Power Trading Chamber - CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Accessed in July 2025.

Given the deterioration of hydro conditions during part of the period, thermal dispatch improved its relative share in 2Q25, contributing with 11% of the SIN's total generation, versus 8% in 1Q25 and 10% in 2Q24.



Against this background, the increasing trend in regulatory merit-order thermal dispatch by the SIN persisted from 2Q25 onwards. Furthermore, sporadic out-of-merit order dispatch was observed during the period due to electrical reasons and unit commitment purposes, though less frequently than in 2024, to address daily and hourly load peaks.



The out-of-merit order thermal plants dispatch, with CVUs higher than the maximum hourly PLDs, requested by the ONS to supply instantaneous power, reflects the system's structural conditions, as well as operational constraints on the minimum and maximum outflow to be observed by hydroelectric power plants, the multiple use of water restrictions imposed on the ONS and the growing intermittent matrix of the SIN. This effect, since late 2023, has led to dispatches due to electrical restriction to ensure the electricity system's reliability and stability, with varying frequency during the months, according to systemic need, despite a scenario of historically high average reservoir levels.

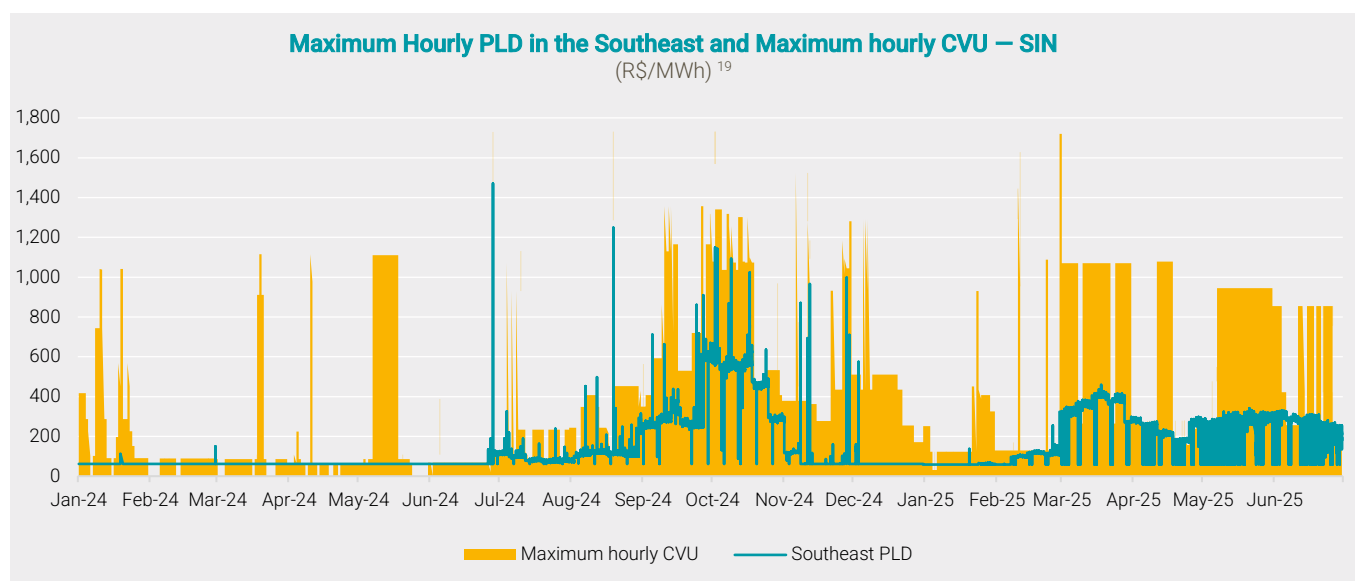
In this regard, in May 2025, the National System Operator (ONS) announced the likelihood of a power deficit of nearly 4.2 GW in the second half of 2025 (2H25), as evidenced in some scenarios of the SIN's electricity planning models, such as operating reserve resources being depleted in earlier 2025, mainly due to greater demand during peak hours and potential delays in generation and transmission works. To mitigate the risk of a deficit and ensure the system's energy security, the Electricity Sector Monitoring Committee, supported by ONS studies, recommended various measures that were implemented between June and July of 2025 by the sector's regulatory, planning and operating bodies, such as advancing capacity contracts for thermal plants contracted in

Notes:

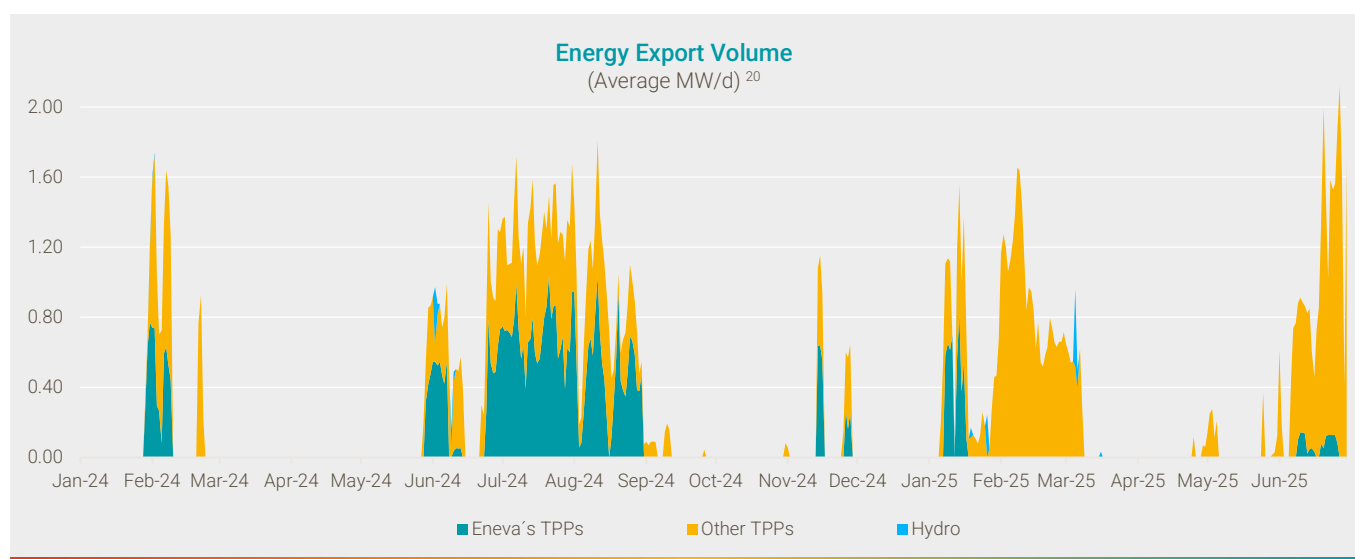
¹⁷ Source: ONS website, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed in July 2025.

¹⁸ Source: Data available on the website of the ONS – Open Data on Thermal Generation by Dispatch Reason, available at: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Accessed in July 2025.

2021 (a total of 2.3 GW of plants that will become available to the system as of 2H25, including Viana, Geramar I and II and Parnaíba IV TPPs, from Eneva's thermal portfolio) and the possibility of offering generation with operational flexibility conditions from the SIN's operational plants with early dispatch contracts (which add up to nearly 2GW of flexible capacity to the system, including Linhares and Porto do Sergipe I TPPs from the Company's portfolio).



Following expected seasonal patterns, Brazil's energy exports declined at the beginning of the quarter as Argentina experienced milder mid-season temperatures, showing signs of strong demand for energy imports returning to the country at the end of the quarter, with the approach of winter and the significant reduction in average temperatures. However, despite the strong demand, energy exports were impacted by the increased thermoelectric dispatch demanded by the SIN.



Notes:

¹⁹ Source: Data available on the websites of CCEE (PLD) and ONS (CVU of marginal TPP that generated) – Accessed in July 2025.

²⁰ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Accessed in July 2025; and hydroelectric generation data for turbinable flow exports available on the website of the Electric Power Trading Chamber - CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Accessed in July 25.

Financial Performance

Consolidated

(R\$ million)

	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Net Operating Revenues	3,514.0	1,943.0	80.9%	7,937.5	3,947.8	101.1%
Operating Costs	(1,747.1)	(770.9)	126.6%	(4,532.2)	(1,535.7)	195.1%
Operating Expenses	(195.9)	(129.2)	51.6%	(362.8)	(276.4)	31.3%
SG&A	(117.9)	(108.4)	8.7%	(244.8)	(217.5)	12.5%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(26.1)	(22.2)	17.9%	(49.9)	(42.9)	16.4%
Other expenses	(91.7)	(86.2)	6.4%	(194.9)	(174.7)	11.6%
Exploration Expenses - Geology and Geophysics	(78.0)	(20.8)	275.3%	(118.0)	(58.9)	100.3%
Dry Wells and Provision for Doubtful Debts	(29.6)	-	N/A	(30.7)	(23.2)	32.2%
Depreciation and Amortization Costs	(428.4)	(276.2)	55.1%	(745.3)	(557.1)	33.8%
Depreciation and Amortization Expenses	(233.4)	(67.6)	245.4%	(471.4)	(135.5)	247.9%
Amortization of Capital Gains and Goodwill	(222.7)	(59.2)	275.8%	(446.8)	(118.5)	277.1%
Other Revenue/Expenses	96.5	27.5	251.5%	152.3	23.4	551.9%
Equity Income	0.8	0.0	10,823.8%	1.2	0.5	143.3%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,668.3	1,070.4	55.9%	3,196.1	2,159.5	48.0%
Net Financial Result	(251.8)	(918.7)	-72.6%	(505.1)	(1,625.8)	-68.9%
EBT	754.8	(192.1)	492.9%	1,474.3	(158.8)	1,028.2%
Current taxes	(36.8)	(36.1)	1.7%	(105.1)	(96.1)	9.3%
Deferred taxes	(232.0)	1,415.1	-116.4%	(414.4)	1,508.6	-127.5%
Net Income for the Period	485.9	1,186.9	-59.1%	954.8	1,253.6	-23.8%
Net Income - Minority Interest	121.5	120.2	1.1%	205.9	247.8	-16.9%
Eneva Net Income	364.5	1,066.7	-65.8%	748.9	1,005.9	-25.6%

In 2Q25, consolidated EBITDA as of ICVM totaled R\$1,668.3 million, reaching another historical milestone with the Company's all-time high quarterly result, or a R\$598.0 million year-over-year growth driven by the solid operational performance of the Company's portfolio, as well as relevant contributions from the first quarter with the off-grid gas trading segment ("Off-Grid") reaching 100% of its operational capacity, significant results from the on-grid gas trading segment ("On-grid") and the results of the assets acquired in 4Q24.

The key highlights behind the EBITDA growth in 2Q25 versus 2Q24 include:

- R\$466.3 million higher EBITDA from the gas-fired thermal assets of Linhares Geração S.A. ("Linhares"), Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), Povoação Energia S.A. ("Povoação") located in Espírito Santo (jointly referred to as "Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants"), acquired in 4Q24;
- R\$134.2 million growth in the Sergipe Hub's EBITDA, mainly boosted by the relevant performance of the Gas Trading Desk, which in yet another quarter leveraged its results by tapping opportunities in the market and price arbitrage favorable conditions;
- First quarter of operation with 100% of the Parnaíba Complex gas liquefaction plant capacity, reaching an EBITDA of R\$78.5 million in Off-Grid Gas Trading, reflecting the segment's consolidation after the stabilization period. It is worth noting that the 2Q25 EBITDA does not yet reflect the segment's full potential, since one of the contracts signed, whose maximum demand will achieve 25% of the plants' total nominal volume, will show a gradual increase in the contracted volume until 4Q26;

- R\$35.2 million growth in the Upstream segment's EBITDA, mainly supported by higher variable margin in the period, basically as a result of the increased volume of gas produced at the Parnaíba Complex, due to higher dispatch in 2Q25. It is worth noting that revenues from the gas trading and leasing between R2W thermal plants and the Upstream are eliminated in the Consolidated segment (whose total Upstream revenues account for R\$123.0 million of the total Upstream variation in the period), but have an impact on each segment's individual variation;
- R\$34.5 million growth in the Parnaíba Complex assets' EBITDA, reflecting higher fixed margin and the contribution of revenues related to the higher average dispatch versus 2Q24, which more than offset the one-off negative effects on the trading margin in the period, reaching an EBITDA of R\$325.9 million in 2Q25;
- Jaguaticira II TPP's EBITDA came R\$11.0 million higher than in 2Q24, driven by a combination of higher fixed contractual revenues and lower fixed costs, deductions due to unavailability and SG&A in the quarter;
- R\$9.4 million higher EBITDA of the Coal-Fired Generation assets, reflecting the fixed revenues contractual readjustment, which more than offset higher fixed costs and the slight negative impact of the variable margin in the period.

On the other hand, EBITDA in 2Q25 was impacted by factors that partially offset the positive performance of the aforementioned segments, as follows:

- EBITDA of R\$10.0 million in the Energy Trading segment, or a decline of R\$72.1 million versus 2Q24, impacted by the lower commercial margin in the period, also reflecting the results of the energy swaps in the form of energy purchase and sale contracts carried out with the Solar Generation segment in 2Q25;
- R\$42.8 million decline in the Holding & Other's (ex-Equity Income) EBITDA, mainly driven by one-off effects that positively benefited 2Q24 and distorted the quarter-over-quarter comparison, such as (i) the revenue recognition totaling R\$32.0 million referring to credits from the SPE Amapari's fuel consumption account (CCC) in 2Q24 and (ii) the R\$4.0 million reversal in capitalized costs in that period relating to retroactive expenses for the Azulão 950 project in that period;
- Booking of negative R\$30.6 million in EBITDA from Oil-Fired Generation assets, reflecting the fixed costs and SG&A expenses required to maintain the plants' operations until the start of contracts relating to the 2021 Capacity Reserve Auction, whose start dates were brought forward from July 2026 to August 2025 in the case of Viana TPP and October 2025 for Gera Maranhão I and II TPPs;
- Negative variation of R\$14.8 million in Solar Generation's EBITDA, mainly due to higher energy purchase costs and charges reimbursement with the higher volume of curtailments in 2Q25 versus 2Q24.

