

DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 1T25**



Teleconferência de Resultados do 1T25

Quinta-feira, 15 de maio de 2025

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

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

Eneva divulga resultados do primeiro trimestre de 2025

- **EBITDA Consolidado atinge valor recorde de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25;**
- Mesa de Gás ativa, com expansão de base de clientes e o aproveitamento de oportunidades pontuais nos mercados de gás e GNL resultam em **EBITDA de Comercialização de Gás de R\$ 162,8 milhões no trimestre;**
- **Ramp-up das plantas de liquefação no Parnaíba**, atingindo 100% de sua capacidade nominal em fevereiro/25 e, mesmo em um cenário de entrada em operação faseada, contribuindo com **EBITDA de R\$ 55,4 milhões**, sendo R\$ 24 milhões de EBITDA médio mensal pós COD.

Rio de Janeiro, 14 de maio 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 primeiro trimestre findo em 31 de março de 2025 (1T25). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 1T25

- EBITDA Consolidado recorde de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25, aumento de 40,3% frente ao 1T24, mesmo com a entrada em operação faseada de ativos e efeitos *one-off* em cerca de R\$ 100,0 milhões¹ no período, refletindo a materialização de importantes avenidas de crescimento da Companhia, com o início da operação comercial de ativos, consolidação de operações dos segmentos de comercialização de gás *on-grid* e *off-grid* e a entrada dos resultados dos ativos operacionais adquiridos no 4T24;
- Primeiro trimestre de contribuição integral de resultados dos ativos de geração termelétrica adquiridos no 4T24, adicionando 859 MW de capacidade instalada operacional ao portfólio da Companhia e R\$ 439,6 milhões de EBITDA no 1T25 advindos de seus contratos vigentes. Além disso, em 25 de janeiro/25, foi concluída a incorporação das subsidiárias Linhares, Tevisa e Povoação na Holding, visando a simplificação da estrutura societária e a captura de sinergias operacionais e financeiras;
- EBITDA de R\$ 162,8 milhões resultante da comercialização de gás e GNL da Mesa de Gás no trimestre, suportado pela estabilização da conexão do Hub Sergipe à malha ao final do 4T24 permitindo a expansão de clientes e contratos e o aproveitamento de oportunidades pontuais nos mercados de gás e GNL no período;
- Comercialização de gás natural e GNL *Off-Grid* registra R\$ 55,4 milhões de EBITDA após o COD do segundo trem da planta em fevereiro/25, elevando a capacidade agregada de liquefação para o total de 600.000m³/dia, já totalmente contratada. Importante ressaltar que o resultado do 1T25 não reflete ainda todo o potencial do segmento em função do *ramp-up* da planta no período;
- Conclusão de processo de *liability management* iniciado em dezembro/24, com o resgate parcial antecipado da 11ª Emissão (custo de CDI + 2,5% a.a.), e a realização da 13ª Emissão de Debêntures da Eneva em janeiro/25 (CDI + 0,9% a.a.), contribuindo para a redução do custo médio da dívida no período;
- Saldo de caixa de R\$ 4.765,8² milhões no final do 1T25, crescimento de R\$ 899,5 milhões na comparação com o final do 4T24, de R\$ 3.866,3 milhões, impulsionado pelo resultado operacional e captações e desembolsos no período. Relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,6x. Considerando o EBITDA Ajustado, sem efeito do *Impairment* no 4T24, a alavancagem seria de 2,3x;
- Aprovação, em março/25, de investimento para a construção do terceiro trem da planta de liquefação de gás natural do Maranhão, que expandirá a capacidade total de liquefação da planta para 900.000 m³/dia;
- Início, em 01 de março/25, da operação comercial da UTE Parnaíba VI, que compôs o ciclo combinado da UTE Parnaíba III, adicionando cerca de 90 MW de capacidade instalada e receita fixa superando R\$ 110 milhões anuais, por 25 anos. Com isso, 100% das turbinas do Complexo Parnaíba estarão habilitadas a operar em ciclo combinado ou ciclo simples;
- Aprovação, em janeiro/25, do Programa de Recompra da Eneva, com quantidade máxima de até 50 milhões de ações, representativas de 2,6% do total de ações em circulação naquela data. A Companhia recomprou 20.682.412 ações pelo valor total de R\$ 222,2 milhões, sendo incorporadas ao saldo de ações em tesouraria;
- Como evento subsequente ao 1T25, foram aprovadas pela ANEEL, em abril/25, as postergações dos prazos dos termos dos prazos de vigência dos CCEARs no ACR para a UTEs Parnaíba I (Maranhão IV e V) e Parnaíba III, sendo Maranhão IV até 19/02/28, Maranhão V até 27/03/28 e Parnaíba III até 21/10/28.

Principais Indicadores - Consolidado

(R\$ milhões)

	1T25	1T24	Var. %
Receita Operacional Líquida	4.423,6	2.004,7	120,7%
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	40,3%
Margem EBITDA (%)	34,5%	54,3%	-19,8 p.p.
Resultado Líquido Eneva ³	384,4	(60,9)	731,2%
Investimentos (Competência)	861,1	454,7	89,4%
Fluxo de Caixa Operacional	1.018,3	1.104,7	-7,8%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ⁴	14.436,2	17.448,9	-17,3%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m⁵	2,6x	4,1x	-1,6x

Notas:

¹ Os valores estão distribuídos nos segmentos da Companhia, sendo: R\$ 6,4 milhões em Geração a Gás Parnaíba; R\$ 5,0 milhões em Geração a Gás de Terceiros; R\$ 56,2 milhões no Hub Sergipe; R\$ 10,6 milhões em Comercialização de Gás Off-Grid; R\$ 5,2 milhões em Comercialização de Energia; R\$ 12,0 milhões em Holding e Outros.

² Saldo de Caixa considera Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários ao final do 1T25.

³ Resultado Líquido deduzindo 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 orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 1T25, 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 Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

Indicadores Operacionais

Dados Operacionais

► Upstream

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³)	0,15	0,53	0,67	0,04 ⁶	0,20
Reservas remanescentes (Bi m³)	36,0	36,1	36,7	37,3	37,4
Amazonas					
Produção (Bi m³)	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³)	9,8	9,8	9,9	9,9	10,0

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	98%	99%	100%	98%
Despacho (%)	7%	66%	85%	10%	22%
Geração Líquida (GWh)	108	939	1.252	155	322
Geração Bruta (GWh)	114	984	1.309	162	337
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	84%	95%	99%	100%	89%
Despacho (%) ⁷	32%	92%	82%	0%	33%
Geração Líquida (GWh)	346	998	898	0	356
Geração Bruta (GWh)	363	1.047	942	0	372
Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	99%	100%
Despacho (%)	15%	45%	40%	0%	12%
Geração Líquida (GWh)	66	169	154	0	45
Geração Bruta (GWh)	68	176	159	0	46
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	98%	96%	96%	100%	98%
Despacho (%)	0%	44%	71%	19%	25%
Geração Líquida (GWh)	0	51	83	19	29
Geração Bruta (GWh)	0	53	85	21	29
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	100%
Despacho (%)	9%	71%	90%	11%	27%
Geração Líquida (GWh)	65	543	700	82	203
Geração Bruta (GWh)	68	573	740	88	215

► Geração Térmica a Gás em Roraima

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	99%	91%	85%	97%	99%
Despacho (%)	81%	83%	68%	75%	82%
Geração Líquida (GWh)	211	224	180	198	216
Geração Bruta (GWh)	221	234	189	207	226

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 os anos de 2024 e 2025.

⁸ A partir do 1T25 os dados operacionais da UTE Parnaíba III passam a considerar os dados da UTE Parnaíba VI, refletindo o fechamento do ciclo simples das unidades geradoras a gás natural (UTE Parnaíba III) com o início da operação comercial das unidades geradoras de turbina a vapor (Parnaíba VI) em 01 de março/25.

Dados Operacionais

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Disponibilidade (%)	99%	92%	96%	95%	98%
Despacho (%)	0%	4%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	145	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	155	0	0	0

UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)⁹

Disponibilidade (%)	96%	100%	100%	92%	100%
Despacho (%)	1%	2%	3%	0%	2%
Geração Líquida (GWh)	3	5	11	1	7
Geração Bruta (GWh)	3	5	11	1	8

UTE LORM⁹

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

► Geração Térmica a Carvão

Itaqui e Pecém II

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Disponibilidade (%)	81%	82%	94%	100%	99%
Despacho (%)	0%	30%	19%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	2	420	265	0	3
Geração Bruta (GWh)	3	473	298	0	3

► Geração Térmica a Óleo^{9,10}

Viana e Geramar I e II

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Disponibilidade (%)	43%	98%	98%	100%	100%
Despacho (%)	0%	5%	7%	0%	1%
Geração Líquida (GWh)	0	35	75	0	15
Geração Bruta (GWh)	0	37	75	0	15

► Geração Solar

Futura 1

	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Disponibilidade (%)	98%	78%	97%	97%	95%
Fator de Capacidade (%) ¹¹	29%	33%	30%	27%	29%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-81	-49	-91	-21	-10
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	337	338	360	370	408
Geração Líquida (GWh)	334	336	357	367	405

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:

⁹ 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 da conclusão das aquisições.

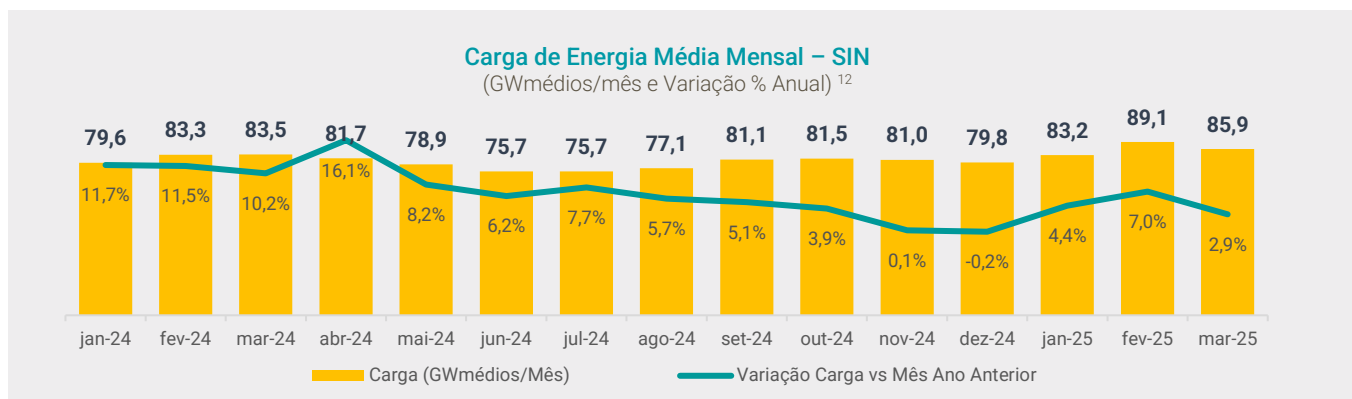
¹⁰ Os contratos regulados das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24. Essas UTEs poderão ser acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em julho/26.

¹¹ 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).

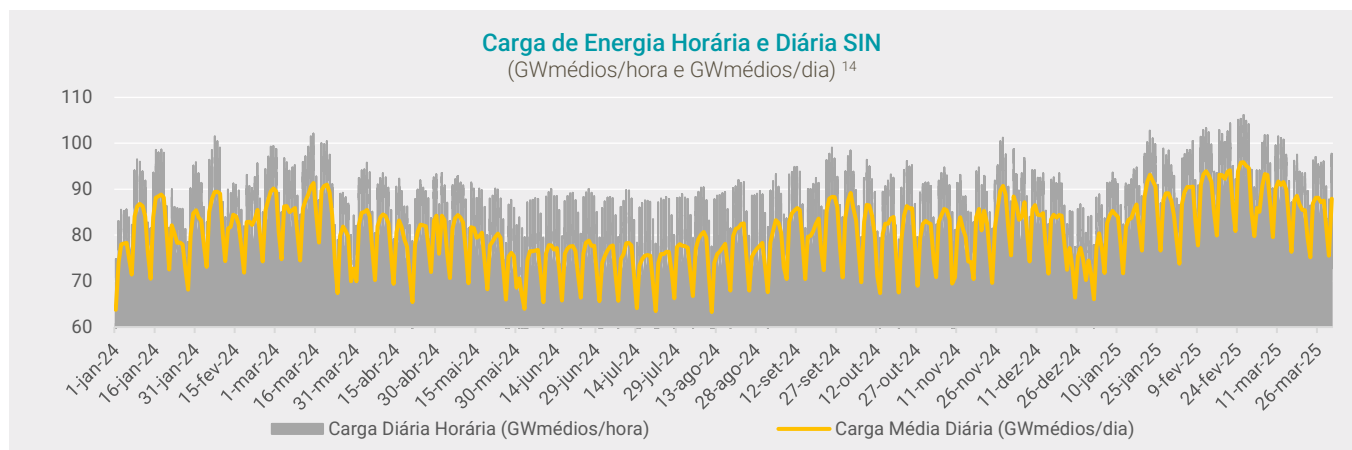
Contexto Setorial

- Redução do despacho termelétrico regulatório no SIN com período úmido, embora ainda com períodos de acionamento de geração fora do mérito para atendimento a picos diários e horários de carga
- Exportação de energia das regiões Norte e Nordeste limitada por restrições de escoamento no 1T25, devido à indisponibilidade do bipolo Xingu e à alta ocupação das linhas de transmissão com a geração das usinas hídricas a fio d'água do Norte

Em continuação à tendência observada nos últimos meses, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional ("SIN") totalizou 86,0 GWm no 1T25, registrando aumentos comparada aos 80,8 GWm registrados no 4T24 e aos 82,1 GWm do 1T24, e atingindo mais uma vez valores recordes de carga média para um primeiro trimestre.



A carga média diária continuou a atingir valores elevados ao longo do 1T25, com cinco recordes de carga instantânea consecutivos registrados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") no período, alcançando carga máxima horária de 105,5 GWm em 24 de fevereiro/25¹³. Nesse contexto, a carga média diária permaneceu acima de 80 GWm em 80% dos dias do trimestre e de 90 GWm em quase 1/3 do período. Foram registrados ainda picos de carga horária superiores a 90 GWm durante algumas horas em 75 dias do trimestre, ultrapassando 95 GWm em cerca de metade dos dias do trimestre e superando 100 GWm por algumas horas em 24 dias.



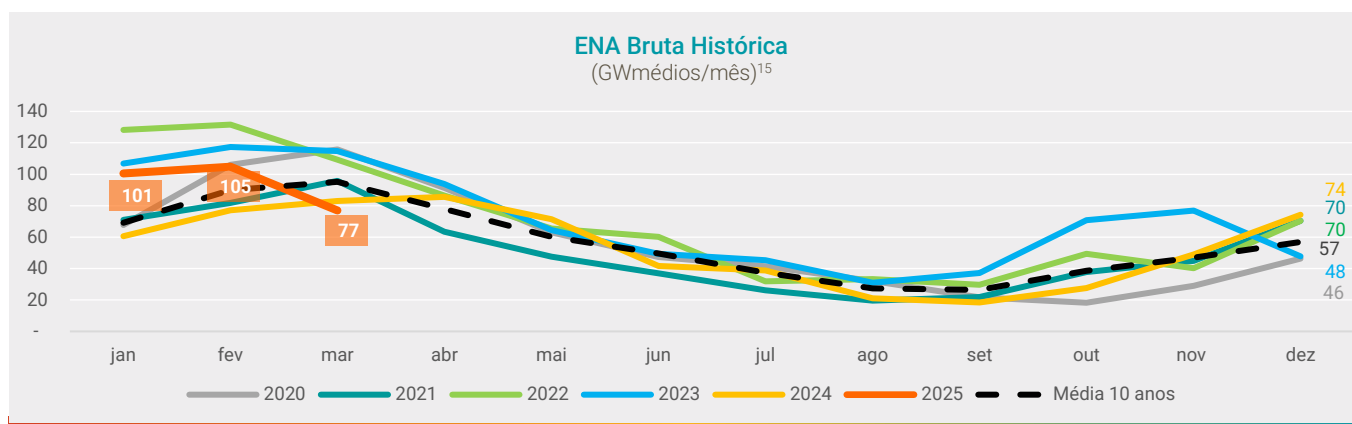
Em continuação à tendência do final do 4T24, o início do 1T25 foi marcado por volumes de precipitações e Energia Natural Afluente ("ENA") mais elevados do que as médias históricas em praticamente todos os quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), em linha com a sazonalidade esperada do período úmido. No entanto, a partir de meados do 1T25, todos os submercados, à exceção do Norte, registraram menores volumes de ENA do que os valores médios dos últimos 10 anos.

Notas:

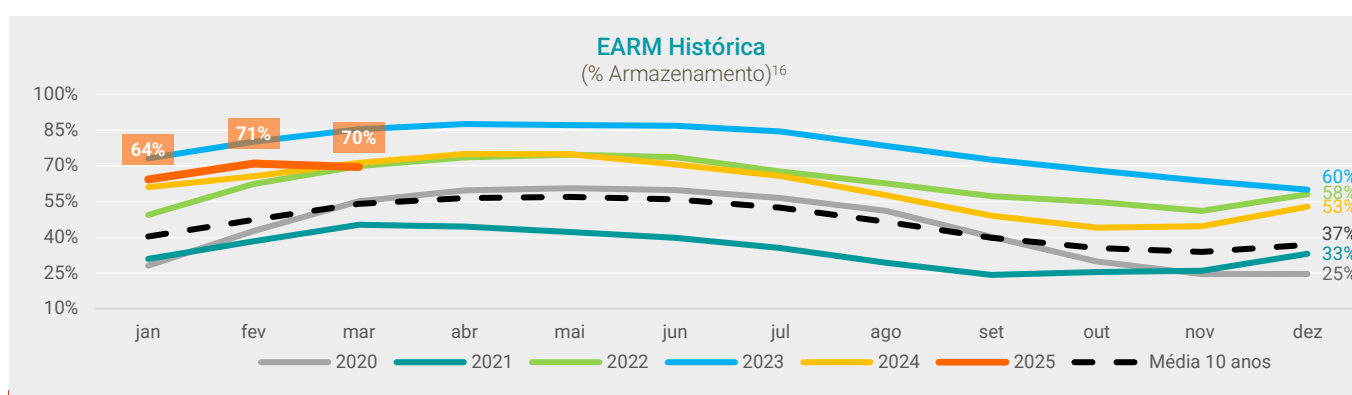
¹² Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 13/04/25.

¹³ Fonte: Site do ONS: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Acesso em 13/04/25.

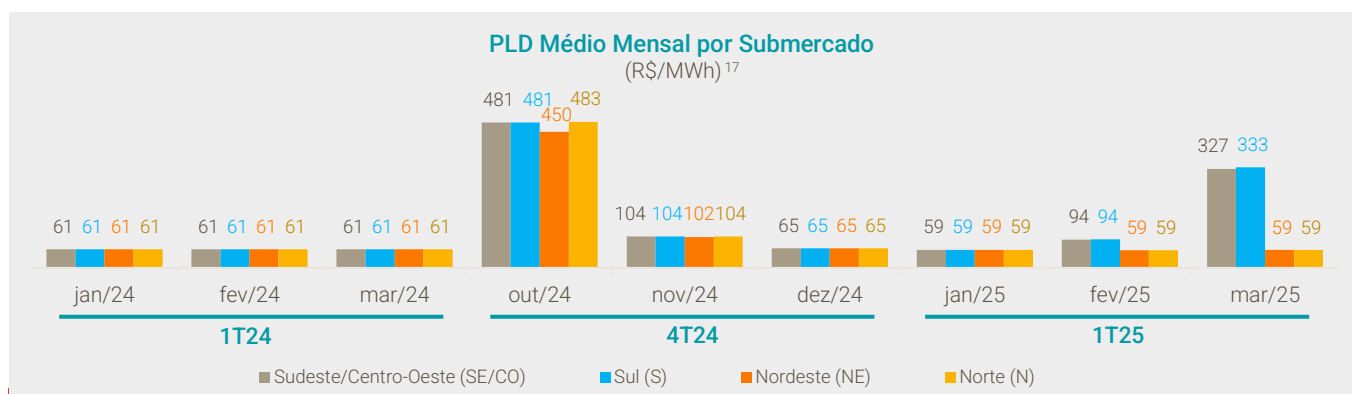
¹⁴ Fonte: Site do ONS: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/02/25.



Como resultado, os patamares de Energia Armazenada (“EARM”) nos reservatórios hídricos reduziu ligeiramente em praticamente todos os subsistemas, com exceção do Norte que, com a alta precipitação ocorrida no 1T25, encerrou o trimestre com 96% de volume de EARM, versus 54% ao final do 4T24. Os reservatórios hídricos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste encerraram o 1T25 com redução de volumes de EARM, embora ainda acima dos valores médios de 10 anos, enquanto no Sul os níveis de armazenamento reduziram para abaixo dos valores médios históricos no período.



Mesmo nesse cenário de níveis ainda confortáveis de reservatórios, o contínuo aumento da carga no 1T25 contribuiu para impulsionar o Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) para patamares acima do piso principalmente a partir da segunda semana de fevereiro/25. No 1T25 também ocorreu descasamento significativo entre os PLDs nos diferentes submercados do SIN. Em diversos dias do trimestre, os submercados Norte e Nordeste apresentaram PLDs horários mais baixos que os demais e próximos ao piso, como reflexo da maior ocupação dos limites de escoamento entre submercados pela maior geração hídrica sazonal das usinas a fio d’água e maior geração solar sazonal na região causando sobreoferta de energia nesses subsistemas. Por outro lado, o aumento dos PLDs nos submercados Sudeste e Sul foi impulsionado pelo aumento crescente dos níveis de carga e pela deterioração da situação hidrológica nesses submercados, cujos efeitos são exacerbados no modelo de formação de preços a partir de 2025 com o início da utilização do Modelo Newave híbrido, que considera os reservatórios das hidrelétricas de forma individualizada, e com a adoção de critérios mais rigorosos de aversão ao risco, que tendem a trazer maior elasticidade de preços em cenários de piora na hidrologia de curto prazo.



Notas:

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

¹⁶ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em janeiro/25.

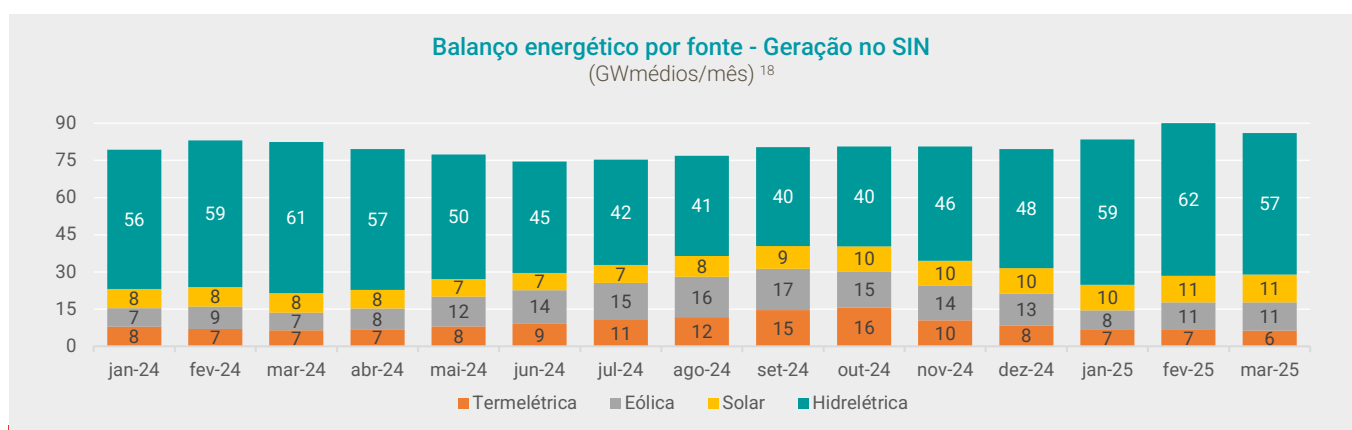
¹⁷ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 13/04/2025.

Seguindo o contexto acima, as fontes hidrelétricas continuaram a expandir a sua participação relativa em proporção à geração de energia total do SIN no 4T24, passando da média de 56% no encerramento 4T24 para uma média diária de 68% no 1T25, embora abaixo da média de 72% registrada no 1T24.

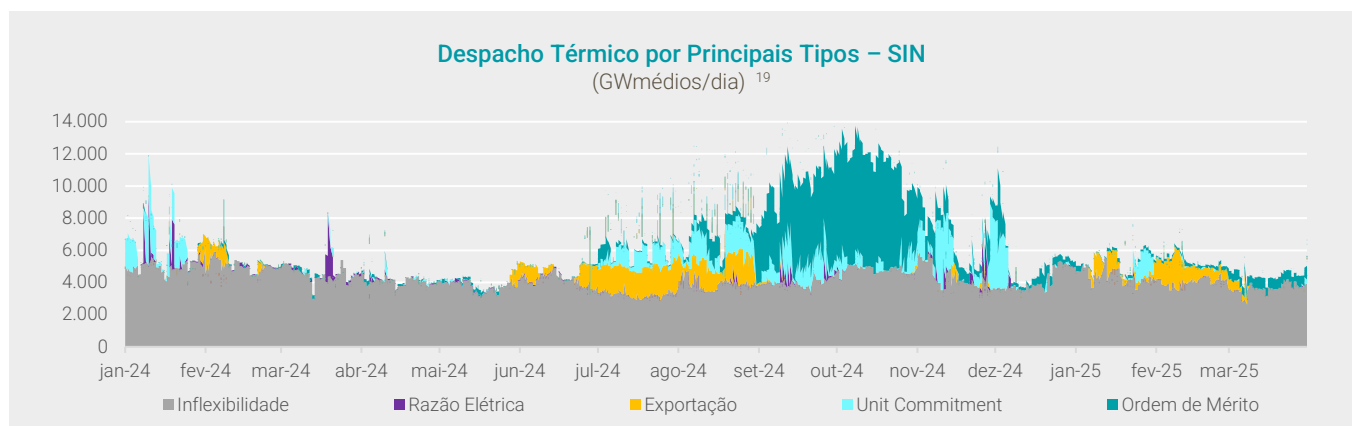
A geração solar manteve a sua participação relativa em 13% tanto no 1T25 quanto no 4T24 e aumentou frente aos 10% do 1T24, com aumento da participação absoluta para 10,8 GWm no 1T25 (*versus* 7,8 GWm no 1T24 e 10,1 GWm no 4T24). Esse crescimento reflete principalmente a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída em ambos os períodos de comparação.

Já a participação da geração eólica no total de geração do SIN atingiu 12% no 1T25, redução frente aos 17% registrados no 4T24 e aumento frente aos 10% do 1T24, refletindo uma maior intensidade de ventos na costa brasileira nesse trimestre quando comparada ao mesmo período de 2024, que favoreceu os principais parques eólicos.

Como resultado principalmente do início do período úmido, o despacho termelétrico reduziu no 1T25 frente ao 4T24, passando de uma participação de 14% em média no 4T24 para 8% no 1T25, ligeiramente abaixo dos 9% médios do 1T24.



No contexto de reservatórios com níveis ainda historicamente confortáveis, no 1T25, seguindo a sazonalidade esperada do período, houve a redução do despacho regulatório termelétrico no SIN, com despacho termelétrico no período principalmente para inflexibilidade. No entanto, principalmente a partir de fevereiro, nos momentos de crescimento do PLD, houve o retorno do despacho por ordem de mérito. Adicionalmente, em determinados momentos do período, também foi observado o despacho fora da ordem de mérito por motivo de razão elétrica e *unit commitment*, para atendimento aos picos diários e horários de carga.