In 2Q25, Depreciation and Amortization ("D&A"), including costs and expenses, came negative R\$661.8 million, a R\$318.0 million increase compared to 2Q24, impacted mainly by the initial impact of costs and expenses with depreciation of the assets acquired and the assets that started operating the period, in addition to: (i) negative R\$144.5 million referring to the amortization of gains and losses and goodwill of the assets acquired in 4Q24 (negative R\$15.2 million of which were deductible for IRPJ/CSL purposes); and (ii) R\$101.9 million increased D&A costs of the Coal-Fired Generation segment, referring to the application of accelerated booking depreciation of certain components of the plants' that will not be reused in eventual change of fuel source after the first contractual cycle.

In 2Q25, the net financial result came negative R\$251.8 million, a R\$666.9 million improvement on the negative R\$918.7 million recorded in 2Q24, driven by the following recurring and non-cash effects: (i) a R\$588.1 million impact on the FX rate variation on the US dollar-denominated liability related to the FSRU lease of the Porto de Sergipe I TPP in the year-over-year comparison, reflecting the exchange rate devaluation in 2Q25, while in 2Q24 a negative impact was recorded due to the US dollar appreciation in that quarter; and (ii) a positive variation of R\$118.1 million in the losses/gains on derivatives line between 2Q25 and 2Q24, mainly related to the positive result in 2Q25 from the mark-to-market of the swap operations related to receivables from anticipation from Porto de Sergipe I TPP, due to the reduction in the DI futures curve in the medium and long term.

Current and deferred taxes totaled negative R\$268.8 million in 2Q25, driven by a higher deferred tax liability on the FSRU exchange variation as a result of the positive effect generated in the quarter due to the exchange rate devaluation, and a lower booking of deferred tax assets in the period. In 2Q24, the lines totaled a positive amount of R\$1,379.0 million, reflecting the one-off effect of R\$1,429.7 million related to the write-off of the balance of the deferred tax liability related to the capital gains of Celse recorded upon its incorporation by the Holding in 2Q24, enabling the deductibility of the amortization of the capital gains for tax purposes..

As a result of all the effects mentioned above, and disregarding the net result from minority interests, the Company's consolidated net income totaled R\$364.5 million in 2Q25.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow

(R\$ million)

	2Q25	2Q24	Abs. Var.	1H25	1H24	Abs. Var.
Beginning of Period Cash Position ²¹	4,765.8	2,387.7	2,378.1	3,866.3	2,592.6	1,273.7
(+) Cash Flow from Operating Activities (CFO)	1,300.9	958.4	342.5	2,319.1	2,065.7	253.4
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,668.3	1,070.4	597.9	3,196.1	2,159.5	1,036.6
Changes in Working Capital	(177.8)	(56.9)	(120.9)	(575.4)	(2.0)	(573.4)
Income Tax and Social Contribution	(34.6)	(53.5)	19.0	(133.5)	(99.0)	(34.5)
Var. in Other Assets & Liabilities	(155.1)	(1.6)	(153.5)	(168.1)	7.2	(175.3)
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	(1,471.8)	(508.1)	(963.7)	(2,388.2)	(1,110.2)	(1,278.0)
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	(739.0)	(1,137.7)	398.6	58.6	(1,847.8)	1,906.5
Debt Funding/Disbursements	5.4	2,621.6	(2,616.2)	1,799.3	2,659.5	(860.3)
Principal Amortization ²²	(223.5)	(3,131.0)	2,907.5	(457.4)	(3,206.3)	2,748.9
Interest Amortization ²²	(348.8)	(284.6)	(64.3)	(733.0)	(763.2)	30.2
Lease	(98.4)	(104.4)	5.9	(203.1)	(209.4)	6.3
Others	(73.6)	(239.3)	165.7	(347.1)	(328.5)	(18.7)
(=) Total Cash Generation in the Period	(910.0)	(687.6)	(222.4)	(10.5)	(892.5)	882.0
End of Period Cash Position ²¹	3,855.8	1,700.1	2,155.7	3,855.8	1,700.1	2,155.7

The Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,300.9 million in 2Q25, reflecting the quarter's solid operating results, mainly mitigated by negative working capital variation in the period and other assets and liabilities.

The need for working capital in the quarter reflects a combination of various effects, in particular: (i) a negative net effect of nearly R\$105.0 million considering accounts payable (suppliers) and accounts receivable transactions relating to the operations structured in 4Q24 in the energy trading segment, with payables and receivables referring to March 2025 having been settled and received (cash effect) in April 2025; (ii) negative R\$31.0 million in suppliers write-offs relating to the plants' insurance payments provisioned at the end of 2024.

The negative variation of R\$155.1 million in other assets and liabilities in 2Q25 was basically due to the accrual of non-operating revenues receivable referring to the LNG load optimization operation with the Porto de Sergipe I TPP's fuel supplier.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$1,471.8 million in 2Q25, resulting mainly from the following disbursements:

- R\$658.5 million related to the Azulão 950 project, considering the payments directed to the E&P development and the construction of the plants;
- R\$573.6 million referring to various projects at the Holding, including expenses relating to the acquisition and development of thermal projects in Eneva's pipeline for future auctions;
- R\$127.8 million related to the exploration Upstream activities in the Amazon and Parnaíba basins and the field development in the Parnaíba Basin;
- R\$51.0 million in sustaining investments in the Company's operating assets;
- R\$34.6 million directed to the Off-Grid Gas Trading segment (SSLNG) at the Parnaíba Complex;
- R\$26.3 million referring to the remaining payments related to the implementation of the Parnaíba VI TPP.

Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net inflow of R\$739.0 million in 2Q25, mainly due to the following impacts:

- Amortization of principal, interest payment, net of release of escrow accounts related to financing, totaling R\$572.4 million, following mostly of the expected debt payment schedule for debentures and contracted financing;

Notes:

²¹ Includes cash, cash equivalents and securities.

²² 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.

- Payments of R\$98.4 million in lease, of which R\$84.7 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\$60.4 million in principal and interest rate, under the "Other" line, related to contracts for the partial anticipation of receivables from credit rights of fixed revenues of Itaquí and Pecém II TPPs; and R\$47.8 million in half-yearly dividends paid to Itaú Unibanco S.A. referring to the bank's stake in the preferred shares issued by wholly-owned subsidiary Eneva Participações III S.A.; offset by positive effects related to the settlement of derivative financial instruments in the period totaling R\$37.0 million.

As a result, Eneva ended 2Q25 with a consolidated free cash balance of R\$3,855.8 million, a R\$910.0 million decrease versus a cash position at the end of 1Q25.

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 Generation²³

(R\$ million)	2Q25	2Q24 ²⁴	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	793.7	579.5	37.0%	1,411.9	1,245.6	13.4%
Fixed Revenues	545.4	494.5	10.3%	1,092.0	989.6	10.4%
Variable Revenues	248.3	84.9	192.3%	319.8	256.0	24.9%
Contractual	126.3	1.8	7,045.9%	126.6	33.0	283.3%
Spot market	122.0	83.2	46.7%	193.3	223.0	-13.3%
Export	18.7	71.1	-73.8%	61.8	131.9	-53.2%
Trading	30.0	14.2	111.1%	36.8	33.5	9.7%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(6.1)	-	N/A	5.8	-	N/A
Other	79.4	(2.1)	3,831.5%	88.9	57.6	54.4%
Deductions from Gross Revenues	(82.0)	(80.4)	2.0%	(157.1)	(162.9)	-3.6%
Fixed Revenues Return	(2.3)	(22.2)	-89.7%	(15.3)	(38.0)	-59.7%
Net Operating Revenues	711.7	499.1	42.6%	1,254.8	1,082.6	15.9%
Operating Costs	(437.8)	(237.7)	84.2%	(775.1)	(534.4)	45.0%
Fixed Costs	(156.0)	(148.6)	5.0%	(315.4)	(293.0)	7.7%
Transmission and regulatory charges	(55.9)	(49.4)	13.0%	(111.6)	(99.6)	12.0%
O&M	(30.7)	(33.0)	-6.8%	(65.0)	(61.0)	6.6%
GTP fixed lease	(69.4)	(66.2)	4.8%	(138.8)	(132.4)	4.8%
Variable Costs	(220.4)	(48.1)	358.2%	(341.0)	(160.0)	113.2%
Natural Gas	(120.2)	(23.5)	410.2%	(178.6)	(104.4)	71.0%
Distributor	(10.0)	(2.8)	260.1%	(13.4)	(8.7)	53.4%
GTP variable lease	(17.2)	(4.4)	288.9%	(23.0)	(11.0)	108.5%
Trading ²⁵	(66.7)	(16.7)	299.6%	(70.8)	(33.2)	112.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(0.4)	-	N/A	(47.2)	-	N/A
Other	(6.0)	(0.7)	777.9%	(8.1)	(2.5)	217.6%
Depreciation and Amortization	(61.5)	(40.9)	50.2%	(118.7)	(81.4)	45.8%
Operating Expenses	(8.0)	(8.5)	-6.1%	(16.3)	(16.8)	-2.8%
SG&A	(7.7)	(8.3)	-7.4%	(15.8)	(16.2)	-2.6%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.2)	62.7%	(0.5)	(0.6)	-9.9%
Other Revenue/Expenses	(1.8)	(2.7)	-34.5%	(2.4)	(3.6)	-35.2%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	325.9	291.4	11.8%	580.2	609.8	-4.9%
EBITDA Margin (%)	41.1%	50.3%	-9.2 p.p.	41.1%	49.0%	-7.9 p.p.

Parnaíba Complex's TPPs fixed revenues surged 10.3% in 2Q25 in relation to same period last year, reflecting (i) the R\$27.8 million fixed revenues growth in 2Q25 related to the start in 1Q25 of the regulated contract for the Parnaíba VI TPP, which will add total annual contracted revenue of R\$118.0 million 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. The Parnaíba IV TPP recently had the start of its contract for the 2021 Capacity Reserve Auction brought forward from July 2026 to October 2025, thus generating incremental revenues for the Parnaíba Complex as of 4Q25.

Notes:

²³ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

²⁴ The 2Q24 results reflect the Company's managerial results, with slight variations in relation to the figures disclosed in the accounting Quarterly Information (ITR) for the period.

²⁵ In addition to trading costs, it considers energy purchase operations based on the assets' circumstantial needs in the quarter.

Fixed costs rose 5.0% in 2Q25 over 2Q24 to R\$156.0 million, reflecting: (i) the R\$6.4 million TUST increase and regulatory charges, both due to annual readjustment of TUST in July 2024 and additional costs related to the regulated contract for the Parnaíba VI TPP started in earlier 2025; (ii) R\$3.2 million higher fixed lease costs, which are eliminated in the Company's consolidated view, related to the readjustment applied in January 2025 between the Upstream segment and the Parnaíba Complex; (iii) partially offset by the R\$2.2 million lower O&M costs, reflecting the postponement of maintenance that took place in the same period of 2024, reducing costs quarter-over-quarter, besides decreased personnel expenses.

The fixed margin of the Parnaíba Complex plants in 2Q25 totaled R\$334.6 million, a R\$38.4 million increase versus 2Q24, driven by the COD of Parnaíba VI TPP and fixed revenues growth, more than offsetting the higher fixed costs in the period.

Variable revenues in 2Q25 totaled R\$248.3 million, R\$163.4 million higher than in 2Q24, reflecting increased average dispatch of the Parnaíba Complex year-over-year (32% in 2Q25 compared to 7% in 2Q24), mainly boosted by:

- R\$124.5 million growth in contractual revenues, which totaled R\$126.3 million in 2Q25, mainly related to the merit order dispatches that took place throughout the quarter, especially from mid-May 2025 onwards;
- R\$79.4 million contribution in revenues linked to other types of regulatory dispatches, in addition to commissioning, availability tests and other operational generation needs of the plants in the period;
- Total net increase of R\$9.7 million in the total amount of revenues from energy trading and reestablishment of commercial backing (FID) versus 2Q24, impacted by the reversal accounted for in 2Q25 of previously provisioned commercial backing revenues in the negative amount of R\$6.1 million, following booking revisions by regulatory bodies; and
- Partially offset, notably, by the R\$52.4 million reduction in export revenues compared to 2Q24, mainly due to the greater need to supply the SIN and, therefore, the lower volume exported in 2Q25 compared to 2Q24, with most of the Parnaíba Complex's assets dispatched by merit order during the period of greater demand from Argentina in 2Q25.

Variable costs totaled R\$220.4 million, R\$172.3 million higher than in 2Q24, mainly reflecting the R\$121.3 million increased generation-related costs compared to 2Q24, in line with the higher average dispatch in 2Q25. The other variable costs in the period referred to trading and transactions reestablishment of commercial backing (FID), with the following one-off effects, some of which had a matching-entry in revenues:

- Purchase of energy at PLD for a total negative R\$13.8 million referring to merit order generation at Parnaíba V TPP during the period when the plant was unavailable for scheduled maintenance, with a positive offsetting-entry of R\$15.0 million in contractual variable revenues pegged to remuneration at CVU;
- Review of the accrual for the booking of an operation carried out in March 2025 totaling negative R\$7.7 million; and
- Negative impact of R\$3.3 million referring to the entry recorded as energy trading cost by the CCEE related to the inflexibility portion of P-VI generated by P-III with a positive offsetting-entry in the same amount recorded under ACL revenues.

Thus, also considering the proportional revenue deductions and the return of fixed revenue referring to the volume exported in the period, the variable margin in 2Q25 totaled R\$0.7MM compared to R\$6.2 million in 2Q24.

Considering these effects, the segment's EBITDA totaled R\$325.9 million, a R\$34.5 million year-over-year increase, mostly fueled by fixed revenues growth and the contribution from incremental revenues related to the higher dispatch in 2Q25.

► 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.

Income Statement - Jaguatirica II TPP²⁶

(R\$ million)

	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	203.9	193.7	5.3%	410.4	392.2	4.6%
Fixed Revenues	148.3	141.5	4.8%	296.6	283.1	4.8%
Variable Revenues	55.6	52.1	6.6%	113.8	109.2	4.3%
Contractual	55.6	52.1	6.6%	113.8	109.2	4.3%
Deductions from Gross Revenues	(11.0)	(14.4)	-23.7%	(22.2)	(25.0)	-11.1%
Unavailability (Refund)	(1.4)	(5.4)	-73.1%	(3.0)	(6.6)	-54.7%
Net Operating Revenues	192.9	179.3	7.6%	388.2	367.3	5.7%
Operating Costs	(110.3)	(108.6)	1.6%	(211.4)	(211.4)	0.0%
Fixed Costs	(28.9)	(35.6)	-19.0%	(57.3)	(59.8)	-4.2%
Transmission and regulatory charges	(0.9)	(2.0)	-53.9%	(1.6)	(2.0)	-22.3%
O&M	(27.9)	(33.6)	-16.9%	(55.7)	(57.8)	-3.6%
Variable Costs	(44.8)	(33.4)	34.3%	(82.1)	(73.3)	11.9%
Natural Gas	(15.5)	(13.7)	13.2%	(30.3)	(28.6)	6.0%
Transportation ²⁷	(16.7)	(16.4)	2.0%	(34.6)	(33.3)	3.7%
Other	(12.5)	(3.2)	287.4%	(17.1)	(11.4)	51.0%
Depreciation and Amortization	(36.6)	(39.6)	-7.4%	(72.0)	(78.3)	-8.0%
Operating Expenses	(4.9)	(7.3)	-33.0%	(10.4)	(13.7)	-24.4%
SG&A	(4.9)	(7.3)	-33.0%	(10.4)	(13.7)	-24.4%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	0.0%	(0.0)	(0.0)	2.1%
Other Revenue/Expenses	(0.1)	0.2	173.2%	(0.3)	(0.5)	-48.5%
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	114.2	103.1	10.7%	238.2	219.9	8.3%
% EBITDA Margin	59.2%	57.5%	1.7 p.p.	61.4%	59.9%	1.5 p.p.

In 2Q25, the net operating revenue of the Jaguatirica II TPP went up by 7.6% to R\$192.9 million compared to 2Q24, supported by the following factors: (i) a R\$6.7 million gross fixed revenue growth, due to the contractual readjustment by IPCA in November 2024; (ii) higher contractual gross variable revenues due to increased generation and/or CVU readjustment in the period; and (iii) a R\$3.9 million reduction in fine payments due to the plant's unavailability, as provided for in the contract, considering lower unavailability in the year-over-year comparison.

The segment's operating costs (including Depreciation and Amortization) totaled R\$110.3 million in 2Q25, a slight increase of R\$1.7 million versus 2Q24. Higher variable costs were partially offset by lower fixed costs, due to reclassifications between lines in the periods, as detailed below:

- R\$11.4 million higher variable costs due to the accounting reclassification in 2Q25 of amounts referring to the Social Promotion and Poverty Eradication Fund (FPS) and inputs recorded in 2Q24 as fixed costs; and
- R\$6.8 million reduction in fixed costs, due to the capitalization of expenditures that had been booked as fixed costs in 2Q24.

Notes:

²⁶ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

²⁷ As of 4Q24, this line is now separated from "Fixed Costs - O&M". For comparison purposes, the previous periods amounts were also reclassified.

Combining the effects of higher fixed revenues and lower fixed costs, the segment's fixed margin increased R\$16.0 million, reaching R\$111.4 million in 2Q25. Conversely, the variable margin fell by R\$7.1 million in the year-over-year comparison, totaling R\$7.8 million in 2Q25.

The effects explained above, coupled with the reduction in general and administrative expenses in 2Q25 due to the lower allocation of cost-sharing expenses to the segment after the revision of the apportionment criteria, led to a 10.7% growth in the segment's EBITDA, totaling R\$114.2 million in 2Q25 versus R\$103.1 million in 2Q24, with 1.7 p.p. increase in the EBITDA margin, which reached 59.2% in 2Q25.

► 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, with contracts as of the third quarter of 2024.

The Sergipe Hub's main operational asset is Porto de Sergipe I TPP, a combined cycle natural gas-fired thermal power plant, and the Gas Trading segment, which involves purchasing and selling gas from third parties and trading activities for firm, flexible, short-term and long-term 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 of CELSE and certain subsidiaries into the Holding were completed. However, these results are reported separately in this section to simplify analysis of the segment's performance.

Income Statement –Sergipe Hub

(R\$ million)

	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	755.0	545.6	38.4%	1,900.8	1,085.1	75.2%
Fixed Revenues	546.6	521.1	4.9%	1,092.5	1,042.1	4.8%
Variable Revenues	55.9	24.5	128.1%	116.2	43.0	170.1%
Contractual	0.5	-	N/A	0.5	-	N/A
Spot market	55.5	24.5	126.2%	115.7	43.0	169.0%
Reestablishment of commercial backing (FID)	54.9	24.5	124.0%	115.1	43.0	167.7%
Other	0.5	-	N/A	0.5	-	N/A
Gas Trading	152.4	-	N/A	692.2	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(83.3)	(52.8)	57.7%	(193.1)	(103.4)	86.7%
Porto de Sergipe I TPP	(55.5)	(52.8)	5.1%	(113.2)	(103.4)	9.4%
Gas Trading	(27.8)	-	N/A	(80.0)	-	N/A
Net Operating Revenues	671.7	492.7	36.3%	1,707.7	981.7	74.0%
Operating Costs	(355.7)	(200.5)	77.4%	(1,036.5)	(395.9)	161.8%
Fixed Costs	(84.0)	(68.4)	22.8%	(161.3)	(142.1)	13.5%
Transmission and regulatory charges	(42.1)	(40.5)	4.0%	(84.1)	(80.8)	4.0%
O&M	(12.9)	(5.6)	130.6%	(22.0)	(21.8)	0.7%
Other ²⁸	(29.0)	(22.3)	29.8%	(55.2)	(39.5)	39.9%
Variable Costs	(66.6)	(33.3)	100.2%	(168.6)	(57.7)	192.3%
Natural Gas	(1.8)	-	N/A	0.6	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(48.3)	(30.4)	59.2%	(139.9)	(53.5)	161.3%
Other	(16.5)	(2.9)	463.9%	(29.3)	(4.1)	609.8%
Gas Trading	(106.4)	-	N/A	(509.5)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(98.7)	(98.8)	-0.1%	(197.1)	(196.1)	0.5%
Operating Expenses	(3.3)	(2.8)	19.2%	(7.2)	(6.5)	11.5%
SG&A	(3.3)	(2.8)	17.0%	(7.2)	(6.6)	9.4%
Depreciation and Amortization	(0.0)	0.0	-118.8%	(0.0)	0.1	N/A
Other Revenue/Expenses²⁹	112.6	1.5	7,332.4%	191.1	0.9	21,247.7%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	523.9	389.7	34.4%	1,052.2	776.2	35.6%
% EBITDA Margin	78.0%	79.1%	-1.1 p.p.	61.6%	79.1%	-17.5 p.p.

In 2Q25, Sergipe Hub sustained the robust track record of results reported in the previous quarter, driven mainly by Gas Trading operations and Porto de Sergipe I TPP's results. To simplify analysis, each segment results are individually presented below.

Notes:

²⁸ 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.

²⁹ Of the total recorded under Other Revenues/Expenses, R\$112.5 million in 2Q25 refers to the Gas Commercialization segment, accumulating R\$191.1 million in 6M25. The remaining amounts recorded under this heading in 2025 and the amounts accounted for in 2024 are related to Porto de Sergipe I TPP.

Porto de Sergipe I TPP

The total gross revenue of Porto de Sergipe I TPP reached R\$546.6 million in 2Q25, R\$25.5 million higher than in 2Q24. In addition, variable revenues in the period totaled R\$55.9 million, R\$31.4 million higher than in 2Q24, mainly due to revenues growth from backing transactions to reconstitute the physical guarantee. In 2Q25, variable revenues were basically composed of R\$54.9 million revenues from reestablishment of commercial backing (FID), which have a matching-entry in variable costs.

In 2Q25, fixed costs increased by R\$15.6 million compared to 2Q24, mainly reflecting: (i) R\$7.3 million higher O&M costs, due to the revision of the insurance policy scope that took place in 2Q24, which had a positive impact on the line that quarter, in view of the policy amount re-calculation and the reversal of amounts that would be amortized until the expiration of the policy's original term; (ii) R\$6.6 million increase in the Other Fixed Costs line, mainly due to higher compressor rental costs for Boil-Off-Gas (BOG) regasification, which were not used in 2Q24, contributing to a R\$2.3 million increase in 2Q25, in addition to the readjustment of recurring maintenance contracts by IPCA and CPI; and (iii) TUST readjustment in July 2024, rising costs by R\$1.6 million between the periods.

As a result, the plant's fixed margin reached R\$412.3 million in 2Q25, a R\$10.0 million increase versus 2Q24, mainly reflecting the contribution from fixed revenues growth in the period.

Porto de Sergipe I TPP's variable costs surged R\$33.3 million versus 2Q24, totalling R\$66.6 million, following (i) the R\$18.0 million higher costs relating to backing transactions carried out in 2Q25, which totaled R\$48.3 million this quarter, which had a positive counter-entry in net variable revenues of R\$50.8 million, totaling a net positive margin of R\$2.5 million from backing transactions; (ii) higher BOG costs in 2Q25 due to the greater flow of gas in the period, contributing to a R\$13.6 million surge in the Other Variable Costs line versus 2Q24; and (iii) natural gas costs of R\$1.8 million related to generation that took place in 2Q25 - unlike 2Q24 when there was no generation.

As a result of the scenario described above, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA totaled R\$393.4 million in 2Q25, R\$3.7 million higher than in the same period last year.

Gas Trading

The On-Grid Gas Trading segment contributed yet another quarter of significant results, evidencing the potential of this operation to create value for the Company, both from business opportunities and from short and medium-term contracts signed previously. The positive performance reveals the Company's ability to identify and monetize opportunities through its assets, competencies and contracts and tap price arbitrage conditions to boost its results. However, it is worth noting that the segment's results can vary each quarter, as these are pegged to commodity prices and are driven by the structuring of business opportunities in the LNG market, also considering that the natural gas sector is still under development in the country, with challenges and barriers that hinder market liquidity, with constraints including less operational flexibility and contractual requirements for physical delivery and withdrawal of gas or LNG.

In 2Q25, On-Grid Gas Trading segment posted solid results by tapping favorable market conditions, reaching an EBITDA of R\$130.5 million, comprised of:

- (i) R\$27.0 million referring to (i) flexible natural gas supply contracts, considering both fixed revenues from the Floating Storage Unit (FSRU) capacity reserve charge and variable revenues, in the case of gas demand; besides firm gas delivery or spot sales contracts signed with clients connected to the grid; and (ii) costs related to transactions carried out in the period, including transportation costs, grid connection fees and other costs incurred in gas trading operations with clients;
- (ii) R\$103.5³⁰ million referring to LNG operations, by tapping price arbitrage opportunities in the market and portfolio and contracts optimization. It is worth noting that the LNG load optimization operations are circumstantial and rely on market price arbitrage opportunities, being negotiated individually and on a non-recurring basis.

As a result of the effects above, the Sergipe Hub 's EBITDA totaled R\$523.9 million, R\$134.2 million higher than in 2Q24, mainly reflecting EBITDA contribution from the Gas Trading segment.

Notes:

³⁰ These amounts are distributed between Gas Trading Revenues, Gas Trading Costs and Other Revenues/Expenses (Gas Trading).

► 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 Plants³¹

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	690.5	-	N/A	1,356.2	-	N/A
Fixed Revenues	621.4	-	N/A	1,237.1	-	N/A
Variable Revenues	69.1	-	N/A	119.1	-	N/A
Contractual	(0.2)	-	N/A	1.3	-	N/A
Spot market	69.3	-	N/A	117.8	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	65.2	-	N/A	113.0	-	N/A
Other	4.1	-	N/A	4.8	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(115.7)	-	N/A	(228.9)	-	N/A
Deduction by Financial Compensation ³²	(45.4)	-	N/A	(90.9)	-	N/A
Net Operating Revenues	574.8	-	N/A	1,127.3	-	N/A
Operating Costs	(120.0)	-	N/A	(241.9)	-	N/A
Fixed Costs	(77.8)	-	N/A	(163.8)	-	N/A
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(7.3)	-	N/A	(13.1)	-	N/A
Take-or-Pay and Ship-or-Pay - Fuel	(58.8)	-	N/A	(122.2)	-	N/A
O&M	(11.7)	-	N/A	(28.4)	-	N/A
Variable Costs	(29.7)	-	N/A	(55.6)	-	N/A
Fuel	(1.1)	-	N/A	(1.5)	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(28.6)	-	N/A	(53.9)	-	N/A
Other	-	-	N/A	(0.2)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(12.6)	-	N/A	(22.6)	-	N/A
Operating Expenses	(1.0)	-	N/A	(2.4)	-	N/A
SG&A	(1.0)	-	N/A	(2.4)	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	(0.0)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	(0.1)	-	N/A	0.4	-	N/A
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	466.3	-	N/A	905.9	-	N/A
% EBITDA Margin	81.1%	-	N/A	80.4%	-	N/A

The plants comprising the segment totaled R\$690.5 million in gross operating revenue in 2Q25. Of this total, R\$621.4 million referred to fixed revenues from current regulated contracts. This amount already reflects the PLD variation compared to the reference price parameters established in the revision of contractual inflexibility conducted in 2023 in the CERs in force. Any impact on these contracts fixed revenues is mitigated by the net result of energy purchase and sale operations also entered into in 2023 due to the fixed revenues exposure. In 2Q25, the net impact of the trading operations, considering the revenues and variable costs from "Reestablishment of Commercial Backing (FID)", amounted to a positive result of R\$25.6 million.