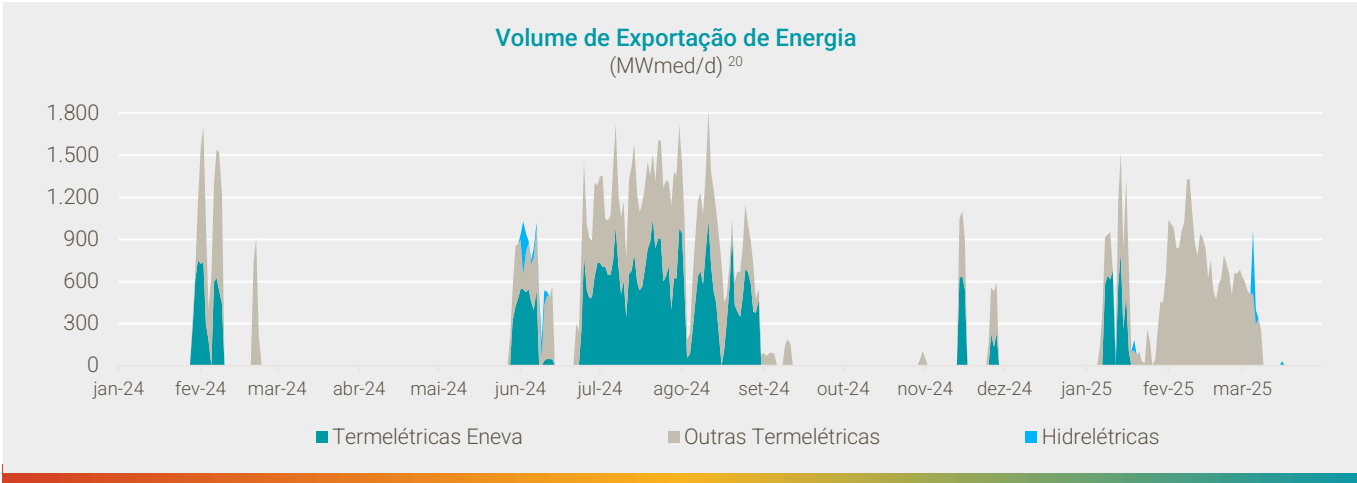
No que tange a geração para exportação, a partir de janeiro/25, com a redução do despacho térmico no SIN e a elevação significativa das temperaturas médias na Argentina, o país voltou a sinalizar demanda por energia e houve a retomada da exportação de energia térmica, porém as atividades de exportação reduziram ao final de janeiro/25 devido à necessidade de reparos no bipolo do Xingu/Terminal-Rio, com a queda de cinco torres de transmissão de energia após uma tempestade. A indisponibilidade do bipolo exigiu a diminuição dos limites de transferência de energia das regiões Norte e Nordeste para o

Notas:

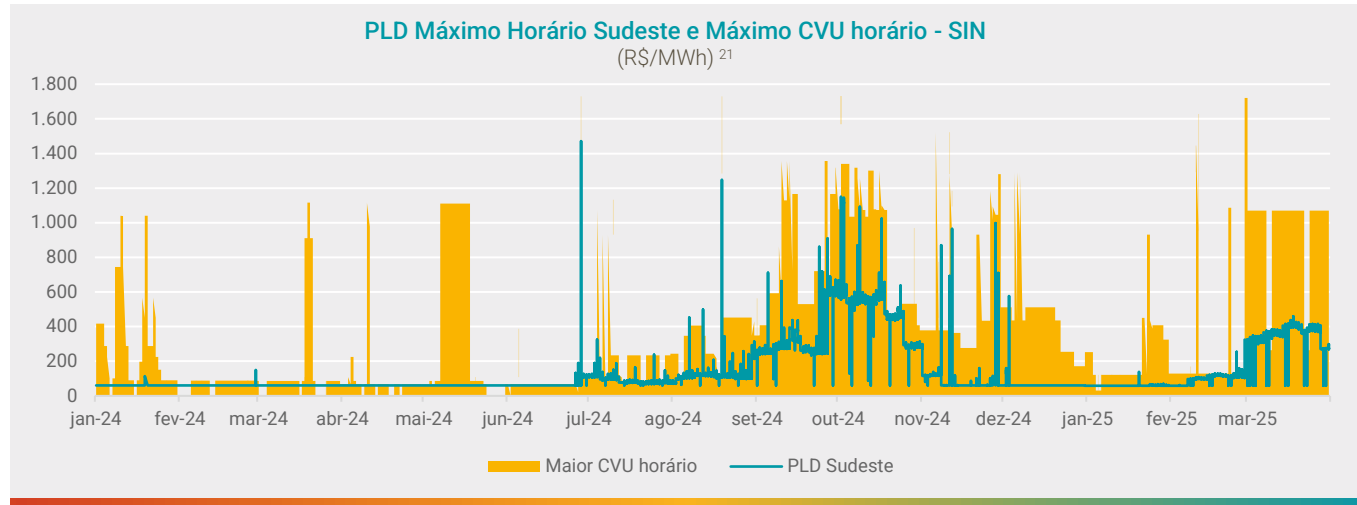
¹⁸ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 13/04/25.

¹⁹ 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 13/04/25.

Sudeste/Sul em 4 GW, visando a segurança do sistema, e impossibilitando a geração para exportação das térmicas dessas regiões até 13 de fevereiro/25. Vale também ressaltar que a exportação de usinas termelétricas em todo o período nessas regiões foi limitada também ao longo de todo o 1T25 pela alta ocupação das linhas de transmissão em função dos períodos sazonais de geração das usinas hídricas a fio d'água no Norte e da geração solar, com maior irradiância típica desse período. Como consequência, além da redução da exportação, o sistema também precisou acionar usinas localizadas no subsistema SE/CO com CVUs mais elevados ao longo do 1T25.



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.



Notas:

²⁰ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em 11/04/2025; 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 11/04/25..

²¹ Fonte: Sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em abril/25.

Desempenho Financeiro

Consolidado

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	4.423,6	2.004,7	120,7%
Custos Operacionais	(2.785,1)	(764,8)	264,2%
Despesas Operacionais	(166,9)	(147,2)	13,4%
SG&A	(127,0)	(109,1)	16,3%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,0)	(21,2)	3,9%
Demais despesas	(104,9)	(87,9)	19,3%
Despesas com Exploração G&G	(40,0)	(38,1)	4,9%
Poços secos	(1,1)	(23,2)	-95,3%
Custos com Depreciação e Amortização	(316,9)	(280,9)	12,8%
Despesas com Depreciação e Amortização	(238,0)	(67,9)	250,4%
Amortizações de Mais Valia e Ágio	(224,1)	(59,2)	278,3%
Outras Receitas/Despesas	55,7	(4,1)	1.460,0%
Equivalência Patrimonial	0,5	0,4	3,4%
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	40,3%
Resultado Financeiro Líquido	(253,3)	(707,1)	-64,2%
EBT	719,6	33,2	2.068,1%
Impostos Correntes	(68,3)	(60,0)	13,9%
Impostos Diferidos	(182,4)	93,5	-295,0%
Resultado Líquido do Período	468,9	66,7	602,9%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	84,5	127,6	-33,8%
Resultado Líquido Eneva	384,4	(60,9)	731,2%

O EBITDA ICVM consolidado da Eneva foi de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25, aumento de R\$ 438,7 milhões ou 40,3% comparado ao mesmo trimestre do ano anterior, representando **resultado trimestral recorde na história da Companhia**. O resultado refletiu a materialização de importantes avenidas de crescimento que vêm sendo desenvolvidas ao longo dos últimos anos, com o início da operação comercial dos ativos e a consolidação das operações dos segmentos de comercialização de gás na malha e fora da malha, assim como a contribuição integral de margem dos ativos adquiridos em operação de M&A realizada no 4T24.

É importante destacar que o montante não refletiu integralmente o fluxo contratado dos ativos da Eneva no período, considerando principalmente que as plantas de liquefação do Complexo Parnaíba ainda estavam estabilizando sua produção ao longo de grande parte do 1T25, atingindo 100% da capacidade nominal de planta apenas ao final de fevereiro/25, evoluindo de volumes de EBITDA mensais no segmento de R\$ 6 milhões em janeiro/25 para valores mensais médios de R\$ 24 milhões em fevereiro/25 e março/25, e que foram contabilizados custos e despesas retroativos e *one-off* em determinados segmentos, com impacto total de -R\$ 95,4 milhões no 1T25, conforme será detalhado abaixo e em suas respectivas seções.

As principais variações que contribuíram para o aumento do EBITDA no 1T25 frente ao 1T24 foram:

- A contabilização de R\$ 439,6 milhões de EBITDA referente ao primeiro trimestre de contribuição integral de resultado 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 em 25 outubro/24;

- Aumento de R\$ 141,8 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, composto pelos segmentos de Comercialização de Gás na Malha ("On-Grid") e pela UTE Porto de Sergipe I, impulsionado pela importante contribuição dos resultados provenientes das operações de comercialização de gás, com o lançamento da Mesa de Gás da Eneva em 2024 e o início dos primeiros resultados a partir do 2S24, que com a estabilização da conexão do Hub Sergipe à malha ao final do 4T24, permite a ampliação da atuação da mesa no mercado. Essa postura ativa de trading de gás, atenta às oportunidades nos mercados de gás e GNL, permitiu a estruturação de operações conjunturais no 1T25 que, somadas à base crescente de clientes, resultaram em um EBITDA de R\$ 162,8 milhões no período.
- Conclusão da entrada em operação das plantas de liquefação do Parnaíba em fevereiro/25, com EBITDA de R\$ 55,4 milhões no 1T25, e EBITDA médio mensal de R\$ 24,5 milhões em fevereiro e março. Dado que a entrada em operação ocorreu de forma faseada, o resultado do 1T25 ainda não reflete todo o potencial do segmento, e foram também contabilizados custos e despesas *one-off* de R\$ 10,6 milhões referentes ao período pré-comissionamento;
- Crescimento de R\$ 7,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, suportado, principalmente, pelo aumento da margem fixa, refletindo o reajuste contratual em novembro/24.

Por outro lado, a dinâmica positiva na comparação do 1T25 com o 1T24 foi parcialmente compensada pelos efeitos abaixo:

- Redução de R\$ 64,1 milhões no EBITDA de Geração do Parnaíba devido, principalmente, à menor margem variável versus o 1T24, dado a queda do despacho e a geração inflexível da UTE Parnaíba II, e à necessidade pontual de compra de energia realizada por meio da Comercializadora para reposição de lastro da UTE Parnaíba VI para fazer frente ao período entre o COD da usina em março/25 e o início de seu contrato regulado em janeiro/25;
- Queda de R\$ 40,0 milhões no EBITDA do segmento *Upstream*, decorrente sobretudo da menor margem variável em função da redução de receitas do Complexo Parnaíba com o menor despacho e maiores custos variáveis com participação governamental no Parnaíba. Vale ressaltar que as receitas de venda de gás e arrendamento entre as térmicas e o *Upstream* são eliminadas no Consolidado (que representam R\$ 26,3 milhões da variação total do *Upstream* e *térmicas*), mas impactam na variação individual de cada segmento;
- EBITDA de Geração Solar inferior em R\$ 39,5 milhões versus o 1T24, sobretudo devido aos maiores custos variáveis decorrentes dos efeitos de descolamento de preços entre os submercados Nordeste e Sudeste;
- Redução de R\$ 31,3 milhões no EBITDA da *Holding* e Outros (ex-Equivalência), sobretudo em decorrência de despesas pontuais com *fees* de consultorias, honorários de escritórios e outras despesas referentes a projetos de crescimento da Companhia, incluindo despesas com as aquisições realizadas no 4T24, que somaram R\$ 6,0 milhões, e maiores despesas relacionadas, principalmente, a pessoal e despesas pontuais de TI com licenças de softwares em R\$ 6,0 milhões;
- Impactos negativos totais no EBITDA em R\$ 18,9 milhões, concentrados principalmente no segmento de Geração Térmica – Outros, referente aos ativos a óleo adquiridos que possuíam contratos regulados até o final de 2024 e ficaram *merchant*, até o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 em julho/26.

Os custos e despesas com Depreciação e Amortização somaram R\$ 554,9 milhões no 1T25, aumento de R\$ 206,1 milhões comparados ao 1T24. O aumento reflete, principalmente, as amortizações de intangível de mais e menos valias e ágios dos ativos adquiridos, que aumentaram em R\$ 164,9 milhões no comparativo anual, sendo R\$ 10,2 milhões desse montante adicional despesas dedutíveis para fins do IRPJ/CSL. Vale observar que o valor de R\$ 51,5 milhões registrado no 1T25 relacionado à aquisição da Celse (já contabilizado no 1T24), também passou a ser dedutível após a incorporação na Holding.

O resultado financeiro líquido totalizou -R\$ 253,3 milhões no 1T25, melhoria frente ao valor de -R\$ 707,1 milhões do 1T24, em função da combinação de diferentes efeitos, com destaque principalmente para as variações positivas: (i) R\$ 411,7 milhões de variação cambial (recorrente não-caixa) sobre o passivo em dólar americano relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS 16), devido à desvalorização cambial no 1T25 (versus valorização cambial no 1T24); e (ii) R\$ 72,6 milhões de impacto da variação da marcação a mercado do *swap* da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I.

Os tributos correntes e diferidos totalizaram -R\$ 250,7 milhões, frente ao valor positivo de R\$ 33,5 milhões no 1T24, sendo a variação sobretudo devido à constituição de passivos diferidos sobre o valor justo dos contratos de comercialização de energia, com impacto de R\$ -184,0 milhões, e sobre a variação cambial incorrida sobre o contrato de arrendamento do FSRU, em -R\$ 137,0 milhões.

Considerando todos os efeitos mencionados acima e o resultado líquido de participações minoritárias, o lucro líquido consolidado atingiu R\$ 384,4 milhões no 1T25, frente ao prejuízo líquido de R\$ 60,9 milhões no 1T24, aumento de 731,2% no período.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período ²²	3.866,3	2.592,6	1.273,7
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.018,3	1.104,7	(86,4)
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	438,7
Var. Capital de Giro	(395,4)	51,9	(447,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(98,9)	(45,5)	(53,5)
Var. Outros ativos e passivos	(15,1)	9,2	(24,3)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(916,4)	(601,8)	(314,6)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	797,7	(707,9)	1.505,6
Recompra de Ações	(222,2)	-	(222,2)
Captações/Desembolsos Dívida	1.793,9	38,0	1.755,9
Amortização de Principal ²³	(233,9)	(75,5)	(158,4)
Amortização de Juros ²³	(384,1)	(479,6)	95,5
Arrendamento Mercantil	(104,7)	(102,8)	(1,9)
Outros	(51,3)	(88,1)	36,7
(=) Geração de Caixa Total	899,5	(205,0)	1.104,5
Posição de Caixa Final de Período ²²	4.765,8	2.387,7	2.378,1

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.018,3 milhões no 1T25, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre, mitigado principalmente pela variação negativa de capital de giro do período. A necessidade de capital de giro no trimestre foi resultado, sobretudo, da combinação dos seguintes efeitos: **(i)** ajuste negativo com impacto de -R\$ 538,8 milhões no fluxo como contrapartida contábil ao valor não caixa reconhecido no EBITDA no 1T25 referente à variação do impacto da marcação a mercado da expectativa de realização dos contratos futuros de energia da Comercializadora; compensado pelos **(ii)** rendimentos de aplicações financeiras, com impacto positivo de R\$ 138,3 milhões no fluxo.

Os pagamentos de IRPJ e CSL no período também compensaram ligeiramente o valor positivo no FCO, tendo sido principalmente concentrados nas subsidiárias Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão, em valor total de R\$ 58,8 milhões, referentes principalmente à geração de caixa operacional dos Contratos de Energia de Reserva das usinas entre dezembro/24 e janeiro/25. A maior parte dos valores restantes pagos de IRPJ e CSL no período foram referentes à SPE Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC"), em função do despacho no 1T25.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") totalizou saída de caixa total de R\$ 916,4 milhões no 1T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 430,6 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos destinados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 170,8 milhões relacionados a diversos projetos na Holding, incluindo despesas com desenvolvimento de projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva, como *fees* de reservas de equipamentos;
- R\$ 123,2 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração nas Bacias do Amazonas e Parnaíba e ao desenvolvimento dos campos na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 94,6 milhões relacionados ao Hub Sergipe, direcionados principalmente à atividade de troca do *riser* concluída no 4T24, o que incluiu, dentre diversas atividades e serviços, locação de embarcações;
- R\$ 34,0 milhões para conclusão da implementação das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba (SSLNG); e

Notas:

²² Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

²³ 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.

- R\$ 20,6 milhões referentes à conclusão da implementação da UTE Parnaíba VI.