Notes:

³¹ The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

³² This item considers R\$45.4 million in non-cash amortization of the financial compensation paid in September 2023 to Petrobras due to the termination of the LNG supply contracts for thermal plants with CER, in the context of the renegotiation of the Addenda to the CER between Linhares, Povoação and Viana, the Federal Government, TCU and ANEEL, which led to the need to renegotiate the fuel contract with Petrobras for the flexible mode. The financial compensation was fully disbursed by these three companies in 2023, and recorded as Prepaid Expense (IFRS 9) and amortized, under revenue deduction, until the end of the respective terms of each of the three contracts.

In addition, R\$4.1 million was recorded in revenues from the settlement at PLD of the energy generated by inflexibility for consumption of the gas acquired in the TAG grid, under the rebalancing contract signed with this counterparty. Under this contract, the Company is responsible for withdrawing surplus gas from the grid at the periods required by the contractor, remunerating the carrier for the gas acquired according to contractual prices, monetizing it through electricity generation.

Fixed costs amounted to R\$77.8 million, of which: (i) R\$58.8 million referred to the fuel inflexible supply capacity reserve signed between the Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants and Petrobras - it is worth mentioning that the amounts consumed for thermal generation in the period were accounted for under variable costs; (ii) R\$11.7 million O&M costs of which: (a) R\$5.6 million referred to personnel costs, and (b) R\$3.0 million in operating insurance costs. In addition, R\$7.3 million was booked for the TUST and TUSD corresponding to the segment's plants. As a result, the segment's fixed margin amounted to R\$439.5 million in the period.

Variable costs totaled R\$29.7 million in 2Q25, mainly referring to the trading operations explained above, which totaled R\$28.6 million over the period. In addition, R\$1.1 million was recorded in fuel costs related to gas withdrawn from the TAG grid. The segment's variable margin amounted to R\$27.8 million in the period, driven mainly by the positive net result from the trading operations, as explained above. It is worth noting that this result is offset by the R\$28.3 million reduction in fixed revenues as a result of the inflexibility contracts revision.

As a result of the combination of the effects explained above, the segment's EBITDA totaled R\$466.3 million, with an EBITDA margin of 81.1% in 2Q25, mainly supported by assets' fixed margins, as well as the variable margin for the period.

► 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 merged 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. Since then, the plants have been available to the SIN in merchant operations, until the start of the contracts signed in the 2021 Capacity Reserve Auction, scheduled, after the concluded contract anticipation, for August 2025 for Viana TPP and October 2025 for Gera Maranhão I and II TPPs.

Income Statement – Coal-Fired Generation

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	280.5	268.1	4.6%	561.5	533.7	5.2%
Fixed Revenues	280.4	268.1	4.6%	561.1	536.1	4.7%
Variable Revenues	0.1	-	N/A	0.4	(2.4)	115.5%
Contractual	-	-	N/A	0.1	0.6	-83.3%
Spot market	0.1	-	N/A	0.3	(3.0)	108.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Other	0.1	-	N/A	0.3	(3.0)	108.8%
Deductions from Gross Revenues	(28.7)	(27.8)	3.2%	(57.7)	(55.3)	4.3%
Net Operating Revenues	251.8	240.3	4.8%	503.8	478.4	5.3%
Operating Costs	(229.1)	(121.4)	88.8%	(361.9)	(242.9)	49.0%
Fixed Costs	(72.8)	(69.9)	4.1%	(147.0)	(137.8)	6.7%
Transmission and regulatory charges	(19.6)	(18.3)	7.4%	(39.2)	(36.5)	7.5%
O&M	(53.1)	(51.6)	2.9%	(107.8)	(101.2)	6.5%
Variable Costs	(4.0)	(0.9)	319.1%	(5.5)	(4.0)	36.6%
Fuel	(1.5)	-	N/A	(1.5)	(1.4)	4.2%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Other	(2.5)	(0.9)	162.4%	(4.0)	(2.6)	54.4%
Depreciation and Amortization	(152.4)	(50.5)	201.6%	(209.4)	(101.1)	107.1%
Operating Expenses	(7.0)	(10.1)	-30.3%	(13.6)	(20.9)	-35.2%
SG&A	(6.4)	(9.7)	-34.0%	(12.7)	(20.3)	-37.7%
Depreciation and Amortization	(0.6)	(0.3)	81.3%	(0.9)	(0.6)	41.9%
Other Revenue/Expenses	(2.7)	(3.1)	-14.3%	(1.4)	(1.2)	15.4%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	165.9	156.6	6.0%	337.3	315.1	7.0%
EBITDA Margin (%)	65.9%	65.2%	0.7 p.p.	66.9%	65.9%	1.1 p.p.

Income Statement - Oil-fired Thermal Generation

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(30.6)	-	N/A	(61.2)	-	N/A

Coal-Fired Thermal Generation

In 2Q25, gross operating revenues from the segment increased by R\$12.4 million to R\$280.5 million compared to 2Q24, mainly reflecting the fixed revenues growth of R\$12.3 million due to contractual annual readjustments of the plants' regulated revenues, which were applied in November 2024. Variable revenues of R\$0.1 million were also recorded, related to the inflexible generation settled at PLD of Pecém II and Itaqui TPPs, in the context of evidencing availability after preventive maintenance.

Fixed costs totaled R\$ 72.8 million in 2Q25, an increase of R\$2.9 million in the year-over-year comparison, mainly reflecting an increase of 2.9% or R\$1.5 million in O&M costs in the period, which included one-off expenses for maintenance materials and equipment rental and proof of availability. In addition, TUST costs increased by R\$1.4 million, reflecting the annual tariff readjustment in July 2024.

Despite higher costs, the fixed margin grew by R\$8.6 million, or 5.0% in the year-over-year comparison, reaching R\$178.9 million in 2Q25 supported by the readjustment in fixed revenues, which outweighed the costs surge in the period.

Variable costs totaled R\$4.0 million in 2Q25, mainly reflecting the generation process to evidence the availability and power of the segment's TPPs. Accordingly, the segment's variable margin came negative R\$3.9 million, R\$2.9 million worse than in 2Q24, a period without proof of availability or regulatory dispatch.

In 2Q25, SG&A decreased by R\$3.3 million compared to 2Q24, reflecting the revision of the apportionments of the Holding's corporate expenses to the Company's business units.

Considering these effects, the coal-fired segment's EBITDA grew by R\$9.4 million, totalling R\$165.9 million in 2Q25, or a 6.0% increase, compared to the R\$156.6 million recorded over the same period last year.

Depreciation and Amortization surged R\$101.9 million in 2Q25 in the year-over-year comparison, reflecting the application of accelerated booking depreciation on certain components of the plants, which will not be reused in the eventual scenario of the segment's assets fuel source replacement. Thus, this equipment's depreciation is now recognized considering the expiration of the first energy supply contract for the two plants.

Oil-fired Thermal Generation

Fixed costs totaled R\$27.7 million in 2Q25, of which R\$14.3 million went towards personnel, materials and outsourced services for plants maintenance, and R\$13.5 million corresponded to TUST costs. In addition, R\$1.9 million was recorded in SG&A expenses. As a result, the EBITDA for the period came negative R\$ 30.6 million.

It is worth noting that in July 2025, The early start of the Company's oil-fired thermal plant contracts, as well as the Parnaíba IV TPP contract, both awarded in the 2021 LRCAP, has been concluded. The contracts for the Viana and Gera Maranhão I and II TPPs, originally scheduled to commence in July 2026, were brought forward to August 2025 and October 2025, respectively, with the expiration dates remaining unchanged at July 2041. As a result, the Company will add nearly R\$128 million in incremental fixed revenues in 2025 and R\$206 million in 2026 for these three plants, considering values on the reference date of November 2024, whose monthly amounts will be readjusted as of November 2025 by the IPCA accumulated over 12 months up to October 2025. Since these advances have been concluded, the Company also paid earn-outs related to the conclusion of this operation in July 2025, as approved at the shareholders' meeting held on September 30th, 2024, which involved: (i) the payment of R\$122 million to the sellers of Gera Maranhão I and II; and (ii) the issuance of 4,381,891 new common shares of Eneva in favor of Banco BTG Pactual S.A.

► 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)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	124.6	69.1	80.4%	222.5	140.3	58.5%
Fixed Revenues	81.9	66.0	24.2%	164.5	134.0	22.8%
Variable Revenues	42.7	3.1	1280.5%	57.9	6.4	809.4%
Spot Market	42.7	3.1	1280.5%	57.9	6.4	809.4%
Deductions from Gross Revenues	(8.5)	(5.5)	54.3%	(15.6)	(9.0)	73.7%
Net Operating Revenues	116.2	63.6	82.7%	206.8	131.3	57.5%
Operating Costs	(129.1)	(64.2)	101.0%	(250.0)	(120.5)	107.4%
Fixed Costs	(20.5)	(20.1)	2.1%	(43.2)	(40.6)	6.4%
Transmission and regulatory charges	(11.3)	(11.0)	2.7%	(22.5)	(21.9)	2.8%
O&M	(9.2)	(9.1)	1.3%	(20.6)	(18.6)	10.7%
Variable Costs	(80.0)	(16.7)	379.7%	(149.5)	(25.9)	477.5%
Energy Purchase (Reestablishment of commercial backing - FID)	(68.0)	(7.3)	835.6%	(125.2)	(13.1)	853.6%
Charges Reimbursement ³³	(12.4)	(9.2)	34.8%	(25.0)	(13.0)	91.8%
Other ³³	0.4	(0.2)	285.1%	0.7	0.3	153.1%
Depreciation and Amortization	(28.7)	(27.5)	4.3%	(57.3)	(54.1)	6.0%
Operating Expenses	(3.9)	(3.0)	27.9%	(7.7)	(7.0)	9.3%
SG&A	(3.8)	(2.9)	28.8%	(7.4)	(6.8)	9.4%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	6.3%	(0.2)	(0.2)	6.5%
Other Revenue/Expenses	(0.0)	2.8	-100.0%	0.0	3.0	-99.5%
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	12.0	26.8	-55.3%	6.8	61.1	-88.9%
EBITDA Margin (%)	10.3%	42.1%	-0.8 p.p.	3.3%	46.5%	-0.9 p.p.

In 2Q25, gross operating revenues from the solar generation segment totaled R\$124.6 million, a noteworthy growth of 80.4% versus 2Q24, mainly reflecting fixed revenues surge 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 6, which began to contribute with fixed revenues from 4Q24.

In addition, as of 2Q25, swap operations for energy purchase and sale agreements were structured between the Futura I Solar Complex and the Eneva Energy Trading Company, aiming at mitigating the operational risk of the price differences between the Northeast and Southeast/Mid-West submarkets on the solar complex's results. As a result, R\$42.7 million of variable revenues were recognized in this segment in 2Q25, most of which referred to revenues from trading operations. The revenue offsetting-entry is booked under Energy Purchase (FID) and reflects the costs of the energy swap agreed upon with the Trading Company for the purchase of energy acquired in the Southeast subsystem to cover the volume produced in the Northeast subsystem, the net impact of which was negative R\$4.8 million in 2Q25. It is worth noting that the Energy Trading segment will have an offset of energy costs in accordance with the swap signed, absorbing most of the impact of the price decoupling.

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:

Notes:

³³ The amounts recorded under Charges Reimbursement and Other Variable Costs in 6M24 were altered to reflect changes in the accounting criteria.

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\$20.5 million in 2Q25, a positive 2.1% year-over-year increase, mainly reflecting the maintenance of discipline in expense management, despite inflationary pressures and one-off contractual adjustments.

Variable costs totaled R\$80.0 million in the same period, mainly due to:

- **Committed and unrealized generation and modulation effects:** this is mainly due to generation cut-offs at the Futura Complex, caused by the electricity oversupply in the region. This effect is associated with restrictions in the transmission system capacity. During this period, 68.6 GWh of curtailment was recorded, compared to 21.4 GWh in 2Q24. In addition, in 2Q25, there was also the need for load modulation, which implies lower volumes of generation. The total impact of energy purchases relating to committed and unrealized generation and the need for modulation was R\$24.6 million in 2Q25.
- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets,** totaling R\$43.4 million in 2Q25, whose net impact on the segment, considering the revenue counter-entry, amounted to negative R\$4.8 million in 2Q25, as described above, reflecting the costs related to structuring the energy swap with the Trading Company, which became exposed to prices in the Southeast submarket over the period.

The Company also incurred R\$12.4 million in variable costs with reimbursements of charges to counterparties in 2Q25, considering the characteristics of the energy contracted, compared to R\$9.2 million in 2Q24. This increase mainly reflects higher curtailment in 2Q25 versus 2Q24.

Considering these effects, the solar generation segment's EBITDA totaled R\$12.0 million in 2Q25, compared to R\$26.8 million in the same period of last year, reflecting the combined effects of additional costs due to the adverse operating conditions faced throughout the quarter.