O fluxo de caixa de financiamento totalizou entrada de caixa líquida de R\$ 797,7 milhões no 1T25, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Desembolsos de dívida e captações de debêntures no valor total de R\$ 1.793,9 milhões, sendo R\$ 838,1 milhões referentes à conclusão de processo de *liability management* iniciado em dezembro/24 e os demais montantes junto ao BNB, BASA e FDA para financiamento dos projetos de crescimento da Companhia, conforme será detalhado na seção de Endividamento;
- Recompra de ações com desembolso total de R\$ 222,2 milhões, referentes à aquisição de 20.682.412 ações de emissão da própria Eneva em tesouraria, conforme programa de recompra de ações da Companhia aprovado em janeiro/25, com maiores detalhes na seção de Mercado de Capitais;
- Amortizações de principal, pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 618,0 milhões, seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, referentes às debêntures e aos financiamentos contratados;
- Pagamentos de R\$ 104,7 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 83,3 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento nos segmentos *Upstream* e na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica;
- Pagamentos na linha de "Outros" de R\$ 67,9 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.

Como resultado, a Eneva encerrou o 1T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 4.765,8 milhões, crescimento de R\$ 899,5 milhões frente à posição de caixa do final do 4T24.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas:

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

DRE – Geração Parnaíba

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	618,2	666,1	-7,2%
Receita Fixa	546,6	495,0	10,4%
Receita Variável	71,5	171,1	-58,2%
Contratual	0,3	31,3	-99,0%
Mercado de curto prazo	71,2	139,8	-49,0%
Exportação	43,1	67,7	-36,3%
Trading	6,8	19,3	-64,9%
Outros	21,3	52,8	-59,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(75,1)	(83,6)	-10,2%
Devolução de Receita Fixa ²⁴	(13,1)	(17,0)	-22,9%
Receita Operacional Líquida	543,1	582,5	-6,8%
Custos Operacionais	(337,3)	(295,7)	14,1%
Custo Fixo	(159,4)	(143,3)	11,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(55,7)	(49,1)	13,5%
O&M	(34,3)	(28,0)	22,4%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%
Custo Variável	(120,6)	(111,9)	7,8%
Gás Natural	(58,4)	(80,9)	-27,8%
Distribuidora	(3,4)	(6,0)	-42,5%
Arrendamento variável UTG	(5,8)	(6,6)	-11,9%
Trading	(3,7)	(14,9)	-75,5%
Outros	(49,3)	(3,5)	1.304,8%
Depreciação e Amortização	(57,2)	(40,5)	41,3%
Despesas Operacionais	(8,4)	(8,3)	0,5%
SG&A	(8,1)	(7,9)	2,6%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,4)	-37,6%
Outras Receitas/Despesas	(0,6)	(1,0)	-36,9%
EBITDA ICVM 527/12	254,3	318,5	-20,1%
Margem EBITDA (%)	41,1%	47,8%	-6,7 p.p.

A receita fixa das UTEs do Complexo Parnaíba no 1T25 atingiu R\$ 546,6 milhões, crescimento de 10,4% frente ao mesmo período de 2024, impulsionado tanto pelo início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI quanto pelo reajuste contratual a IPCA ocorrido em novembro/24 dos demais ativos do Complexo (exceto Parnaíba IV). O contrato regulado da UTE Parnaíba VI iniciou em janeiro/25, com recebimento de sua respectiva receita fixa a partir dessa data. Contudo, o início da operação comercial do ativo ocorreu no início de março/25, sendo necessária a compra de energia para recomposição de lastro nos meses de janeiro e fevereiro/25, anteriormente ao COD, tendo sido contabilizadas diferentes receitas e custos variáveis relacionados a essa operação, conforme serão detalhados abaixo.

Notas:

²⁴ No 2T24 houve mudança de tratamento contábil quanto à classificação das deduções de receita fixa em função dos volumes exportados para as usinas com contratos regulados por disponibilidade vigentes. Até o 1T24, estes valores eram contabilizados como custos variáveis e, a partir desse trimestre, foram reclassificadas para a rubrica de deduções de receitas. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores do 1T24 foram alterados para refletir essa nova visão.

Os custos fixos no trimestre somaram R\$ 159,4 milhões, 11,2% acima do 1T24, refletindo: (i) o aumento de R\$ 6,6 milhões na TUST, decorrente do reajuste anual ocorrido em julho/24; (ii) maiores custos com O&M em R\$ 6,3 milhões em função, principalmente, do crescimento de custos na UTE Parnaíba V *versus* o 1T24, período que ainda não refletia o total de custos atrelados ao contrato regulado iniciado em janeiro/24, além de custos com manutenções preventivas na UTE Parnaíba II, aumento nos custos com apólices de seguros e reajustes anuais contratuais com fornecedores ocorridos no período; e (iii) reajuste de 4,8% no valor do arrendamento fixo implementado em janeiro/25 entre o segmento de *Upstream* e Complexo Parnaíba, acompanhando as variações observadas nas receitas e custos do segmento. Importante destacar que esse custo no Complexo Parnaíba tem uma contrapartida positiva no segmento de *Upstream*, sendo, portanto, eliminado na visão consolidada da Companhia.

A margem fixa no 1T25 atingiu R\$ 332,4 milhões, crescimento de R\$ 30,2 milhões, ou 10,0%, na comparação com o mesmo período de 2024, com o aumento da receita fixa mais do que compensando o maior custo fixo operacional no trimestre.

Em contrapartida, a margem variável totalizou -R\$ 69,3 milhões no 1T25, redução de R\$ 94,5 milhões em relação ao mesmo trimestre de 2024, refletindo:

- Margem variável de geração negativa em R\$ 35,1 milhões no 1T25, inferior em R\$ 59,4 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente:
 - i. impacto da margem variável da geração da UTE Parnaíba II no período no total de -R\$ 37,3 milhões, redução de R\$ 20,5 milhões frente ao registrado no 1T24, sobretudo, em função do cumprimento da inflexibilidade contratual em janeiro/25, cuja geração não possui receitas variáveis atreladas. No 1T24, a mesma geração por inflexibilidade contratual do ativo de janeiro/24 foi incorretamente liquidada a PLD pela CCEE, beneficiando a receita variável em R\$ 17,3 milhões naquele trimestre. Vale ressaltar que o valor foi estornado no 2T24, após decisão dos reguladores;
 - ii. receitas contratuais de R\$ 0,3 milhão no 1T25, queda de R\$ 30,9 milhões em relação ao 1T24, em função da menor necessidade do SIN para atendimento à ponta de carga *versus* o 1T24;
 - iii. receitas com exportação R\$ 24,5 milhões inferiores em relação ao 1T24, somando R\$ 43,1 milhões no 1T25, impactadas pelas restrições de intercâmbio de energia entre as regiões Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste, dado o incidente do bipolo Xingu-Terminal Rio;
 - iv. queda de R\$ 24,8 milhões em outras receitas variáveis associadas à liquidação no ACL, totalizando R\$ 8,8 milhões no 1T25 *versus* R\$ 33,6 milhões no 1T24, decorrente do menor volume de energia liquidada a PLD, acompanhando o menor despacho médio no período (15% no 1T25 *versus* 25% no 1T24);
 - v. parcialmente compensados pela redução de R\$ 28,4 milhões de custos variáveis com geração que somou R\$ 32,0 milhões no 1T25 frente a R\$ 60,4 milhões registrados no 1T24, além de deduções totais de receita bruta inferiores em R\$ 12,9 milhões, em função da menor geração para o SIN e para exportação no trimestre;
- Aumento de R\$ 6,2 milhões na margem de *trading* e FID, desconsiderando a operação pontual de recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, atingindo R\$ 7,0 milhões no 1T25 em comparação a R\$ 0,8 milhão no mesmo período de 2024;
- Operação pontual de compra de energia para recomposição do lastro da UTE Parnaíba VI, conforme requisitos do contrato regulado, impactando a margem variável em -R\$ 41,3 milhões.

Vale ressaltar que a operação de compra de energia da recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI foi realizada por meio da Comercializadora da Companhia. Portanto, apesar do impacto negativo nos custos do Complexo Parnaíba, as operações possuem contrapartida positiva nas receitas do segmento de Comercialização. Considerando o efeito de +R\$34,9 milhões referente as receitas e custos das operações de venda e compra de energia na Comercializadora, o impacto líquido da operação de recomposição de lastro totalizou margem negativa de R\$ 6,4 milhões na visão consolidada da Companhia.

Dessa forma, diante dos efeitos comentados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba foi de R\$ 254,3 milhões, redução de 20,1% frente ao mesmo período de 2024. Desconsiderando os efeitos da operação de recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, o EBITDA seria de R\$ 295,6 milhões, sendo 7,2% inferior na comparação com o 1T24, em função, principalmente, do impacto do menor despacho médio na margem variável do 1T25, sendo parcialmente compensada pelo crescimento de R\$ 30,2 milhões na margem fixa do trimestre.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II ("UTE Jaguaririca II") e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina.

A UTE Jaguaririca II começou a fornecer energia para o Sistema Isolado de Roraima no dia 15 de fevereiro de 2022, e, no dia 24 de maio de 2022 a planta atingiu sua capacidade instalada total de 141 MW. A estabilização total da planta foi concluída ao final do 4T23, quando atingiu disponibilidade próxima a 100%.

DRE – UTE Jaguaririca II

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	206,5	198,6	4,0%
Receita Fixa	148,3	141,5	4,8%
Receita Variável	58,3	57,0	2,2%
Contratual	58,3	57,0	2,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(11,2)	(10,6)	6,0%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(1,5)	(1,2)	26,6%
Receita Operacional Líquida	195,4	188,0	3,9%
Custos Operacionais	(101,1)	(102,8)	-1,7%
Custo Fixo	(25,0)	(24,2)	3,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,6)	0,0	-3.760,1%
O&M	(24,4)	(24,2)	1,0%
Custo Variável	(40,6)	(39,9)	1,7%
Gás Natural	(14,8)	(14,9)	-0,6%
Transporte ²⁵	(21,6)	(20,3)	6,1%
Outros	(4,2)	(4,7)	-9,9%
Depreciação e Amortização	(35,4)	(38,8)	-8,6%
Despesas Operacionais	(5,5)	(6,4)	-14,6%
SG&A	(5,5)	(6,4)	-14,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	4,4%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	(0,7)	-80,6%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	124,1	116,8	6,2%
Margem EBITDA (%)	63,5%	62,1%	1,4 p.p.

No 1T25, a receita operacional líquida da UTE Jaguaririca II registrou crescimento de 3,9% em relação ao 1T24, totalizando R\$ 195,4 milhões no período, suportada pelo crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, tendo em vista o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/24. Já os custos operacionais do segmento totalizaram R\$ 101,1 milhões, ligeira redução de R\$ 1,8 milhão comparado ao 1T24.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa líquida e dos custos fixos totais resultou em um aumento de R\$ 5,3 milhões na margem fixa do segmento, que atingiu R\$ 115,2 milhões no 1T25, versus R\$ 109,9 milhões no mesmo período de 2024. Por sua vez, a margem variável reduziu R\$ 0,4 milhão na comparação entre os trimestres, somando R\$ 14,5 milhões no 1T25, em função dos maiores custos variáveis pontuais no trimestre.

Como resultado dos efeitos explicados acima, e da ligeira redução de despesas gerais e administrativas no 1T25, o EBITDA do segmento registrou crescimento de 6,2% quando comparado ao 1T24, totalizando R\$ 124,1 milhões no 1T25, com aumento de 1,4 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 63,5% no 1T25.

Notas:

²⁵ A partir do 4T24, essa linha passa a ser segregada dos Custos Fixos de O&M. Para fins de comparabilidade, os valores dos períodos anteriores foram reclassificados.

► Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I, adquirido pela Eneva por meio da aquisição da empresa CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. ("CELSE") em 03 de 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)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	1.145,8	539,6	112,4%
Receita Fixa	545,9	521,1	4,8%
Receita Variável	60,2	18,5	225,7%
Contratual	-	-	N/A
Mercado de curto prazo	60,2	18,5	225,7%
Lastro (FID)	60,2	18,5	225,7%
Outros	-	-	N/A
Comercialização de Gás	539,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(109,8)	(50,6)	117,0%
UTE Porto de Sergipe I	(57,6)	(50,6)	13,9%
Comercialização de Gás	(52,2)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	1.036,0	489,0	111,9%
Custos Operacionais	(680,8)	(195,4)	248,4%
Custo Fixo	(80,9)	(74,5)	8,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(42,0)	(40,4)	4,0%
O&M ²⁶	(9,0)	(16,2)	-44,3%
Outros Fixos	(29,9)	(17,9)	66,8%
Custo Variável	(98,4)	(23,6)	316,1%
Gás Natural	2,4	-	N/A
Lastro (FID)	(91,6)	(23,2)	295,0%
Outros	(9,2)	(0,5)	1.928,8%
Comercialização de Gás	(403,1)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(98,4)	(97,3)	1,1%
Despesas Operacionais	(3,9)	(3,7)	5,7%
SG&A	(3,9)	(3,7)	3,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	0,1	-112,4%
Outras Receitas/Despesas (Comercialização de Gás)	78,6	(0,6)	12.795,6%
EBITDA ICVM 527/12	528,3	386,5	36,7%
Margem EBITDA (%)	51,0%	79,0%	-28,0 p.p.

Notas:

²⁶ No 2T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que até o 1T24 estavam contemplados na rubrica de "Outros – Variáveis", passando a ser alocados para custos fixos de "O&M" e "Outros Fixos". Para melhor comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2024 foram alterados para a nova visão.

A dinâmica positiva do Hub Sergipe no 1T25 refletiu tanto a operação da UTE Porto de Sergipe I, quanto a importante contribuição dos resultados provenientes das operações de Comercialização de Gás a partir do 2S24, com o lançamento da Mesa de Gás da Eneva. O detalhe de cada operação será explicado abaixo, com a segregação dos resultados da usina e da Mesa de Gás no 1T25, para fins de melhor compreensão do desempenho do trimestre.

UTE Porto de Sergipe I

A receita bruta total da UTE Porto de Sergipe I alcançou R\$ 606,1 milhões, apresentando aumento de R\$ 66,5 milhões frente ao 1T24, sendo: (i) R\$ 24,8 milhões referentes ao reajuste contratual a IPCA da receita fixa ocorrido em novembro/24, e (ii) R\$ 41,7 milhões relacionados à maior receita variável com operações de lastro para recomposição de garantia física, que possuem contrapartida nos custos variáveis.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 80,9 milhões, aumento de R\$ 6,4 milhões na comparação com 1T24, decorrentes sobretudo de: (i) reajuste na TUST ocorrido em julho/24; (ii) aumento nos custos com consumo interno do FSRU devido ao maior volume movimentado e elevação no custo de estoque *versus* o 1T24; (iii) efeitos de IPCA e câmbio em contratos com fornecedores reajustados no 1T25; e (iv) maiores custos com manutenções no trimestre. O aumento na rubrica de Outros Custos Fixos foi parcialmente compensado pela melhora de R\$ 7,2 milhões nos custos de O&M, principalmente, em função da revisão do escopo da apólice de seguros ocorrida em 2024.

Como resultado do crescimento da receita fixa, que mais do que compensou o aumento dos custos, a margem fixa do ativo no 1T25 atingiu R\$ 413,1 milhões, ganho de R\$ 15,3 milhões frente ao mesmo trimestre de 2024.

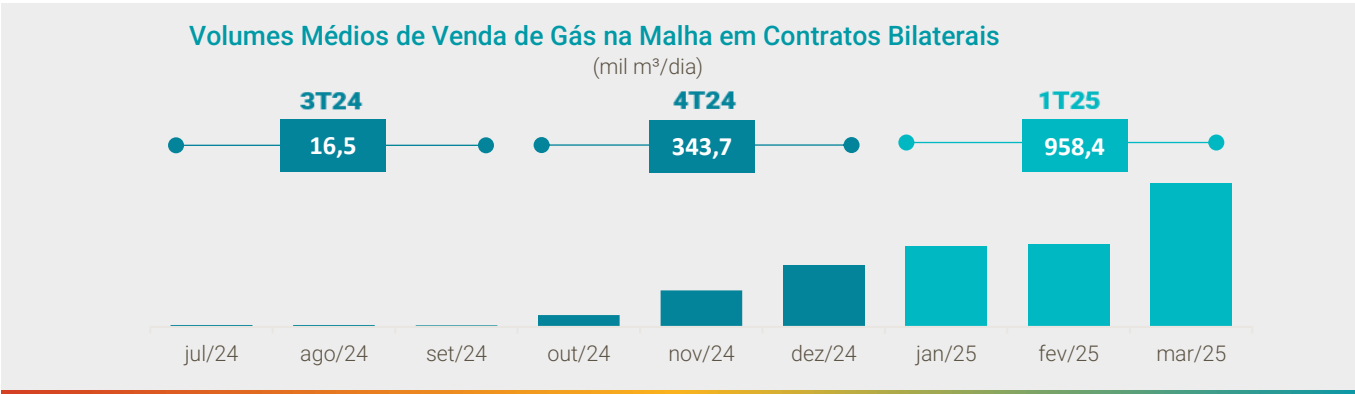
Os custos variáveis da UTE Porto de Sergipe I aumentaram em R\$ 74,7 milhões, em função, sobretudo: (i) do crescimento dos custos com operações de recomposição de lastro de garantia física na comparação anual, que apesar de ter efeito nulo no EBITDA, dada sua contrapartida na receita da usina, atingiu R\$ 54,5 milhões no trimestre; (ii) da contabilização de R\$ 37,0 milhões no 1T25 de custos relacionados à energia não entregue em dezembro/24, em decorrência de ajuste final da CCEE referente à provisão anteriormente contabilizada sobre a indisponibilidade de uma das unidades geradoras da usina, evento não associado à falha no *riser*; e (iii) do reconhecimento, na rubrica de “Outros”, de R\$ 9,2 milhões em custos retroativos com o transporte de gás por gasoduto referente ao 4T24. Esses custos foram reconhecidos apenas agora em 2025 devido à recontabilização dos mesmos junto à CCEE. Em compensação, os custos variáveis foram impactados positivamente em R\$ 2,4 milhões por um *fee* de antecipação pago pelo fornecedor de GNL em março/25, em função da data de entrega da carga de GNL adquirida ao final de 2024, contabilizado na rubrica de “Custos Variáveis - Gás Natural”.

Dessa forma, a margem variável do ativo totalizou R\$ 43,9 milhões negativos no 1T25, redução de R\$ 37,0 milhões frente ao registrado no 1T24.

Diante do cenário descrito acima, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I no 1T25 somou R\$ 365,6 milhões, redução de 5,4% em comparação ao mesmo período de 2024, principalmente em função da contabilização dos custos variáveis retroativos de R\$ 46,2 milhões. Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA da usina totalizaria R\$ 411,8 milhões no 1T25, aumento de 6,5% *versus* o 1T24.

Comercialização de Gás

O 1T25 foi marcado por importantes oportunidades de negócio no segmento Comercialização de Gás *On-Grid*, que desde o lançamento da Mesa de Gás tem apresentado uma trajetória consistente de crescimento no volume negociado de gás natural na malha, conforme demonstrado no gráfico abaixo.



Dessa forma, a evolução no volume comercializado pela Mesa de Gás desde o seu lançamento, no 2S24, concretiza os primeiros resultados desse novo negócio, que é mais uma alavanca de crescimento da Companhia, e reforça a capacidade da Eneva de aproveitar oportunidades de mercado para geração de valor suportada por suas diferentes competências.

No entanto, trata-se de um mercado em desenvolvimento no país, ainda bastante concentrado e com altos custos e penalidades, que restringem a liquidez do mercado. Outros desafios envolvem a flexibilidade operativa mais restrita e obrigações de entrega e retirada física de gás ou GNL.

Eventuais otimizações de cargas no mercado de GNL são conjunturais, dependendo de oportunidades de arbitragem de preço que ocasionalmente surjam ao longo do tempo, portanto, resultados e margens dessas operações serão oportunistas e individuais para cada contrato e operação celebrado, suportados por uma mesa atenta às oportunidades.

Nesse contexto, o EBITDA das operações do segmento de Comercialização de Gás atingiu R\$ 162,8 milhões no 1T25, compostos por:

- R\$ 37,4 milhões referentes aos contratos de suprimento de gás natural em modalidade firme e flexível, considerando: (i) contratos flexíveis, incluindo as parcelas fixas de encargo de reserva de capacidade do *Floating Storage Unit* (FSRU) e as parcelas variáveis, na ocasião de fornecimento de gás, além de contratos de entrega de gás firme ou vendas *spot* celebrados com clientes conectados à malha; (ii) os custos recorrentes relacionados à operação da Mesa e os demais custos associados à compra de gás celebrados com as contrapartes;
- Custos retroativos de -R\$ 10,0 milhões relacionados ao 4T24 referentes a perdas de gás no processo de comercialização das cargas em dezembro/24 e à cobrança retroativa de tarifa de conexão à TAG;
- R\$ 135,4 milhões²⁷ referentes a operações pontuais de GNL, aproveitando oportunidades de arbitragem de preços, incluindo a venda de uma carga adquirida em 2024, cuja entrega foi concluída no 1T25, sendo reconhecida, portanto, apenas nesse trimestre.

Como resultado de todos os efeitos comentados acima, o **EBITDA do Hub Sergipe** atingiu R\$ 528,3 milhões, crescimento de R\$ 141,8 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente, a contribuição do EBITDA do segmento de Comercialização de Gás.

Notas:

²⁷ 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 Santo

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	665,7	-	N/A
Receita Fixa	620,7	-	N/A
Receita Variável	45,0	-	N/A
Contratual	1,5	-	N/A
Mercado de curto prazo	43,6	-	N/A
Lastro (FID)	42,9	-	N/A
Outros	0,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(113,2)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ²⁸	(45,4)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	552,5	-	N/A
Custos Operacionais	(121,9)	-	N/A
Custo Fixo	(86,0)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(5,9)	-	N/A
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(63,4)	-	N/A
O&M	(16,8)	-	N/A
Custo Variável	(25,9)	-	N/A
Combustível	(0,4)	-	N/A
Lastro (FID)	(25,3)	-	N/A
Outros	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(10,0)	-	N/A
Despesas Operacionais	(1,5)	-	N/A
SG&A	(1,5)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	0,4	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	439,6	-	N/A
Margem EBITDA (%)	79,6%	-	N/A

O 1T25 representou o primeiro trimestre de contribuição integral dos ativos a gás adquiridos no 4T24, demonstrando a robustez dos resultados dos contratos regulados vigentes das usinas mesmo em um período praticamente sem despacho, em função principalmente da importante margem decorrente das receitas fixas regulatórias.

As usinas que compõem o segmento somaram R\$ 665,7 milhões de receita operacional bruta no 1T25. Desse total, R\$ 620,7 milhões foram referentes às receitas fixas contratuais pelos contratos regulados vigentes, reajustados em novembro de 2024, enquanto R\$ 42,9 milhões são resultado das operações de compra e venda de energia para hedge dos contratos. Vale ressaltar que a contrapartida em custo está contabilizada na rubrica de "Custos Variável – Lastro (FID)".

No mesmo período, os custos fixos somaram R\$ 86,0 milhões, sendo: (i) R\$ 63,4 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

Notas:

²⁸ 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.

montantes consumidos para a geração termelétrica do período foram contabilizados na rubrica de custos variáveis; (ii) R\$ 16,8 milhões de custos de O&M, sendo: (a) R\$ 6,7 milhões referentes aos custos de pessoal; (b) R\$ 5,0 milhões de custos de seguros operacionais, que se referem a custos *one-off* referentes a baixas com repactuação de apólices de seguros com a entrada no portfólio da Eneva; (c) R\$ 3,4 milhões de custos de materiais; e (d) R\$ 1,7 milhão com outros custos diversos de O&M. Como resultado, a margem fixa do segmento contabilizou R\$ 429,1 milhões no período.

Já os custos variáveis somaram R\$ 25,9 milhões no 1T25, sendo principalmente associados às operações de *trading* executadas ao longo do período, no total de R\$ 25,3 milhões. A margem variável do segmento totalizou R\$ 11,5 milhões no período, impulsionada principalmente pelo resultado líquido positivo das operações de trading.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 439,6 milhões de EBITDA, com margem EBITDA de 79,6% no 1T25, suportado principalmente pelas margens fixas dos ativos.

► 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 UTE 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. 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, previsto para julho/26. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições.

DRE – Geração a Carvão

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	281,0	265,6	5,8%
Receita Fixa	280,8	268,0	4,8%
Receita Variável	0,3	(2,4)	111,2%
Contratual	0,1	0,6	-83,3%
Mercado de curto prazo	0,2	(3,0)	105,4%
Lastro (FID)	0,2	-	N/A
Outros	-	(3,0)	100,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(29,0)	(27,5)	5,4%
Receita Operacional Líquida	252,0	238,1	5,8%
Custos Operacionais	(132,8)	(121,5)	9,3%
Custo Fixo	(74,2)	(67,9)	9,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(19,6)	(18,2)	7,5%
O&M	(54,7)	(49,6)	10,1%
Custo Variável	(1,5)	(3,1)	-50,4%
Combustível	-	(1,4)	100,0%
Lastro (FID)	(0,4)	-	N/A
Outros	(1,1)	(1,7)	-34,7%
Depreciação e Amortização	(57,0)	(50,6)	12,7%
Despesas Operacionais	(6,6)	(10,9)	-39,8%
SG&A	(6,2)	(10,6)	-41,1%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,3)	3,2%
Outras Receitas/Despesas	1,3	1,9	-32,9%
EBITDA ICVM 527/12	171,3	158,6	8,1%
Margem EBITDA (%)	68,0%	66,6%	1,4 p.p.

DRE – Térmicas a Óleo

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
EBITDA ICVM 527/12	(30,6)	-	N/A
Margem EBITDA (%)	N.A.	-	N/A

Geração a Carvão

No 1T25, o segmento de geração a carvão totalizou R\$ 281,0 milhões de receita operacional bruta, crescimento de R\$ 15,4 milhões comparado ao 1T24, refletindo, principalmente, o aumento de R\$ 12,8 milhões na rubrica de receita fixa em função dos reajustes

anuais contratuais das receitas reguladas das usinas, efetivados em novembro/24. Foi registrada também receita variável de R\$ 0,3 milhão, relacionada à geração da UTE Itaquí pelo período de 47 horas para comprovação de disponibilidade, após a conclusão da manutenção ocorrida para a correção de falhas no gerador, identificada em dezembro/24, assim como receita a recomposição de lastro de R\$ 0,2 milhão, com contrapartida na rubrica de custos variáveis.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 74,2 milhões no 1T25, crescimento de R\$ 6,4 milhões em relação ao 1T24. Esse aumento decorreu sobretudo da elevação dos custos de O&M no período em R\$ 5,0 milhões, que incluíram despesas pontuais com serviços de manutenção vinculadas à comprovação de disponibilidade, acréscimo nos gastos com pessoal de O&M devido ao preenchimento de vagas em aberto e à atualização dos contratos fixos no período. Por sua vez, os aumentos nos custos com TUST foram de R\$ 1,4 milhão, refletindo o reajuste anual das tarifas aplicado em julho/2024.

A despeito do aumento dos custos fixos, o segmento apresentou aumento de R\$ 5,2 milhões de margem fixa, atingindo R\$ 177,6 milhões no 1T25 dado que o impacto do reajuste da receita fixa superou o crescimento dos custos no período.

Os custos variáveis totalizaram R\$ 1,5 milhão no 1T25, refletindo, sobretudo, custos com componentes associados à geração para comprovação de disponibilidade e potência da UTE Itaquí, além de custos com recomposição de lastro.

Como resultado, a margem variável do segmento foi negativa em R\$ 1,3 milhão no período, uma melhora de R\$ 3,9 milhões frente ao resultado do 1T24, que, por sua vez, foi impactado negativamente pelo maior custo médio do estoque de carvão, refletindo em um maior custo médio de geração.

É importante ressaltar que, no 1T25, o custo médio do estoque de carvão normalizado²⁹, calculado com base no consumo esperado para uma semana de geração, já estava inferior aos CVUs médios do período, refletindo as cargas adquiridas no 4T24 pela Companhia. Por sua vez, o custo médio de estoque realizado³⁰ no trimestre de Itaquí foi pontualmente mais elevado, impactado negativamente pelo curto período de despacho.

Ao final do 1T25, a Eneva possuía um estoque de 154 mil toneladas de carvão na UTE Itaquí e 141 mil toneladas de carvão na UTE Pecém II, e os custos médios de estoque e CVUs médios do trimestre em cada usina encontram-se detalhados abaixo:

Custo e CVU Médio por UTE - Geração a Carvão		
1T25	Itaquí	Pecém II
Despacho (%)	0,3%	0,0%
Custo médio de estoque realizado ³⁰ (R\$/MWh)	485,7	-
Custo médio de estoque normalizado ²⁹ (R\$/MWh)	338,3	281,1
CVU médio ³¹ (R\$/MWh)	362,3	370,4

No 1T25, o SG&A registrou redução de R\$ 4,3 milhões na comparação com o 1T24, 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\$ 171,3 milhões no 1T25, comparado aos R\$ 158,6 milhões registrados no mesmo período de 2024.

Geração a Óleo

Ao longo do 1T25, foram contabilizados custos fixos no total de R\$ 27,4 milhões, sendo R\$ 14,7 milhões destinados a pessoal, materiais e serviços de terceiros para manutenção das usinas, e R\$ 12,8 milhões em custos de TUST. Também houve a contabilização de R\$ 3,4 milhões em despesas de SG&A. Como resultado, o EBITDA no período totalizou -R\$ 30,6 milhões.

Notas:

²⁹ O custo médio de estoque normalizado engloba o custo da commodity e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas considerando o consumo específico médio padrão das usinas em um período de 7 dias, conforme unit commitment. No 1T25, o consumo específico de Itaquí foi impactado pelo curto período de despacho. Caso fosse adotado o consumo específico médio padrão da usina, o custo médio por estoque no trimestre seria de R\$ 338,3/MWh. Para Pecém II, o número teórico de geração foi utilizado com base no consumo específico médio padrão da usina apenas para fins ilustrativos, visto que não houve despacho no período.

³⁰ O custo médio de estoque realizado engloba o custo da commodity e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas ao longo de um período, considerando o consumo efetivo. No 1T25, o consumo específico de Itaquí foi impactado pelo curto período de despacho, totalizando 47 horas, o que demandou um maior volume de combustível para geração do que o normal, refletindo em um custo médio por estoque de R\$ 485,7/MWh.