► 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)

	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	251.0	123.1	104.0%	409.9	313.9	30.6%
Fixed Revenues	76.5	72.9	4.8%	152.9	145.9	4.8%
Variable Revenues	174.6	50.1	248.3%	256.9	168.0	52.9%
Gas Trading Contract	146.6	38.1	285.0%	212.6	137.0	55.1%
Lease Contract	18.9	4.4	328.5%	25.3	11.7	116.4%
Condensate Sales	9.0	7.6	18.6%	19.0	19.3	-1.3%
Deduction from Gross Revenues	(32.6)	(14.5)	124.7%	(61.2)	(42.3)	44.9%
Net Operating Revenues	218.5	108.6	101.2%	348.6	271.6	28.4%
Operating Costs	(82.0)	(49.4)	66.2%	(150.5)	(120.1)	25.3%
Fixed Costs	(29.2)	(23.6)	23.5%	(58.7)	(50.0)	17.6%
O&M Cost (OPEX)	(29.2)	(23.6)	23.5%	(58.7)	(50.0)	17.6%
Variable Costs	(24.8)	(6.8)	265.5%	(45.5)	(24.1)	89.0%
Government Interest	(22.2)	(4.5)	398.8%	(40.1)	(19.3)	107.5%
Compressors Costs	(2.6)	(2.3)	10.4%	(5.4)	(4.7)	13.3%
Depreciation and Amortization	(28.0)	(18.9)	48.1%	(46.3)	(46.1)	0.4%
Operating Expenses	(81.6)	(29.3)	178.8%	(126.0)	(72.2)	74.5%
Geology and Geophysics (G&G) Exploration Expenses	(78.0)	(20.8)	275.3%	(118.0)	(58.9)	100.3%
Dry Wells	(26.8)	-	N/A	(26.8)	(23.2)	15.3%
SG&A	0.2	(5.8)	103.9%	(0.3)	(8.0)	-96.4%
Depreciation and Amortization	(3.9)	(2.6)	45.6%	(7.7)	(5.3)	44.6%
Other Revenue/Expenses	0.0	0.0	495.9%	(0.2)	0.0	-622.7%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	86.7	51.5	68.3%	126.0	130.8	-3.7%
EBITDA excluding dry wells³⁴	113.5	51.5	120.3%	152.7	154.0	-0.8%
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	51.9%	47.5%	4.5 p.p.	43.8%	56.7%	-12.9 p.p.

In 2Q25, net operating revenue totaled R\$218.5 million, an R\$109.9 million year-over-year increase, reflecting variable gross revenue growth from gas trading and leasing, mainly due to the higher volume of gas produced in the Parnaíba Complex, in response to the higher dispatch to meet the demand of the SIN in the period.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$54.0 million in the quarter, up R\$23.6 million over 2Q24, reflecting a scenario of higher dispatch and gas produced in the quarter to meet thermal plant dispatch. The increase was mainly driven by higher costs with Government Interest (royalties) of R\$17.8 million, given the increased volume of gas produced in the quarter and the higher reference prices for calculating the distribution of royalties on natural gas in Parnaíba (2Q25: R\$0.76/m³ vs. 2Q24: R\$0.49/m³), which reflected the exchange rate appreciation and the Henry Hub index between the periods. In fixed costs, the O&M line reflected higher personnel expenses, as well as higher spending on maintenance services and materials.

As a result of the factors presented above, the variable margin increased from R\$37.4 million in 2Q24 to R\$127.1 million in 2Q25, while the unit variable margin for the gas trading (ex-condensed) grew by 1.4%, reaching R\$10.35/MMBtu in the period. In contrast, the segment's fixed margin went down R\$3.4 million compared to 2Q24, totaling R\$37.4 million in 2Q25, mainly reflecting the higher fixed costs in the period.

In 2Q25, operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$77.8 million, an increase of R\$ 51.1 million versus 2Q24, reflecting:

- Higher expenditures on Exploration, Geology and Geophysics, mainly due to the seismic campaign underway in 2Q25, with R\$28.0 million spent in the Paraná Basin, wherein 70% of 2D seismic totaling 2,798 km has already been executed;

Notes:

³⁴ 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.

and R\$0.4 million in Tambaqui, in Amazonas, with the execution of the initial mobilization phase. On the other hand, there was no seismic campaign underway in 2Q24;

- Also in the period, expenses were recorded for dry well write-offs totaling R\$26.8 million, which did not occur in the same period of 2024.

It is also worth noting that the drilling campaign in the Parnaíba Basin was resumed in 1Q25, with 5 wells drilled in 2Q25, 2 of which were development wells and 3 exploratory wells.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$86.7 million in 2Q25, or a R\$35.2 million increase over the same period last year, albeit in the context of higher spending on Exploration, Geology and Geophysics. Adjusted EBITDA, excluding dry wells, reached R\$113.5 million, a R\$62.0 million increase over 2Q24.

► 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 commercial startup of 50% of the liquefaction plant's capacity, as announced in a Notice to the Market on December 17th, 2024, and considering the segment's synergies with GNL Brasil, 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^{35,36}

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Gross Operating Revenues	144.7	-	N/A	271.1	-	N/A
SSLNG Revenue	115.2	-	N/A	210.9	-	N/A
Logistics Revenue	29.5	-	N/A	60.2	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(14.3)	-	N/A	(27.6)	-	N/A
Net Operating Revenues	130.3	-	N/A	243.5	-	N/A
Operating Costs	(53.3)	-	N/A	(110.8)	-	N/A
O&M	(26.5)	-	N/A	(50.5)	-	N/A
Gas Production	(4.8)	-	N/A	(9.2)	-	N/A
Logistics	(11.6)	-	N/A	(24.3)	-	N/A
Other	(3.6)	-	N/A	(14.0)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(6.8)	-	N/A	(12.8)	-	N/A
Operating Expenses (SG&A)	(2.8)	-	N/A	(5.0)	-	N/A
SG&A	(2.7)	0.1	-2,339%	(5.0)	(0.7)	N/A
Depreciation and Amortization	(0.0)	-	N/A	(0.0)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	(2.6)	0.0	N/A	(6.7)	0.0	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	78.5	0.1	N/A	133.8	(0.7)	N/A
EBITDA Margin (%)	60.2%	0.0%	60.2 p.p.	55.0%	0.0%	N/A

In 2Q25, the Off-Grid Gas Trading segment recorded net revenues of R\$130.3 million, a R\$17.2 million growth over 1Q25, when the liquefaction plant was still in the stabilization phase.

Of the total net revenues recorded in 2Q25, R\$103.6 million referred to LNG sales contracts, which increased by 21.2% compared to 1Q25, reflecting both the period with 100% of the liquefaction plant's operating capacity and the higher volume of LNG demand from clients.

Net Revenues from logistics services provided by GNL Brasil totaled R\$26.7 million in 2Q25, of which R\$11.5 million referred to the fixed transportation lease and R\$15.2 million related to variable revenues from logistics services, both provided to the Jaguatirica II TPP, thus booking a negative counter-entry in the same amount under operating costs and financial expenses of this plant in the Gas-Fired Generation - Roraima segment, which are eliminated in the Company's consolidated view.

Operating costs, considering both the Off-Grid Gas Trading segment and GNL Brasil's logistics services, totaled R\$46.5 million in 2Q25, mainly reflecting: (i) O&M costs of R\$26.5 million, of which R\$9.9 million referred to Off-Grid Gas Trading; (ii) R\$11.6 million related to GNL Brasil's logistics services; and (iii) Upstream royalties costs, referring to the volume of gas produced to meet small-scale LNG sales contracts, totaling R\$4.8 million.

Notes:

³⁵ Represents the consolidation of 100% of GNL Brasil results, as Eneva S.A. owns 51% stake in the company.

³⁶ 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.

The main impact on Other Revenue and Expenses in 2Q25 referred to contractual charges totaling R\$2.2 million associated with the period when the Parnaíba Complex liquefaction plant was under commissioning, this being the last quarter that these charges shall apply in relation to the ramp-up phase.

Considering the effects mentioned above, the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA totaled R\$78.5 million, a 41.7% increase compared to 1Q25, reflecting the segment's consolidation after the stabilization period and evidencing the segment's potential for creating value. 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 1/4 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 indirect subsidiary Eneva Comercializadora de Energia Ltda. and, since March 2022, the trading SPEs arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus Energia"). It should be noted that, in 2Q24, subsidiaries FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. and Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. were merged into Eneva S.A. However, reporting of these results will remain in this segment for better understanding purposes.

The Energy Trading segment mainly engages in the purchase and sale of third-party energy, hedging operations against the effects of energy price variations for Eneva's power plants, and the trading of energy solutions to end customers.

Income Statement – Energy Trading

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Net Operating Revenues	1,352.5	543.3	149.0%	2,751.8	1,005.2	173.8%
Operating Costs	(1,304.3)	(483.3)	169.9%	(3,168.8)	(869.1)	264.6%
Electricity Acquired for Resale	(1,302.3)	(479.0)	171.9%	(3,163.1)	(863.7)	266.2%
Other	(2.1)	(4.3)	-51.5%	(5.7)	(5.4)	5.7%
Net Revenues/Expenses MtM Var.	(17.2)	33.5	-151.4%	521.6	31.3	1,567.3%
Operating Expenses	(11.8)	(11.3)	3.9%	(27.4)	(26.2)	4.4%
SG&A	(11.2)	(10.9)	2.4%	(26.4)	(25.5)	3.4%
Depreciation and Amortization	(0.6)	(0.4)	49.9%	(1.0)	(0.7)	41.7%
Other Revenue/Expenses	(9.8)	(0.4)	2,671.2%	(10.1)	(0.6)	1,684.4%
Equity Income	-	(0.0)	100.0%	-	(0.0)	100.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	10.0	82.2	-87.8%	68.1	141.3	-51.8%
% EBITDA Margin	0.7%	15.1%	-14.4 p.p.	2.5%	14.1%	-11.6 p.p.

In 2Q25, the segment's current commercial margin (net result of operating income and expenses) totaled R\$48.2 million, despite the negative impact of nearly R\$19.7 million in the Trading segment related to the swap signed with the Futura I Solar Complex to transfer the price spread effect between the Northeast and Southeast/Mid-West submarkets to the Trading segment, as explained in the Solar Generation segment. The commercial margin fell by 19.7% versus 2Q24, mainly impacted by the costs associated with the energy purchase operation relating to the swap with the solar generation segment.

The mark-to-market booking change of energy futures contracts ("MtM³⁷") came negative R\$17.2 million in 2Q25, compared to the positive R\$33.5 million recorded in 2Q24. The MtM variation in 2Q25 reflects the commercial margin write-off with the realization of the book in 2Q25, partially offset by the positive net effect resulting from new contracts signed in the period and the positive effects of the discount rate variation and the IPCA index in the period. Conversely, in 2Q24, the MtM variation was benefited mainly from new energy purchase and sale transactions signed in that period and contractual adjustments, the positive impacts of which surpassed the booking realized value in that quarter.

Operating expenses totaled R\$11.8 million in 2Q25, a slight variation versus the R\$11.3 million expenses recorded in 2Q24.

In 2Q25, negative R\$9.8 million was also recorded under other income and expenses, referring to commercial terminations with two counterparties in the period.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$10.0 million in 2Q25, versus R\$82.2 million in 2Q24.

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\$740.6 million³⁸, 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 value at the end of 2Q25 by the corresponding discount rates³⁹. The distribution of the position by year, according to each contract's maturity, is shown in the graph below:

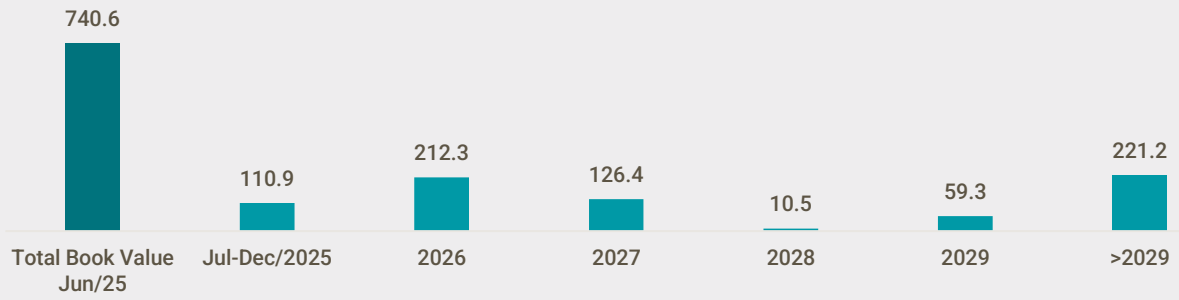
Notes:

³⁷ The MtM corresponds to the change in the fair value balances of the energy sales contracts at the end of the period, and the fair value measurement of the new contracts signed during the quarter for the end of the period, by updating the expectation of future positions realization.

³⁸ The amount of R\$740.6 million also considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

³⁹ 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.

Fair Value of Trading Contracts Distributed By Year (R\$ million)



► 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 2Q25, 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, SPEs Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A and the Company's main vehicles of energy trading; and (iv) since January 2025, the Linhares, Viana and Povoação subsidiaries, after their related merger into Eneva S.A.

However, 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, with activities to purchase and sell gas from third parties at the Sergipe Hub, and the Off-Grid Gas Trading segment, referring to the sale of liquefied gas at the Parnaíba Complex's liquefaction plants, the Company as of 4Q24 reports both segments separately in the "Sergipe Hub" and "Off-Grid Gas Trading" sections, respectively.