³¹ O CVU médio dessa tabela se trata do CVU médio do trimestre, sem ponderação pela geração do trimestre.

► Geração Solar

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

DRE – Geração Solar

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	97,8	71,3	37,3%
Receita Fixa	82,6	68,0	21,5%
Receita Variável	15,2	3,3	364,9%
Mercado de curto prazo	15,2	3,3	364,9%
Deduções sobre a Receita Bruta	(7,2)	(3,5)	103,7%
Receita Operacional Líquida	90,6	67,7	33,8%
Custos Operacionais	(120,9)	(56,3)	114,6%
Custo Fixo	(22,7)	(20,5)	10,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,3)	(11,0)	2,8%
O&M	(11,4)	(9,5)	19,7%
Custo Variável	(69,5)	(9,2)	654,2%
Compra de Energia (Lastro FID)	(57,2)	(5,9)	876,0%
Ressarcimento de Encargos	(12,6)	(3,3)	280,6%
Outros	0,3	(0,0)	994,3%
Depreciação e Amortização	(28,7)	(26,6)	7,8%
Despesas Operacionais	(3,8)	(4,0)	-4,9%
SG&A	(3,7)	(3,9)	-5,2%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	6,6%
Outras Receitas/Despesas	0,0	0,1	-90,3%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(5,2)	34,3	-115,2%
Margem EBITDA (%)	-5,7%	50,6%	N/A

O segmento de geração solar contabilizou R\$ 90,6 milhões de receita operacional líquida no 1T25, crescimento de 33,8% na comparação com o mesmo trimestre de 2024, refletindo, sobretudo, o aumento da receita fixa no período em função da atualização anual dos preços dos PPAs em janeiro/25, bem como o início do contrato da SPE Futura 6 no 4T24. Além disso, no 1T25 foram registrados R\$ 14,9 milhões em receitas de operações de trading estruturadas para mitigar os impactos referentes à diferença de preços entre os submercados NE e SE. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID), conforme detalhado na descrição de custos abaixo.

Com a assinatura do contrato da SPE 6, o Complexo Futura passou a ter todas as suas SPEs com energia contratada a partir do 4T24. 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:

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\$ 22,7 milhões no 1T25, aumento de R\$ 2,2 milhões na comparação entre os períodos, explicado, principalmente, por maiores custos de pessoal após reestruturações feitas no time de operação e manutenção. Desse total, cerca de R\$ 1,1 milhão refere-se a efeito *one-off*.

Já os custos variáveis somaram R\$ 69,5 milhões no mesmo período, devido, principalmente, a:

- **Geração comprometida e não realizada**, sendo grande parte em função dos cortes de geração no Complexo Futura no 1T25 que ocorreram sobretudo devido à indisponibilidade operacional do bipolo Xingu e pela alta ocupação das linhas de transmissão com a geração hídrica sazonal no subsistema Norte, que gerou restrição no fluxo de transmissão de energia dos subsistemas Norte e Nordeste para o Sudeste/Sul, contabilizando impacto de 81,1GWh no período, frente aos 10,2 GWh do 1T24. Além disso, ao longo do mês de janeiro a irradiância do Complexo foi impactada em função de períodos de chuva e nebulosidade, totalizando 48,1 GWh no período. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada foi de R\$ 7,2 milhões no 1T25.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados**, ainda persistentes no final do 1T25 em função da combinação de restrições de intercâmbio entre os submercados pelo ONS e pela sobreoferta de energia no submercado Nordeste com a maior geração sazonal eólica. O montante de energia adquirido no subsistema SE para fazer frente ao volume produzido no subsistema NE resultou em um impacto financeiro de R\$ 50,0 milhões no 1T25, e reflete os preços praticados no submercado SE ao longo do período. Como resultado, o impacto líquido do descolamento de preços entre os submercados foi de R\$ 35,0 milhões, considerando a receita líquida proveniente da liquidação do hedge de submercado, conforme explicado acima.

A Companhia também contabilizou R\$ 12,6 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 1T25, considerando as características da energia contratada, frente aos R\$ 3,3 milhões do mesmo período de 2024. Esse crescimento se deve principalmente à maior geração frustrada no 1T25 versus o 1T24.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 5,2 milhões no 1T25, frente aos R\$ 34,3 milhões no mesmo período de 2024.

► 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)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	158,8	190,8	-16,8%
Receita Fixa	76,5	72,9	4,8%
Receita Variável	82,3	117,9	-30,1%
Contrato de Venda de Gás	66,0	98,9	-33,3%
Contrato de Arrendamento	6,4	7,3	-12,1%
Venda de Condensado	10,0	11,7	-14,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(28,7)	(27,8)	3,2%
Receita Operacional Líquida	130,2	163,0	-20,2%
Custos Operacionais	(68,5)	(70,7)	-3,2%
Custo Fixo	(29,5)	(26,3)	12,3%
O&M	(29,5)	(26,3)	12,3%
Custo Variável	(20,7)	(17,3)	19,6%
Participações Governamentais	(17,9)	(14,9)	20,2%
Custo com Compressores	(2,8)	(2,4)	16,1%
Depreciação e Amortização	(18,2)	(27,2)	-32,8%
Despesas Operacionais	(44,3)	(42,9)	3,3%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(40,0)	(38,1)	4,9%
Poços Secos	-	(23,2)	100,0%
SG&A	(0,5)	(2,1)	-75,8%
Depreciação e Amortização	(3,9)	(2,7)	43,6%
Outras Receitas/Despesas	(0,2)	0,0	-877,1%
EBITDA ICVM 527/12	39,2	79,3	-50,5%
EBITDA excluindo poços secos ³²	39,2	102,5	-61,7%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	30,1%	62,9%	-32,7 p.p.

No 1T25, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 130,2 milhões, apresentando uma redução de 20,2% frente ao montante do 1T24, justificada, principalmente, (i) pela diminuição das receitas de vendas de gás, reflexo do menor volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em resposta ao menor despacho no período; (ii) assim como pelo aumento de 3,2% em Deduções sobre a Receita Bruta, principalmente em função dos maiores preços de referência da ANP nos campos do Parnaíba, utilizados para o cálculo da base de ICMS pago sobre a venda de gás natural do *Upstream* Parnaíba para as térmicas do Complexo, cujo efeito de reajuste de preço mais do que compensou a redução do volume de gás produzido no trimestre.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 50,2 milhões no trimestre, aumento de R\$ 6,6 milhões em relação ao contabilizado no 1T24, apesar do cenário de menor despacho e produção de gás no trimestre. O aumento na rubrica de O&M é reflexo de maiores provisões de O&M no período, além de reajustes contratuais relativo aos serviços gerais da planta. A despeito do menor volume de gás produzido no 1T25 versus o 1T24, os custos com Participações Governamentais (*royalties*) também apresentaram aumento, em decorrência, principalmente, dos maiores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (1T25: R\$ 1,01/m³ vs. 1T24: R\$ 0,43/m³) no período, que refletiram as valorizações do câmbio e do indexador Henry Hub entre os períodos.

Como resultado do cenário de menor despacho no Parnaíba, a margem variável diminuiu de R\$ 83,4 milhões no 1T24 para R\$ 46,8 milhões no 1T25. Já a margem fixa do segmento totalizou R\$ 33,1 milhões no 1T25, redução de R\$ 2,9 milhões frente ao 1T24 como resultado principalmente do impacto dos maiores custos fixos e das maiores deduções de receita.

Notas:

³² EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

Adicionalmente, as despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, registraram ligeiro aumento em relação ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 40,5 milhões no 1T25, reflexo do crescimento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, tendo em vista a campanha sísmica em andamento na Bacia do Paraná, onde já foram executados 44% da sísmica 2D totalizando 1.755 Km, sendo R\$ 25,2 milhões despendidos no 1T25. Vale ressaltar que não foram registradas despesas com baixas de poços secos no 1T25, frente aos R\$ 23,2 milhões apurados no mesmo período de 2024. É importante observar também que foi retomada a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba no 1T25, com a perfuração de 3 poços de desenvolvimento no campo de Gavião Mateiro.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 39,2 milhões no 1T25, diminuindo R\$ 40,0 milhões em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior.

► 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, e considerando as sinergias do segmento com a GNL Brasil, 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

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	126,4	-	N/A
Receita SSLNG	95,7	-	N/A
Receita de Logística	30,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(13,3)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	113,2	-	N/A
Custos Operacionais	(51,5)	-	N/A
O&M	(24,0)	-	N/A
Produção de Gás ³³	(4,4)	-	N/A
Logística	(12,7)	-	N/A
Outros	(10,4)	-	N/A
Depreciação e Amortização (Custos e Despesas)	(5,9)	-	N/A
Despesas Operacionais - SG&A	(2,2)	(0,8)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(4,1)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	55,4	(0,8)	N/A
Margem EBITDA (%)	48,9%	-	N/A

Com a entrada em operação do segundo trem da planta de liquefação de gás natural do Complexo Parnaíba em meados de fevereiro/25, o segmento de Comercialização de Gás Off-Grid encerrou o trimestre com 100% de sua capacidade de liquefação de 600 mil m³ por dia. No entanto, dado que a entrada em operação ocorreu de forma faseada no período, o resultado do 1T25 ainda não reflete todo o potencial do segmento. Também é importante ressaltar que, conforme usual no início da operação das plantas, a operação de Comercialização Off-Grid encontrava-se em fase de estabilização no 1T25.

Nesse contexto, a receita bruta do segmento de Comercialização de Gás Off-Grid somou R\$ 126,4 milhões, sendo R\$ 95,7 milhões referentes aos volumes contratados dos contratos de venda de GNL.

As receitas com os serviços de logística prestados pela GNL Brasil totalizaram R\$ 30,7 milhões no 1T25, sendo R\$ 12,7 milhões referentes ao arrendamento fixo do transporte e R\$ 18,0 milhões relacionados às receitas variáveis de serviços de logística, ambos prestados à UTE Jaguatirica II, apresentando, portanto, contrapartida negativa no mesmo valor nos custos operacionais e despesas financeiras dessa usina no segmento de Geração a Gás - Roraima, sendo eliminados na visão consolidada da Companhia.

Considerando as deduções sobre receita de R\$ 13,3 milhões no 1T25, as receitas operacionais líquidas totais do segmento somaram R\$ 113,2 milhões, aumento de R\$ 77,4 milhões frente ao 4T24.

Os custos com O&M de ambas as operações totalizaram R\$ 24,0 milhões no 1T25, sendo R\$ 16,0 milhões referentes à GNL Brasil e R\$ 7,9 milhões associados à Comercialização Off-Grid. Os custos com produção de gás no trimestre somaram R\$ 4,4 milhões,

Notas:

³³ Os custos contabilizados refletem a fase de estabilização da planta de liquefação e o *ramp-up* dos contratos firmados, portanto, ainda não demonstram os patamares recorrentes do segmento.

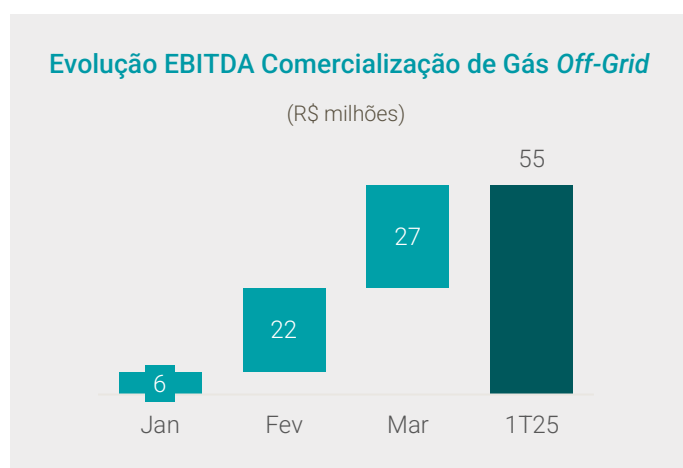
refletindo a alocação de custos de *royalties* do *Upstream* referente ao volume de gás produzido para atendimento à demanda dos contratos de venda de GNL em pequena escala.

Os custos com prestação de serviços de logística pela GNL Brasil foram de R\$ 12,7 milhões, associados, sobretudo, aos custos com consumo de diesel de R\$ 11,2 milhões do transporte prestado pela GNL Brasil aos clientes da planta de liquefação.

Adicionalmente, foram contabilizados R\$ 10,4 milhões em outros custos operacionais, compostos, principalmente, por: (i) valor não recorrente de R\$ 7,4 milhões referente a contrato de compra de gás com terceiro com vigência até março/25, realizado anteriormente à entrada comercial do primeiro trem da planta de liquefação a fim de assegurar o atendimento aos contratos de venda SSLNG, e (ii) custos com regaseificação previstos em um dos contratos de venda de GNL no valor de R\$ 1,0 milhão.

No 1T25, foram também contabilizados R\$ 4,1 milhões na rubrica de Outras Despesas, referentes, principalmente, a encargos contratuais incorridos no valor de R\$ 3,2 milhões referentes ao período em que a planta de liquefação do Complexo Parnaíba estava em comissionamento.

Como resultado, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* atingiu R\$ 55,4 milhões, aumento de R\$ 57,2 milhões em comparação ao EBITDA negativo de R\$ 1,8 milhão registrado no 4T24, período em que a planta iniciou operação comercial do primeiro trem em dezembro/24. É importante reforçar, no entanto, que o EBITDA do 1T25 ainda não refletiu todo o potencial do segmento, com a entrada do segundo trem em meados de fevereiro/25, atingindo EBITDA médio mensal de R\$ 24,5 milhões considerando fevereiro/25 e março/25. O gráfico abaixo apresenta a evolução do EBITDA mensal da Comercialização de Gás *Off-Grid* no 1T25, refletindo a entrada faseada da operação e de seus volumes contratuais vendidos ao longo do período.



► 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)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	1.399,2	461,9	202,9%
Custos Operacionais	(1.864,4)	(385,8)	383,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.860,8)	(384,7)	383,7%
Outros	(3,6)	(1,1)	227,3%
Receitas/(Custos) Líquidos Var. MtM	538,8	(2,2)	24.821,9%
Despesas Operacionais	(15,6)	(14,9)	4,8%
SG&A	(15,2)	(14,6)	4,1%
Depreciação e Amortização	(0,5)	(0,4)	33,2%
Outras Receitas/Despesas	(0,3)	(0,2)	53,1%
Equivalência Patrimonial	-	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	58,1	59,1	-1,7%
Margem EBITDA (%)	4,2%	12,9%	-8,6 p.p.

No 1T25, o resultado do segmento foi ainda influenciado por operações estruturadas realizadas entre o 4T24 e o trimestre vigente, como parte da gestão de capital de giro da Companhia. Vale reforçar que o impacto dessas operações para fins de EBITDA é nulo em ambos os períodos em função dos lançamentos e contrapartidas nas linhas de receita, custo e de variação da Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM")³⁴ – que, por sua vez, praticamente são eliminados quando somados os resultados do 4T24 e 1T25. No entanto, são observadas variações relevantes nas linhas individuais em cada um dos trimestres. Essas principais variações são descritas a seguir:

- **Receitas Operacionais Líquidas:** do total de receitas do segmento no 1T25, R\$ 312,9 milhões se referiram às receitas provenientes das operações estruturadas;
- **Custos Operacionais:** -R\$ 867,1 milhões foram referentes a essas operações no 1T25;
- **Receitas/(Custos) Líquidos Var. MtM:** R\$ 554,1 milhões contabilizados nessa rubrica no 1T25.

Adicionalmente, o resultado do segmento foi impactado pelas operações de compra e venda de energia realizadas pela Comercializadora para assegurar a recomposição de lastro e, em última instância, o recebimento integral da receita fixa do CCEAR da UTE Parnaíba VI, que resultaram em receitas (para a Comercializadora) e custos (para a UTE Parnaíba VI) *intercompany* em iguais valores entre os 2 segmentos, e portanto, eliminados na visão consolidada. Vale ressaltar que os efeitos da operação em cada segmento e o impacto líquido total a nível Consolidado para a Eneva foi detalhado no segmento de Geração a Gás – Parnaíba.

Resultados Financeiros do Segmento

A margem comercial corrente (resultado líquido das receitas e custos operacionais, sem o impacto das operações estruturadas) realizada no 1T25 do segmento atingiu R\$ 88,9 milhões, crescimento comparado à margem de R\$ 76,1 milhões do 1T24. A margem do 1T25 foi principalmente impulsionada por: (i) impacto positivo líquido de R\$ 34,9 milhões no segmento de Trading

Notas:

³⁴ Vale ressaltar que o MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 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.

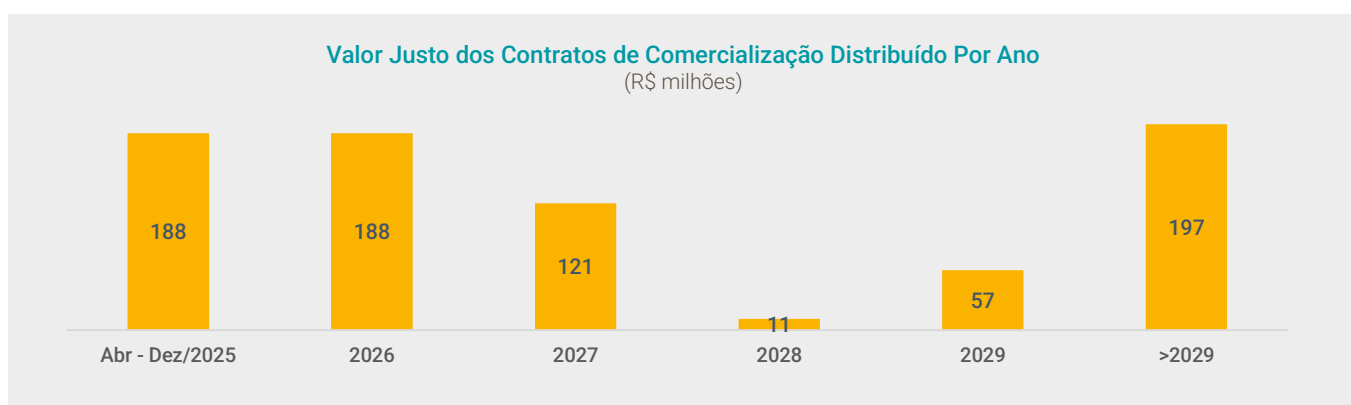
referente ao resultado líquido de receitas e custos dos contratos celebrados para recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, no total de 99 GWh comercializados; (ii) R\$ 54,0 milhões de realização dos resultados do *book* (MtM) da Comercializadora e das novas operações firmadas no 1T25, impulsionado, sobretudo, pelo maior volume de energia liquidado no 1T25, de 7.400 GWh (versus 4.667 GWh no 1T24). Vale ressaltar que também foram comercializados no período, 3.199 GWh referentes às operações estruturadas realizadas entre o 4T24 e o 1T25, com efeito nulo no EBITDA do segmento, conforme explicado acima.

A variação contábil do MtM, desconsiderando o efeito das operações estruturadas, totalizou -R\$ 15,3 milhões no 1T25, frente aos -R\$ 2,2 milhões contabilizados no 1T24.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 15,6 milhões no 1T25, ligeira variação frente ao valor de R\$ 14,9 milhões de despesas registrado no 1T24.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 58,1 milhões no 1T25 com Margem EBITDA de 4,2%, praticamente estável versus o EBITDA do 1T24.

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\$ 761,2 milhões³⁵, 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 1T25 pelas taxas de desconto correspondentes³⁶. A distribuição por ano da posição de R\$ 761,2 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Notas:

³⁵ O valor de R\$ 761,2 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

³⁶ 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 1T25, 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) durante 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 de gás natural 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)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	0,0	(0,5)	100,0%
Custos Operacionais	(0,1)	(0,2)	-70,5%
Depreciação e Amortização	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(76,9)	(60,0)	28,2%
SG&A	(54,8)	(40,6)	35,2%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,0)	(19,4)	13,5%
Depreciação e Amortização	(225,9)	(8,1)	2.705,1%
Outras Receitas/Despesas	(18,8)	(3,7)	413,3%
Equivalência Patrimonial ³⁷	370,7	469,0	-21,0%
EBITDA ICVM 527/12	275,0	404,6	-32,0%
EBITDA ex-Equivalência ³⁷	(95,7)	(64,4)	48,7%

No 1T25, o segmento de Holding e Outros apresentou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 76,9 milhões, aumento de R\$ 16,9 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente:

- Despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) de R\$ 22,0 milhões, sendo R\$ 19,9 milhões relacionados a provisões, os quais não possuem efeito caixa, e R\$ 2,2 milhões referentes a desembolsos de caixa direcionados a encargos trabalhistas dado a maturação de ILPs no trimestre;
- Aumento de R\$ 4,9 milhões em pessoal, associado ao maior atingimento de metas corporativas da Companhia, além de maiores despesas com salários e benefícios, em função de reajustes incorridos no período;
- Despesas com serviços de auditorias e consultorias no período superiores em R\$ 1,7 milhão em relação ao 1T24;
- Maiores despesas corporativas no período somando R\$ 7,5 milhões, sendo as principais despesas referentes à pagamentos de licenças anuais de sistemas, em função de renegociação com fornecedores, visando otimização de despesas no ano.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” somou R\$ 18,8 milhões negativos no 1T25, impactada, sobretudo por (i) despesas diversas relacionadas a *fees* de consultorias, honorários de escritórios e outras despesas referentes a projetos de crescimento da Companhia, incluindo despesas com a integração das aquisições de Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão e *fees* relacionados a esse M&A; e (ii) constituição de provisões de processos cíveis e trabalhistas no período.

Dessa forma, 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\$ 95,7 milhões negativos no 1T25.

Notas:

³⁷ 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.

Vale destacar que, a partir do final de janeiro/25, a contabilização da amortização dos saldos de mais e menos valia gerados na aquisição das empresas Linhares, Tevisa e Povoação, passam a ser consideradas na rubrica de Depreciação e Amortização, após a incorporação das respectivas empresas na Holding em 27 de janeiro de 2025. Sendo assim, no 1T25 a rubrica foi impactada, sobretudo, por: (i) R\$ 144,5 milhões de amortização de mais e menos valia de Linhares, Tevisa e Povoação (dos quais R\$ 15,2 milhões são referentes à Linhares que, com a incorporação na Holding, R\$ 10,2 milhões passam a ser dedutíveis para fins do IRPJ/CSL) ; (ii) R\$ 70,4 milhões relacionados à SPE Celse, referentes à aquisição pela Companhia concluída em 2022, sendo R\$ 18,9 milhões associado 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/24³⁸.

Notas:

³⁸ 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 Líquido

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receitas Financeiras	238,0	81,9	190,4%
Receitas de Aplicações Financeiras	138,3	68,7	101,2%
Multas e Juros Recebidos	22,3	0,6	3.802,9%
Juros entre Partes Relacionadas	1,0	0,4	133,6%
Outros	76,4	12,2	525,7%
Despesas Financeiras	(870,3)	(678,4)	28,3%
Encargos de dívida ³⁹	(54,8)	(70,3)	-22,1%
Juros sobre Debêntures	(258,5)	(334,8)	-22,8%
Variação Monetária	(244,4)	(163,6)	49,4%
Juros sobre Arrendamento Mercantil e Outros ⁴⁰	(68,9)	(62,4)	10,3%
Variação Cambial Líquida	(5,0)	3,3	-251,4%
Comissões e Corretagens Financeiras	(15,2)	(11,2)	36,0%
IOF/IOC	(5,6)	(5,3)	6,0%
Juros a Incurrir Antecipação Recebíveis	(121,7)	(25,0)	386,8%
Outros	(96,3)	(9,1)	986,4%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento	306,4	(105,3)	391,0%
Variação da marcação a mercado de swaps	72,6	(5,3)	1.461,0%
Resultado Financeiro Líquido	(253,3)	(707,1)	-64,2%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa	(632,3)	(596,4)	6,0%

O resultado financeiro líquido consolidado totalizou -R\$ 253,3 milhões no 1T25, melhora de R\$ 453,8 milhões frente ao resultado do mesmo período de 2024. A melhoria foi principalmente em função dos seguintes impactos:

- Contabilização de R\$ 306,4 milhões de variação cambial não-caixa, contabilizados sobre o passivo em moeda estrangeira (dólar americano) relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I. Essa variação reflete a desvalorização da taxa de câmbio *spot* em 7,3% ao final do 1T25 versus o final do 4T24, resultando em uma redução no saldo remanescente do passivo contabilizado em moeda nacional ao final do período. Por outro lado, no 1T24, foi contabilizado impacto negativo de R\$ 105,3 milhões de variação cambial sobre o arrendamento do navio FSRU, como resultado da valorização do dólar frente ao real observada naquele período. A combinação desses dois fatores resultou em uma variação de R\$ 411,7 milhões na comparação entre os trimestres;
- Registro de impacto positivo de R\$ 72,6 milhões na rubrica de “Variação da marcação a mercado dos *swaps*”, efeito recorrente não-caixa, referente, principalmente, ao resultado da marcação a mercado do *swap* referente à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I que tem como fator de desconto o CDI, com impacto de R\$ 66,9 milhões no resultado do 1T25, em função da redução da curva futura de DI no médio/longo prazo no 1T25. Cabe aqui destacar que o ônus financeiro das dívidas atreladas ao CDI tem *hedge* natural com o rendimento de caixa e demais receitas de aplicações financeiras da Companhia.

Desconsiderando os efeitos elencados acima, o resultado financeiro seria de -R\$ 632,3 milhões no 1T25, versus -R\$ 596,4 milhões no 1T24, com ligeira variação entre os trimestres. No 1T25, foram registrados movimentos compensatórios entre as rubricas, sendo as principais detalhadas abaixo:

- Variação positiva de R\$ 69,5 milhões de “Receitas de Aplicações Financeiras” em função, principalmente, da maior posição média de caixa no 1T25 versus 1T24;

Notas:

³⁹ Inclui custos de transação.

⁴⁰ Juros sobre Arrendamento Mercantil conforme IFRS16/CPC 06. Inclui também juros sobre provisão de abandono.

- Variação positiva consolidada de R\$ 11,1 milhões no 1T25 vs. 1T24, considerando a soma das variações das rubricas, “Encargos de Dívida”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, refletindo os sucessivos processos de *liability management* realizados pela Companhia desde o 2S23;
- Impacto negativo na comparação entre os períodos de R\$ 96,7 milhões na rubrica de juros a incorrer sobre antecipação de recebíveis, com o início da contabilização das operações de adiantamento parcial de receita fixa na UTE Porto de Sergipe I estruturada em julho/24 e nas UTEs Itaqui e Pecém II estruturadas em setembro/23 – até o 1T24 o montante contabilizado nessa linha refletia apenas as operações realizadas em Itaqui e Pecém II.
- Contabilização de R\$ 62,7 milhões na rubrica de “Receitas Financeiras – Outros”, com contrapartida de R\$ 64,2 milhões na rubrica de “Despesas Financeiras – Outros” decorrente das operações de *trading* de energia com recebimento antecipado constituída pela UTE Viana I estruturadas ao longo do 1S24.

Investimentos

(R\$ Milhões)	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Geração a Carvão	16,0	27,0	5,8	3,7	3,9	13,2
Pecém II	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	7,0
Itaqui	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	6,2
Geração a Óleo ⁴¹	0,4	1,9	-	-	-	-
Geração a Gás	15,0	58,4	17,5	20,0	14,8	48,0
Parnaíba I ⁴²	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	18,0
Parnaíba II	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	13,6
Parnaíba III ⁴³	-	1,9	-	0,5	(0,0)	4,0
Parnaíba IV	-	0,1	-	0,2	0,1	0,2
Parnaíba V ⁴²	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	8,7
UTE Fortaleza	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	3,4
UTES Gás Espírito Santo ⁴¹	-	1,9	-	-	-	-
Hub Sergipe	(2,4)	124,4	20,6	23,8	9,3	10,6
Parnaíba VI ⁴³	20,0	42,0	54,2	21,2	49,2	60,5
Azulão-Jaguatirica	7,3	38,1	21,6	12,0	26,3	16,1
Azulão 950	528,7	554,3	589,0	492,1	125,3	375,6
E&P	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	82,7
UTE	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	293,0
Futura 1	1,5	17,6	8,7	-	(3,3)	18,4
Upstream	77,8	141,7	162,4	89,1	88,3	96,0
Desenvolvimento ⁴⁴	48,6	120,6	143,6	70,5	58,8	40,3
Exploração	29,2	21,2	18,8	18,6	29,5	55,8
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	102,4
Holding e Outros	160,8	82,3	23,9	43,7	17,5	48,4
Total ⁴⁵	861,1	1.124,0	966,9	793,2	454,7	789,3

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

No 1T25, a Eneva investiu um total de R\$ 861,1 milhões, dos quais 76,9% foram destinados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*. A distribuição desses investimentos ao longo do trimestre está detalhada a seguir:

Notas:

⁴¹ Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

⁴² 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.

⁴³ 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.

⁴⁴ Incluem valores associados à produção (STGP).

⁴⁵ 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.