Income Statement – Holding & Other

(R\$ million)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Net Operating Revenues	-	1.1	N/A	-	0.5	-100.0%
Operating Costs	0.0	(0.6)	104.0%	(0.0)	(0.8)	-95.1%
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Expenses	(75.2)	(60.5)	24.3%	(152.0)	(120.4)	26.2%
SG&A	(49.1)	(40.4)	21.6%	(104.0)	(79.9)	30.1%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(26.1)	(20.1)	29.8%	(48.1)	(40.6)	18.6%
Depreciation and Amortization	(225.7)	(25.2)	797.2%	(451.6)	(33.2)	1,259.9%
Capital Gains and Goodwill	(220.5)	(22.7)	870.8%	(441.0)	(28.3)	1,460.1%
Other Revenue/Expenses	1.4	29.1	-95.0%	(17.3)	59.8	N/A
Equity Income ⁴⁰	147.1	137.4	7.1%	517.8	572.0	-9.5%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	73.4	106.5	-31.1%	348.4	511.1	-31.8%
EBITDA ex-Equity Income ⁴⁰	(73.7)	(30.9)	138.6%	(169.4)	(60.9)	178.1%

In 2Q25, the Holding & Other segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R\$75.2 million, an increase of R\$14.7 million compared to 2Q24, mainly reflecting:

- R\$6.0 million higher expenses referring to the Company's Long-Term Incentive Programs ("ILPs") of R\$26.1 million, due to the inclusion of new plans, as well as the revision of the restricted units assumptions. Of this amount, R\$23.3 million refers to non-cash provisions, and R\$2.7 million relating to cash disbursements for labor charges due to ILPs maturation in the quarter; and
- R\$8.7 million increase in the SG&A, reflecting: (i) positive impact of R\$4.0 million in 2Q24 referring to the accumulated capitalization of retroactive expenses related to the Azulão 950 project, distorting the comparison with 2Q25; (ii) a R\$ 2.0 million increase in consultancy line, mainly due to the hiring of consultants to provide support and conduct studies on the sectors of activity and project development; (iii) R\$1.0 million higher personnel expenses, mainly impacted by the increased headcount in the year-over-year comparison, considering the merger of the thermal assets acquired in 4Q24. It is worth noting that the increase in the Holding's SG&A also reflects a lower transfer to operations in 2Q25 compared to 2Q24. Disregarding the retroactive effect of R\$4.0 million recorded in 2Q24, SG&A expenses (excluding ILPs) rose by only R\$1.7 million in the Company's Consolidated results.

"Other Revenue/Expenses" totaled R\$1.4 million, mainly due to the reversal of provisions for civil lawsuits, which more than offset the expenses incurred in the period. It is worth noting that the 2Q24 results were positively impacted by the recognition of one-off revenues in the amount of R\$32.0 million, referring to the right to reimbursement of credits from SPE Amapari's Fuel Consumption

Notes:

⁴⁰ The Equity Income consolidates the results of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A. subsidiaries and is almost entirely eliminated in the consolidated result.

Account (CCC). This recognition was the result of a favorable decision related to the reimbursement of fuel costs retroactive to the period of the Serra do Navio TPP's operation.

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 view) came negative R\$73.7 million in 2Q25.

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, after the respective companies merger into the Holding on January 27th, 2025. Thus, in 2Q25, 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 SPE Celse, referring to the Company's acquisition completed in 2022, of which R\$18.9 million associated with the amortization of goodwill (not deductible for IRPJ/CSL purposes) and R\$51.5 million referring to the capital gain accounting amortization, which after merger into the Holding, is deductible for IRPJ/CSL purposes. Both bookings were motivated by the merger of SPE Celse into the Holding by late June 2024⁴¹.

Notes:

⁴¹ 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)	2Q25	2Q24	%	1H25	1H24	%
Financial Revenues	150.4	102.2	47.2%	388.3	184.1	110.9%
Income from Financial Investments	135.0	56.6	138.4%	273.3	125.4	118.0%
Fines and Interest Earned	0.5	20.8	-97.6%	22.8	21.4	6.5%
Interest from Related Parties	1.1	4.9	-77.5%	2.1	5.3	-60.4%
Other	13.8	19.8	-30.3%	90.2	32.0	181.5%
Financial Expenses	(706.9)	(619.4)	14.1%	(1,577.1)	(1,297.7)	21.5%
Debt Charges ⁴²	(60.8)	(72.0)	-15.5%	(115.6)	(142.3)	-18.8%
Interest on Debentures	(268.3)	(313.4)	-14.4%	(526.8)	(648.3)	-18.7%
Monetary Variation	(133.0)	(85.7)	55.2%	(377.3)	(249.2)	51.4%
Interest on Lease and Other ⁴³	(58.2)	(63.4)	-8.3%	(127.0)	(125.8)	1.0%
Net Exchange Variation	12.7	(13.5)	194.5%	7.7	(10.1)	175.8%
Financial Commissions and Brokerage	(15.8)	(10.7)	47.9%	(31.0)	(21.9)	41.9%
IOF/IOC	(5.6)	(2.3)	146.7%	(11.2)	(7.6)	48.3%
Interest to be Incurred on Receivables Anticipation	(121.2)	(23.0)	426.0%	(242.8)	(48.0)	405.6%
Other	(56.7)	(35.4)	60.3%	(153.0)	(44.5)	243.7%
Non-cash FX variation on lease	200.1	(388.1)	151.6%	506.5	(493.4)	202.7%
Swap mark-to-market variation	104.6	(13.4)	878.6%	177.2	(18.8)	1,044.1%
Net Financial Result	(251.8)	(918.7)	-72.6%	(505.1)	(1,625.8)	-68.9%
Net Financial Result adjusted to exclude one-off and non-cash effects⁴⁴	(556.5)	(517.2)	7.6%	(1,188.8)	(1,113.6)	6.7%

The Company recorded a negative net financial result of R\$251.8 million, a R\$666.9 million improvement compared to 2Q24, mainly explained by the following effects:

- **FX rate variation on leases:** booking of a positive impact of R\$200.1 million in 2Q25 for the non-cash effect resulting from the exchange rate variation recorded on the foreign currency-denominated liability (US dollars) referring to the FSRU lease at Porto de Sergipe I TPP. This variation reflects the 5.0% devaluation of the Ptax exchange rate at the end of 1Q25 versus 2Q25, resulting in a decrease of the remaining balance of liabilities denominated in local currency. In contrast, in 2Q24, a negative impact of R\$388.1 million due to the US dollar appreciation against the Brazilian real was recorded. The difference between these two periods led to a positive variation of R\$588.1 million in the quarter-over-quarter comparison.
- **Swap mark-to-market:** booking of a positive impact of R\$104.6 million in recurring and non-cash effect, mainly the result of the swap mark-to-market pegged to the Porto de Sergipe I TPP receivables anticipation operation, with CDI as discount factor. The lower DI futures curve in the medium/long term in 2Q25 led to a positive effect of R\$91.6 million. It is worth noting that the financial burden of CDI-pegged debts is naturally hedged against the Company's cash income and other income from financial investments.

Excluding the effects mentioned above, the net financial result would total negative R\$556.5 million in 2Q25, versus negative R\$517.2 million in 2Q24, a slight year-over-year variation. This difference reflects offsetting movements between the lines, as detailed below:

- **Income from Financial Investments:** positive variation of R\$78.4 million mainly due to higher average cash position in 2Q25 versus 2Q24;

Notes:

⁴² Includes amortization of transaction costs.

⁴³ Interest on commercial leases, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision and interest on related parties.

⁴⁴ 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).

- **Debt Charges, Interest on Debentures and Monetary Variation:** R\$9.0 million improvement in 2Q25 vs. 2Q24, reflecting the successive liability management processes conducted by the Company since 2H23;
- **Interest on receivables anticipation:** negative impact of R\$98.1 million in the year-over-year comparison, due to the booking of financial charges related to the partial advances from fixed revenues at the Porto de Sergipe I TPP structured in July 2024;
- **Financial Expenses - Other:** Booking of R\$29.2 million referring to interest and monetary restatement on amounts withheld on the acquisition of assets paid in the period.

Capex

(R\$ million)	2Q25	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	1H25	1H24
Coal-Fired Generation	15.7	16.0	27.0	5.8	3.7	3.9	31.7	7.6
Pecém II	11.4	1.4	11.5	4.0	0.9	(0.0)	12.8	0.8
Itaqui	4.3	14.5	15.5	1.8	2.8	3.9	18.9	6.8
Oil-fired Generation ⁴⁵	15.7	0.4	1.9	-	-	-	16.1	-
Gas-fired Generation	35.8	15.0	58.4	17.5	20.0	14.8	50.7	34.8
Parnaíba I ⁴⁶	3.2	0.8	29.8	1.8	9.0	(4.3)	4.0	4.7
Parnaíba II	13.7	9.3	11.8	7.3	9.5	9.4	23.0	18.9
Parnaíba III ⁴⁷	-	-	1.9	-	0.5	(0.0)	-	0.5
Parnaíba IV	0.1	-	0.1	-	0.2	0.1	0.1	0.2
Parnaíba V ⁴⁶	17.4	4.6	11.6	8.3	0.8	9.7	22.1	10.5
Fortaleza TPP	0.7	0.3	1.4	0.1	0.0	(0.1)	1.0	(0.0)
Espírito Santo Gas-Fired TPPs ⁴⁵	0.7	-	1.9	-	-	-	0.7	-
Sergipe Hub	7.2	(2.4)	124.4	20.6	23.8	9.3	4.9	33.1
Parnaíba VI ⁴⁷	2.8	20.0	42.0	54.2	21.2	49.2	22.8	70.4
Azulão-Jaguatirica	19.9	7.3	38.1	21.6	12.0	26.3	27.2	38.3
Azulão 950	639.8	528.7	554.3	589.0	492.1	125.3	1,168.5	617.4
E&P	25.1	28.5	20.1	26.3	8.5	5.4	53.6	13.9
TPP	614.7	500.2	534.2	562.7	483.6	119.9	1,114.9	603.5
Futura 1	5.1	1.5	17.6	8.7	-	(3.3)	6.6	(3.3)
Upstream	233.7	77.8	141.7	162.4	89.1	88.3	311.4	177.4
Development ⁴⁸	200.8	48.6	120.6	143.6	70.5	58.8	249.4	129.3
Exploration	32.8	29.2	21.2	18.8	18.6	29.5	62.0	48.1
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (1st and 2nd trains)	36.2	35.9	36.2	63.4	87.7	123.3	72.1	211.0
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (3rd train)	22.4	-	-	-	-	-	22.4	-
Holding and Other	566.4	160.8	82.3	23.9	43.7	17.5	727.2	61.2
Total ⁴⁹	1,600.5	861.1	1,124.0	966.9	793.2	454.7	2,461.6	1,247.9

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

Notes:

⁴⁵ The amounts invested prior to 4Q24 will not be reported since the assets acquired will not be pro-forma.

⁴⁶ Parnaíba I TPP's capex is reported separately from that of Parnaíba V. According to the corporate restructuring announced in 1Q20, SPE Parnaíba I was incorporated into PGC in January 2020.

⁴⁷ The Parnaíba VI TPP closes the cycle of the Parnaíba III TPP, and the latter's PPA began in January 2025. To facilitate understanding, capex will be presented separately from that of Parnaíba III.

⁴⁸ Include amounts associated to production (STGP).

⁴⁹ 1Q24 and 2Q24 amounts were adjusted to include the amounts classified under fixed assets in those quarters related to timesheet assignment for projects.

In 2Q25, Capex totaled R\$1,600.5 million, 58.2% of which was allocated to the Company's main projects and the Upstream development, as detailed below:

- **Azulão 950:** total Capex of R\$639.8 million in 2Q25, R\$521.0 million of which went towards construction and assembly services carried out at the TPP, GTP, Substation and Transmission Lines, including civil works activities, electromechanical assembly, core tests and the acquisition of various supplies. In addition, R\$68.0 million refers to other outsourced services, including consultancy services and project support activities. Also in the period, R\$34.0 million was paid to GE, referring to contractual milestones, mainly due to the arrival of the steam generator at the site, while R\$17.0 million was directed to intermediate frameworks of other equipment contracts, such as the approval of sizing studies and technical documents for turbine equipment and delivery of the Slug Catcher, and the condensate and water circulation pumps.
- **Gas liquefaction plants in Maranhão (SSLNG):** total investment of R\$58.5 million this quarter. Of this amount, R\$36.2 million went towards 1st and 2nd trains, of which R\$17.0 million referred to the acquisition of equipment and the commissioning of the regasification system's liquefaction plants, and R\$15.4 million were remaining amounts referring to the plants' construction and assembly. Of the remaining amount, R\$22.4 million was invested in the 3rd train, to expand the liquefaction plant's capacity, as announced in March 2025. This amount was invested to acquire liquefaction equipment.
- **Upstream:** Investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R\$233.7 million in 2Q25. Of this total, R\$124.4 million were earmarked for the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, in view of the works to connect the gas pipeline from the South pole to the producing pole. In addition, R\$48.8 million was spent on the drilling of 3 wells, 2 of which were development wells and the remaining 1 was an exploratory well. Also in the period, R\$31.1 million was capitalized from the support teams for activities underway, both exploration and production; R\$16.7 million was invested in mobilizing and assembling the drilling rig; and R\$5.8 million was spent on seismic mobilization in the Tambaqui field and in the preparation activities for the campaign in Amazonas.

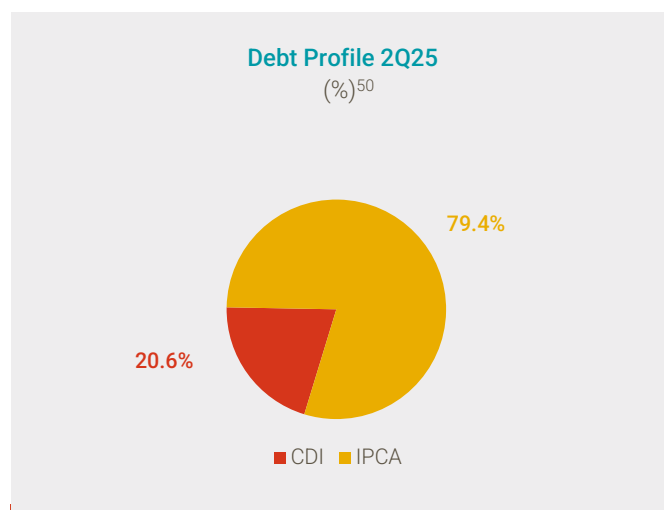
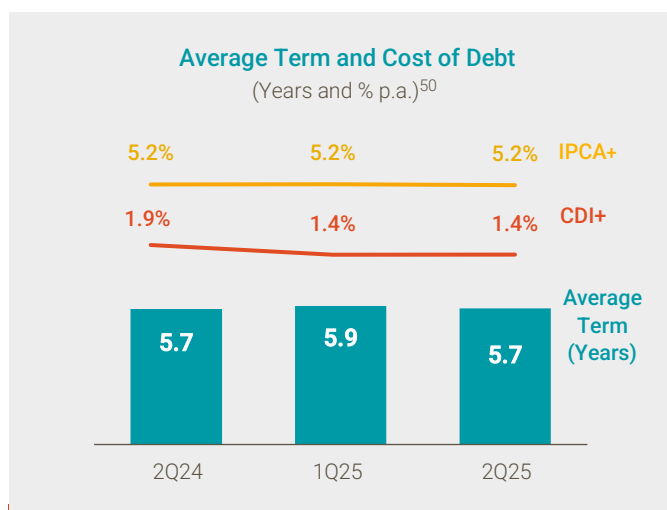
The amounts invested in **Holding & Other** and in **Sustaining** (current operations) totaled R\$668.6 million in the quarter, directed to current operations, miscellaneous corporate investments and the acquisition and development of thermal projects in Eneva's pipeline for capacity reserve auctions.

In operational assets, the main sustaining expenditure was for the Azulão-Jaguatirica Integrated System, which invested a total of R\$19.9 million, of which R\$10.4 million refers to maintenance of the self-generation systems and cryogenic carts, as well as UGNL's preventive maintenance.

Indebtedness

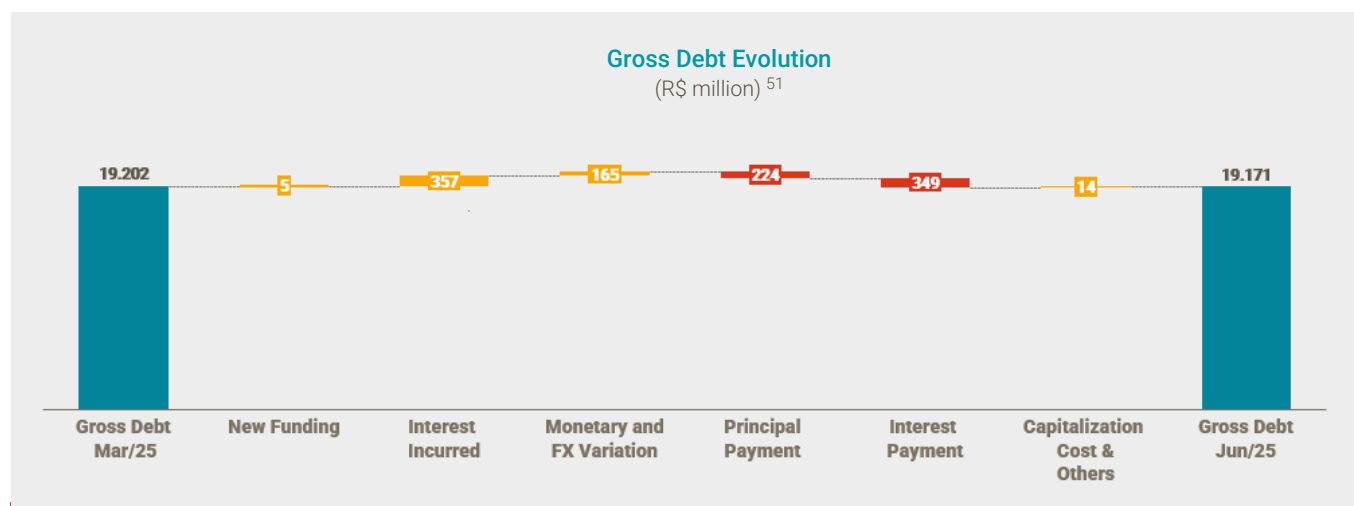
► Debt Profile

Consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$19,171 million in June 2025, compared to R\$19,529 million in June 2024 and R\$19,202 million in March 2025.



At the end of 2Q25, the average maturity of consolidated debt was nearly 5.7 years, a slight decrease versus 1Q25 and stability in the year over year comparison. The average spread on debts indexed to the IPCA was 5.2%, in line with 1Q25 and 2Q24, while the average spread of CDI-indexed debt was 1.4% in 2Q25, remaining flat compared to 1Q25 and lower than in 2Q24.

► Gross Debt Changes



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

- Payments of principal, interest and escrow accounts totaling R\$572 million, following mostly of the debt schedule, as explained in the Cash Flow section;
- Interest booked on debentures and financing in the period, increasing gross debt by R\$357 million in 2Q25; and

Notes:

⁵⁰ 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 0.6% of the total debt.

⁵¹ The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released from escrow accounts.

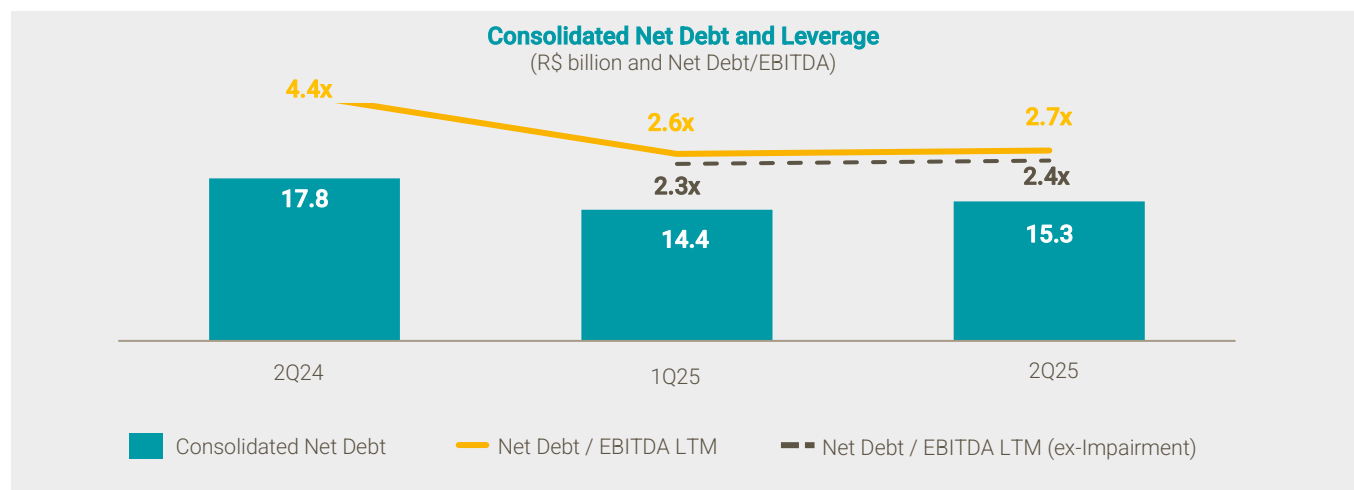
- Monetary and FX Variation, totaling R\$165 million, referring to contracts indexed to the IPCA and EURIBOR.

It is also worth noting that in June 2025, Sparta 300 SPE S.A. signed a financing agreement with the financial institutions Banco da Amazônia S.A. and Fundo Constitucional de Financiamento do Norte - FNO, for the construction and implementation of the Azulão II TPP. The operation was contracted at a cost of IPCA + 6.03% p.y., considering the contractual performance bonus, with a 17 year-term, including a 3-year grace period, and final maturity on June 15th, 2042. With this financing, the Company reached a total contracted amount of R\$2,526 million for the Azulão 950 Project, at a weighted average cost of IPCA + 4.13% p.y. Throughout 2Q25, the Company made no additional disbursements relating to the financing contracts signed.

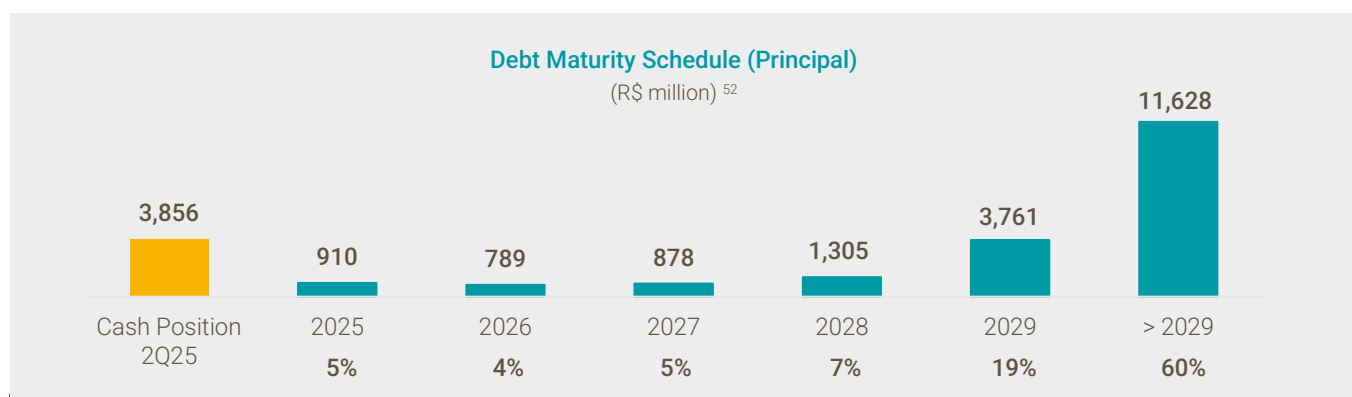
► Net Debt and Leverage

In late June 2025, the cash balance (which includes cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R\$3,856 million, a R\$2,156 million increase over the cash balance of R\$1,700 million registered in June 2024, and a R\$910 million reduction compared to the cash balance recorded in March 2025, of R\$4,766 million.

Consolidated net debt totaled R\$15,315 million at the end of 2Q25, 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.



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



Notes:

⁵² The flow in question considers only the value of the debt principal, disregarding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

Capital Markets

ENEV3

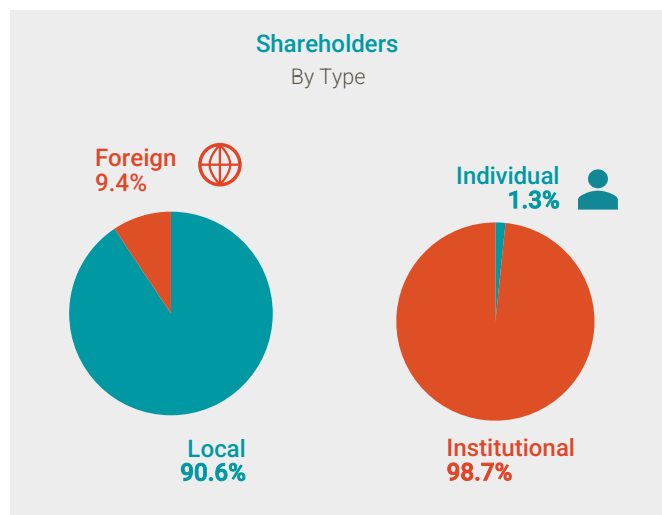
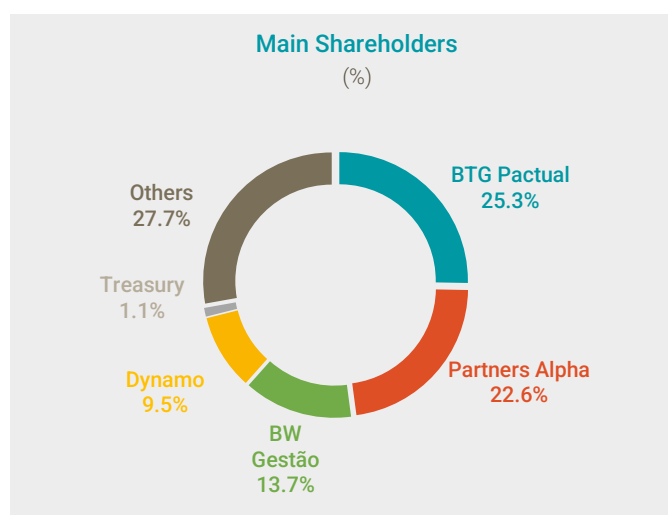
	2Q25	1Q25	2Q24
Number of shares – end of period	1,932,591,767	1,932,591,767	1,584,697,571
Share price – end of period (R\$/share)	13.65	11.83	12.70
Traded shares (Million) – daily average	11.6	9.9	7.1
Financial volume (R\$ Million) – daily average	132.8	103.1	79.6
Market cap – end of period (R\$ Million) ⁵³	26,090	22,605	20,109 ⁵⁴
Enterprise Value – end of period (R\$ Million) ⁵⁵	41,695	37,299	37,954

Ownership Structure

At the end of June 2025, Eneva's share capital consisted of 1,932,591,767 common shares, with 98.74% of free float. The shareholder composition is detailed below:

► Eneva Shareholder Profile

On June 30th, 2025



Subsequent Events

As disclosed in the Notice to Shareholders on 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 amount of R\$1.00. As a result, Eneva's share capital is now represented by 1,936,973,658 common shares, and increased from R\$18,134,264,033.68 at the end of June 2025 to R\$18,134,264,034.68 during 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 Capacity Reserve Power Contract, resulting from the 1st Capacity Reserve Auction ("2021 CRCAP") of the Viana thermal plant, as disclosed on July 11th, 2025, by means of a Notice to the Market.

Notes:

⁵³ Disregards treasury shares and considers the closing price of the period.

⁵⁴ Market cap disclosed in 2Q24 did not exclude treasury shares.

⁵⁵ 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 – 2025	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	793.7	203.9	690.5	1,688.0	251.0	(322.0)	1,617.1	755.0	280.5	0.1	124.6	1,481.8	144.7	-	(463.7)	3,939.9
Deductions from Gross Revenues	(82.0)	(11.0)	(115.7)	(208.7)	(32.6)	53.9	(187.4)	(83.3)	(28.7)	(0.4)	(8.5)	(146.5)	(14.3)	-	43.0	(426.0)
Net Operating Revenues	711.7	192.9	574.8	1,479.4	218.5	(268.1)	1,429.7	671.7	251.8	(0.3)	116.2	1,335.3	130.3	0.0	(420.7)	3,514.0
Operating Costs	(437.8)	(110.3)	(120.0)	(668.1)	(82.0)	268.5	(481.6)	(355.7)	(229.1)	(40.5)	(129.1)	(1,304.3)	(53.3)	0.0	418.2	(2,175.5)
Depreciation & amortization	(61.5)	(36.6)	(12.6)	(110.7)	(28.0)	-	(138.7)	(98.7)	(152.4)	(12.5)	(28.7)	-	(6.8)	-	9.4	(428.4)
Operating Expenses ¹	(8.0)	(4.9)	(1.0)	(13.8)	(81.6)	2.7	(92.8)	(3.3)	(7.0)	(2.0)	(3.9)	(11.8)	(2.8)	(300.8)	(4.8)	(429.3)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(7.7)	(4.9)	(1.0)	(13.6)	(77.8)	2.7	(88.7)	(3.3)	(6.4)	(1.9)	(3.8)	(11.2)	(2.7)	(75.2)	(2.7)	(195.9)
Depreciation & amortization	(0.3)	(0.0)	-	(0.3)	(3.9)	-	(4.1)	(0.0)	(0.6)	(0.1)	(0.1)	(0.6)	(0.0)	(225.7)	(2.2)	(233.4)
Other revenues/expenses	(1.8)	(0.1)	(0.1)	(2.0)	0.0	(0.4)	(2.3)	112.6	(2.7)	(0.5)	(0.0)	(9.8)	(2.6)	1.4	1.6	97.7
Equity Income	-	-	-	-	-	(19.5)	(19.5)	-	-	-	-	-	-	147.1	(127.9)	(0.4)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	325.9	114.2	466.3	906.4	86.7	(16.9)	976.2	523.9	165.9	(30.6)	12.0	10.0	78.5	73.4	(140.9)	1,668.3
Net Financial Result	(34.7)	(24.6)	6.5	(52.8)	(3.8)	1.0	(55.7)	35.1	(29.4)	(2.0)	(10.2)	1.3	(12.8)	(179.3)	1.1	(251.8)
EBT	229.4	53.0	460.3	742.6	51.0	(15.9)	777.7	460.3	(16.4)	(45.3)	(27.0)	10.8	58.8	(331.6)	(132.6)	754.7
Current Taxes	(30.5)	(3.6)	-	(34.1)	-	-	(34.1)	-	(2.4)	-	(4.6)	6.5	(2.1)	(0.0)	-	(36.8)
Deferred Taxes	(7.6)	(3.9)	-	(11.5)	-	-	(11.5)	-	7.2	0.6	3.0	10.0	(0.4)	(240.9)	-	(232.0)
Net Income end of Period	191.2	45.4	460.3	697.0	51.0	(15.9)	732.1	460.3	(11.6)	(44.7)	(28.7)	27.3	56.4	(572.6)	(132.6)	485.8
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121.5
Eneva Net Income	191.2	45.4	460.3	697.0	51.0	(15.9)	732.1	460.3	(11.6)	(44.7)	(28.7)	27.3	56.4	(572.6)	(254.1)	364.5

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.5 million on EBITDA in 2025 and -R\$0.5 million in 2024.

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 – 2024	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	579.5	193.7	-	773.2	123.1	(120.4)	775.8	545.6	268.1	-	69.1	641.2	-	(0.1)	(107.6)	2,192.0
Deductions from Gross Revenues	(80.4)	(14.4)	-	(94.8)	(14.5)	15.8	(93.5)	(52.8)	(27.8)	-	(5.5)	(64.4)	-	1.1	9.8	(233.1)
Net Operating Revenues	499.1	179.3	-	678.4	108.6	(104.6)	682.4	492.7	240.3	-	63.6	576.7	-	1.1	(97.9)	1,958.9
Operating Costs	(237.7)	(108.6)	-	(346.2)	(49.4)	104.6	(291.0)	(200.5)	(121.4)	-	(64.2)	(483.3)	-	(0.6)	97.9	(1,063.0)
Depreciation & amortization	(40.9)	(39.6)	-	(80.5)	(18.9)	-	(99.4)	(98.8)	(50.5)	-	(27.5)	-	-	-	-	(276.2)
Operating Expenses ¹	(8.5)	(7.3)	-	(15.8)	(29.3)	4.3	(40.8)	(2.8)	(10.1)	-	(3.0)	(11.3)	-	(85.6)	(43.1)	(196.7)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(8.3)	(7.3)	-	(15.6)	(26.6)	4.3	(38.0)	(2.8)	(9.7)	-	(2.9)	(10.9)	-	(60.5)	(4.3)	(129.2)
Depreciation & amortization	(0.2)	(0.0)	-	(0.2)	(2.6)	-	(2.8)	0.0	(0.3)	-	(0.1)	(0.4)	-	(25.2)	(38.8)	(67.6)
Other revenues/expenses	(2.7)	0.2	-	(2.5)	0.0	0.1	(2.3)	1.5	(3.1)	-	2.8	(0.4)	-	29.1	(0.1)	27.5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	-	137.4	(101.4)	(0.0)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	291.4	103.1	-	394.5	51.5	4.5	450.5	389.7	156.6	-	26.8	82.2	-	106.5	(141.8)	1,070.3
Net Financial Result	(26.8)	(17.7)	-	(44.5)	(13.5)	0.3	(57.7)	(416.4)	(37.9)	-	(7.9)	1.3	-	(399.6)	(0.5)	(918.7)
EBT	223.4	45.9	-	269.3	16.4	4.8	290.6	(125.5)	67.8	-	(8.7)	83.1	-	(318.2)	(181.2)	(192.1)
Current Taxes	(23.4)	(3.3)	-	(26.7)	-	-	(26.7)	13.3	(3.8)	-	(4.2)	(6.2)	-	(8.6)	-	(36.1)
Deferred Taxes	(12.0)	(2.7)	-	(14.7)	-	-	(14.7)	(61.4)	(8.3)	-	1.1	(60.5)	-	1,558.8	-	1,415.1
Net Income end of Period	188.1	39.8	-	227.9	16.4	4.8	249.2	(173.5)	55.7	-	(11.8)	16.5	-	1,232.0	(181.2)	1,186.8
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.2
Eneva Net Income	188.1	39.8	-	227.9	16.4	4.8	249.2	(173.5)	55.7	-	(11.8)	16.5	-	1,232.0	(301.3)	1,066.7

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.5 million on EBITDA in 2025 and -R\$0.5 million in 2024.

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 – 1H25	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	1,411.9	410.4	1,356.2	3,178.5	409.9	(453.0)	3,135.3	1,900.8	561.5	0.7	222.5	3,571.2	271.1	0.0	(814.7)	8,848.4
Deductions from Gross Revenues	(157.1)	(22.2)	(228.9)	(408.2)	(61.2)	75.6	(393.8)	(193.1)	(57.7)	(0.8)	(15.6)	(297.9)	(27.6)	(0.0)	75.6	(910.9)
Net Operating Revenues	1,254.8	388.2	1,127.3	2,770.3	348.6	(377.9)	2,741.5	1,707.7	503.8	(0.1)	206.8	3,273.3	243.5	0.0	(739.1)	7,937.5
Operating Costs	(775.1)	(211.4)	(241.9)	(1,228.4)	(150.5)	377.9	(1,001.0)	(1,036.5)	(361.9)	(81.4)	(250.8)	(3,168.8)	(110.8)	(0.0)	732.9	(5,277.5)
Depreciation & amortization	(118.7)	(72.0)	(22.6)	(213.3)	(46.3)	-	(259.6)	(197.1)	(209.4)	(26.0)	(57.3)	-	(12.8)	-	16.8	(745.3)
Operating Expenses ¹	(16.3)	(10.4)	(2.4)	(29.2)	(126.0)	5.4	(149.7)	(7.2)	(13.6)	(8.6)	(7.7)	(27.4)	(5.0)	(603.6)	(11.3)	(834.2)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(15.8)	(10.4)	(2.4)	(28.6)	(118.3)	5.4	(141.4)	(7.2)	(12.7)	(5.3)	(7.4)	(26.4)	(5.0)	(152.0)	(5.4)	(362.8)
Depreciation & amortization	(0.5)	(0.0)	(0.0)	(0.6)	(7.7)	-	(8.3)	(0.0)	(0.9)	(3.3)	(0.2)	(1.0)	(0.0)	(451.6)	(5.9)	(471.4)
Other revenues/expenses	(2.4)	(0.3)	0.4	(2.3)	(0.2)	(0.4)	(2.9)	191.1	(1.4)	(0.5)	0.0	(10.1)	(6.7)	(17.3)	3.7	156.0
Equity Income	-	-	-	-	-	(131.1)	(131.1)	-	-	-	-	-	-	-	517.8	(389.2)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	580.2	238.2	905.9	1,724.3	126.0	(125.7)	1,724.6	1,052.2	337.3	(61.2)	6.8	68.1	133.8	348.4	(413.9)	3,196.1
Net Financial Result	(75.4)	(46.6)	4.3	(117.6)	238.1	1.0	121.5	(68.9)	(60.5)	0.5	(19.3)	1.2	(24.5)	(460.4)	5.2	(505.1)
EBT	385.6	119.6	887.6	1,392.9	310.1	(124.7)	1,578.3	786.2	66.5	(90.0)	(70.1)	68.3	96.5	(563.6)	(397.7)	1,474.3
Current Taxes	(48.3)	(8.2)	(20.2)	(76.7)	-	-	(76.7)	-	(6.4)	1.4	(8.2)	(11.1)	(4.2)	(0.0)	-	(105.1)
Deferred Taxes	(15.1)	(9.3)	(2.2)	(26.6)	-	-	(26.6)	-	(5.9)	0.7	5.6	(10.2)	(1.3)	(376.7)	-	(414.4)
Net Income end of Period	322.2	102.2	865.3	1,289.6	310.1	(124.7)	1,475.0	786.2	54.2	(87.9)	(72.7)	47.0	91.0	(940.4)	(397.7)	954.8
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.9	205.9
Eneva Net Income	322.2	102.2	865.3	1,289.6	310.1	(124.7)	1,475.0	786.2	54.2	(87.9)	(72.7)	47.0	91.0	(940.4)	(603.7)	748.9

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.5 million on EBITDA in 2025 and -R\$0.5 million in 2024.
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 – 1H24	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	1,245.6	392.2	-	1,637.8	313.9	(286.9)	1,664.8	1,085.1	533.7	-	140.3	1,156.2	-	(0.1)	(178.6)	4,401.4
Deductions from Gross Revenues	(162.9)	(25.0)	-	(187.9)	(42.3)	46.7	(183.4)	(103.4)	(55.3)	-	(9.0)	(119.7)	-	0.6	16.5	(453.7)
Net Operating Revenues	1,082.6	367.3	-	1,449.9	271.6	(240.2)	1,481.4	981.7	478.4	-	131.3	1,005.2	-	0.5	(162.1)	3,916.4
Operating Costs	(534.4)	(211.4)	-	(745.8)	(120.1)	240.2	(625.7)	(395.9)	(242.9)	-	(120.5)	(869.1)	-	(0.8)	162.1	(2,092.8)
Depreciation & amortization	(81.4)	(78.3)	-	(159.8)	(46.1)	-	(205.8)	(196.1)	(101.1)	-	(54.1)	-	-	-	-	(557.1)
Operating Expenses ¹	(16.8)	(13.7)	-	(30.5)	(72.2)	6.1	(96.7)	(6.5)	(20.9)	-	(7.0)	(26.2)	-	(153.7)	(100.9)	(411.9)
SG&A and Exploration Expenses ^{2,3}	(16.2)	(13.7)	-	(29.9)	(66.9)	6.1	(90.7)	(6.6)	(20.3)	-	(6.8)	(25.5)	-	(120.4)	(6.0)	(276.4)
Depreciation & amortization	(0.6)	(0.0)	-	(0.6)	(5.3)	-	(5.9)	0.1	(0.6)	-	(0.2)	(0.7)	-	(33.2)	(94.8)	(135.5)
Other revenues/expenses	(3.6)	(0.5)	-	(4.2)	0.0	0.2	(3.9)	0.9	(1.2)	-	3.0	(0.6)	-	59.8	(34.6)	23.4
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	-	572.0	(571.5)	0.5
EBITDA (as of ICVM 527/12)	609.8	219.9	-	829.8	130.8	6.3	966.9	776.2	315.1	-	61.1	141.3	-	511.1	(612.2)	2,159.5
Net Financial Result	(68.5)	(39.0)	-	(107.5)	(27.1)	0.5	(134.1)	(720.1)	(77.8)	-	(16.2)	4.1	-	(681.0)	(0.6)	(1,625.8)
EBT	459.3	102.6	-	561.9	52.3	6.8	620.9	(139.8)	135.5	-	(9.4)	113.3	-	(203.1)	(707.6)	(190.1)
Current Taxes	(46.6)	(6.3)	-	(52.9)	-	-	(52.9)	-	(6.3)	-	(7.5)	(20.8)	-	(8.6)	-	(96.1)
Deferred Taxes	(29.5)	(11.0)	-	(40.5)	-	-	(40.5)	(43.0)	(21.7)	-	(3.7)	(71.9)	-	1,689.4	-	1,508.6
Net Income end of Period	383.2	85.4	-	468.5	52.3	6.8	527.6	(182.8)	107.5	-	(20.7)	52.0	-	1,477.7	(707.6)	1,253.6
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247.8	247.8
Eneva Net Income	383.2	85.4	-	468.5	52.3	6.8	527.6	(182.8)	107.5	-	(20.7)	52.0	-	1,477.7	(955.3)	1,005.9

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of -R\$3.5 million on EBITDA in 2025 and -R\$0.5 million in 2024.
2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.
3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.



eneva

ENEVA S.A.

Praia de Botafogo, 501, Torre Corcovado, 4th floor
Rio de Janeiro (RJ) | ZIP Code: 22.250-040

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