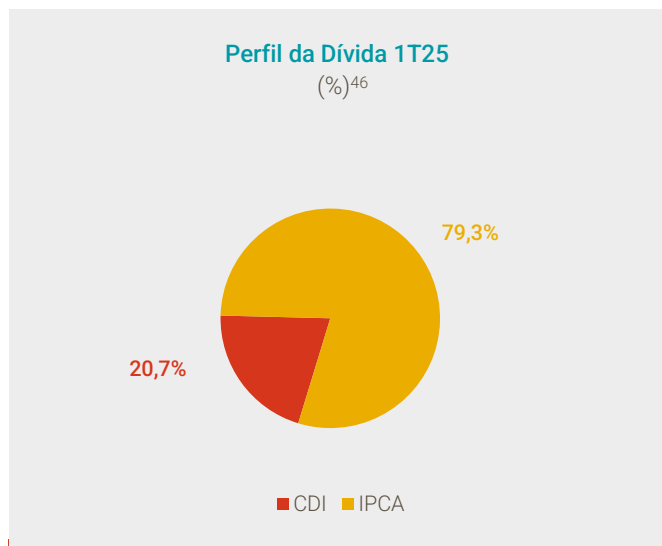
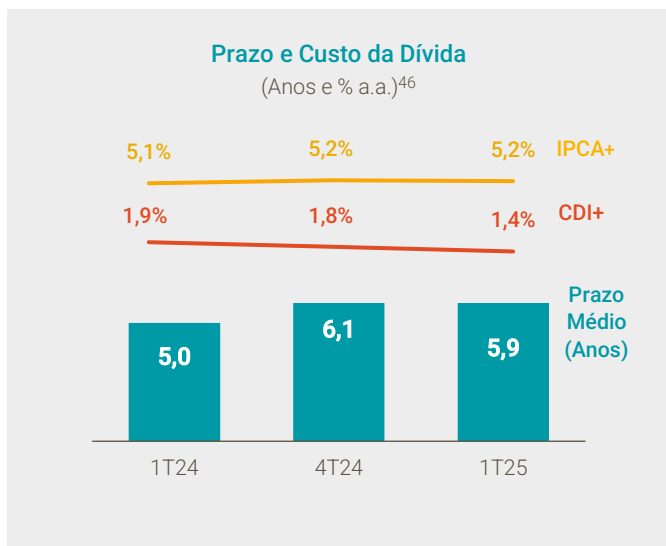
- **Azulão 950:** No 1T25, foram investidos R\$ 528,7 milhões, dos quais R\$ 349,5 milhões foram destinados às atividades de construção e montagem em diversas estruturas, incluindo UTEs, UTG, Subestação, Linha de Transmissão e Captação. Entre os marcos alcançados, destacam-se: (i) posicionamento do gerador da turbina a vapor na base da UTE; (ii) conclusão do estaqueamento do suporte das tubulações, cabos e dutos da UTE; (iii) início da montagem de tubulação e fabricação do *slug catcher*, equipamento essencial para a separação de líquidos presentes no gás, da UTG; (iv) conclusão do teste de aceitação em fábrica do sistema de proteção, controle e supervisão da subestação; (v) finalização da linha de transmissão e comissionamento a frio do Cluster 3. Além disso, R\$ 47 milhões foram direcionados para marcos intermediários de outros contratos de equipamentos, como transformadores auxiliares e torres de resfriamento. Também foram investidos R\$ 40 milhões em contratos com a GE, relacionados à chegada do gerador da STG20, além de custos logísticos e de comissionamento. Por fim, R\$ 28,5 milhões foram direcionados a cluster e gasodutos.
- **Upstream:** Os investimentos relacionados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) somaram R\$ 77,8 milhões no 1T25. Deste total, R\$ 58,4 milhões foram destinados à campanha de perfuração de 2025, sendo R\$ 29,1 milhões para perfuração de poços e execução de perfilagens no Maranhão e outros R\$ 23,8 milhões relativos à alocação de gastos das equipes técnicas. Adicionalmente, R\$ 15,1 milhões são referentes a terraplanagem para desenvolvimento do campo Gavião Mateiro, em função das obras para conexão do gasoduto do polo sul.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** Investimento total de R\$ 35,9 milhões no trimestre. Desse valor, R\$ 29,3 milhões foram destinados às atividades de construção, montagem e engenharia, enquanto R\$ 6,6 milhões foram aplicados no comissionamento do fornecedor de tecnologia.
- **UTE Parnaíba VI:** Investimentos somaram R\$ 20,0 milhões no trimestre, dos quais R\$ 16,0 milhões foram referentes à medição junto ao EPCista, englobando a finalização do comissionamento da usina, a realização do primeiro sincronismo do gerador no SIN e os testes de performance.

Os valores investidos em **Holding e Outros** e em **Sustaining** (operações existentes) totalizaram R\$ 198,6 milhões no trimestre, direcionados às operações existentes, desenvolvimento de projetos termelétricos, investimentos corporativos do *pipeline* da Companhia e investimentos corporativos diversos. Nos ativos individuais, o principal gasto de *sustaining* das operações foi na planta de Itaqui, onde foram investidos R\$ 13,2 milhões no reparo do gerador principal, após falhas identificadas em dezembro/24.

Endividamento

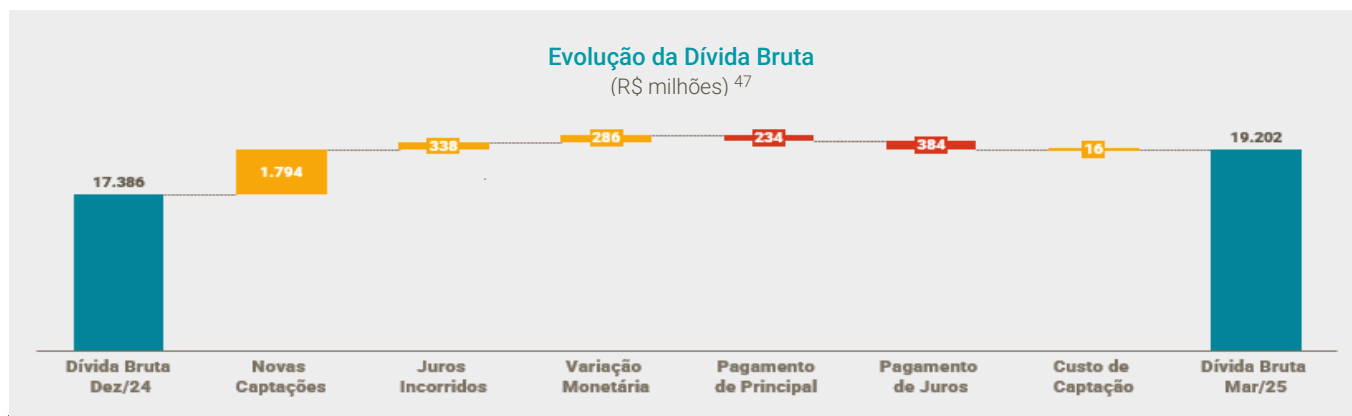
► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.202 milhões no encerramento de março/25, frente a R\$ 19.837 milhões em março/24 e R\$ 17.386 milhões ao final de dezembro/24. Vale ressaltar, contudo, que no início de janeiro/25 a Companhia concluiu um processo de *liability management* iniciado ao final de dezembro/24. Nesse sentido, a posição contábil da dívida ao final de dezembro/24 refletia um saldo intermediário no âmbito das iniciativas de *liability management*, e a dívida bruta consolidada do 4T24 pró-forma – pós *liability*, totalizaria R\$ 18.225 milhões. Da mesma forma, considerando a visão 4T24 pró-forma – pós *liability*, o custo da dívida indexado ao IPCA totalizaria 5,2% e o custo indexado ao CDI seria de 1,4%, com prazo médio de 6,0 anos.



Ao final do 1T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,9 anos, apresentando ligeira redução em relação ao 4T24. O spread médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, estável em relação ao mesmo período do ano anterior e ao 4T24. O spread médio da dívida indexada ao CDI foi de 1,4% no 1T25, demonstrando redução dos custos médios de dívidas indexadas ao CDI frente ao registrado nos períodos anteriores, reflexo das iniciativas de *liability management* que vêm sendo realizadas desde o 3T23, com a mais recente concluída em janeiro/25.

► Movimentação da Dívida Bruta



Notas:

⁴⁶ O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em Pré e EURIBOR+, equivalentes a 0,2% e 0,6% do montante total de dívida, respectivamente.

⁴⁷ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 1T25 foram:

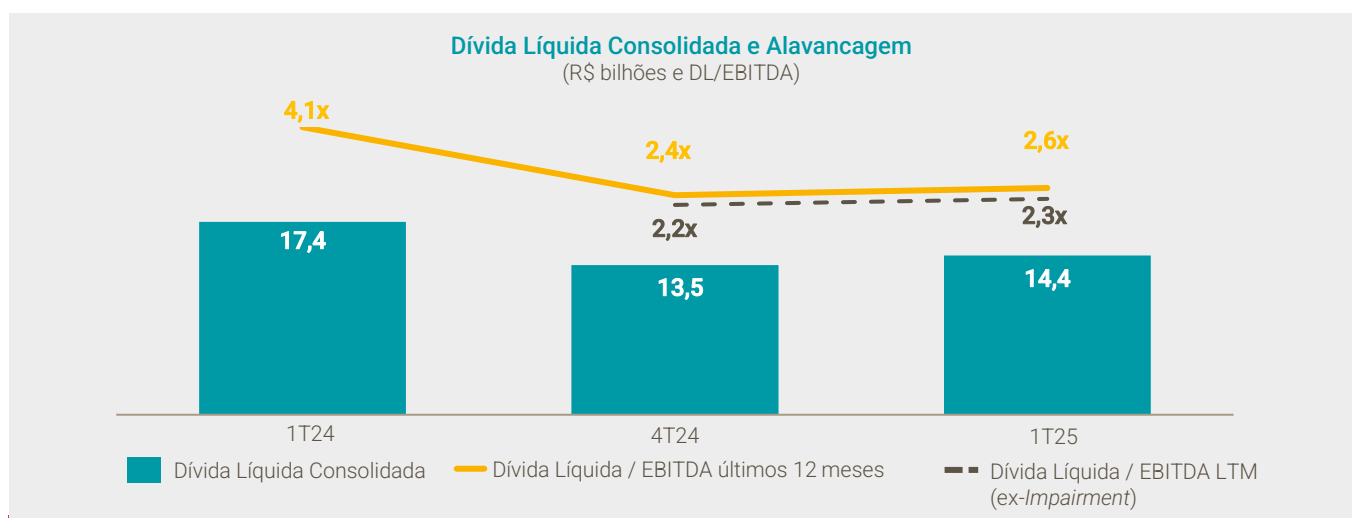
- Captação, no início de janeiro/25, de R\$ 838 milhões, no âmbito do processo de *liability management* da Companhia, por meio da realização da 13ª Emissão de Debêntures da Eneva. Conforme explicado no Release de Resultados do 4T24, esse processo foi iniciado ao final de dezembro/24, contemplando os pagamentos de principal e juros no montante de R\$ 869 milhões, referentes ao resgate parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva em dezembro/24. As iniciativas concluídas no 1T25 também levaram à redução do custo da dívida indexada ao CDI, reduzindo parte do *spread* médio de CDI + 2,5% para CDI + 0,9%;
- Desembolsos relativos ao financiamento das Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão, junto ao BNB, nos valores de R\$ 462 milhões e R\$ 100 milhões. O primeiro foi efetuado no âmbito do contrato celebrado e divulgado por meio de Comunicado ao Mercado em dezembro/24, cujas condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,42% a.a. e prazo total de 15 anos, com 5 anos de carência de principal – restando, ainda, um saldo de R\$ 198 milhões a ser desembolsado. O segundo, por sua vez, já integralmente desembolsado, foi efetuado no âmbito de um contrato firmado em 07 de fevereiro de 2025, cujas condições de financiamento incluem taxa média de CDI + 2,18% a.a., capitalização mensal de juros e pagamento único na data de vencimento do contrato;
- Desembolso de R\$ 300 milhões junto ao BASA, no âmbito do projeto Azulão 950, realizado no âmbito de contrato de financiamento de curto prazo, já integralmente desembolsado e com condições de financiamento que incluem pagamento de parcela única no vencimento da cédula, com capitalização mensal de juros e taxa média de CDI + 1,5% a.a.;
- Desembolso relativo ao Financiamento da UTE Azulão I, junto ao FDA, no valor de R\$ 94 milhões, no âmbito do contrato celebrado e divulgado por meio de Comunicado ao Mercado em dezembro/23, de um montante total contratado de R\$ 626,0 milhões. As condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,21% a.a. e prazo total de 17 anos, com 4 anos de carência de principal e juros;
- Pagamentos de principal, juros e constituição de depósitos vinculados no montante de R\$ 618 milhões, referentes, principalmente, às dívidas dos ativos termelétricos Tevisa e Linhares; e

Impactos totais de juros incorridos no total de R\$ 338 milhões e de R\$ 286 milhões em variação monetária no 1T25 referentes aos contratos de financiamento da Companhia.

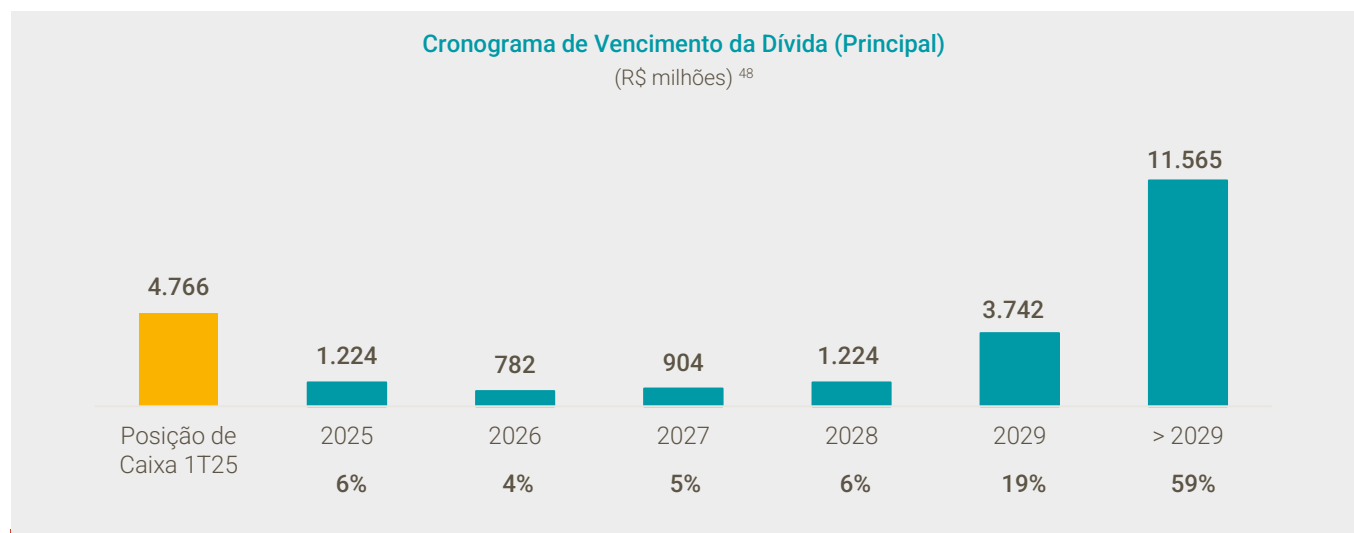
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de março/25, o saldo de caixa (inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 4.766 milhões, crescimentos de R\$ 2.378 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 2.388 milhões em março/24, e de R\$ 899 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em dezembro/24, de R\$ 3.866 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 14.436 milhões ao final do 1T25, com a relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,6x. 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\$ 634,7 milhões da despesa não caixa de *Impairment* registrada no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,3x.



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:

⁴⁸ 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

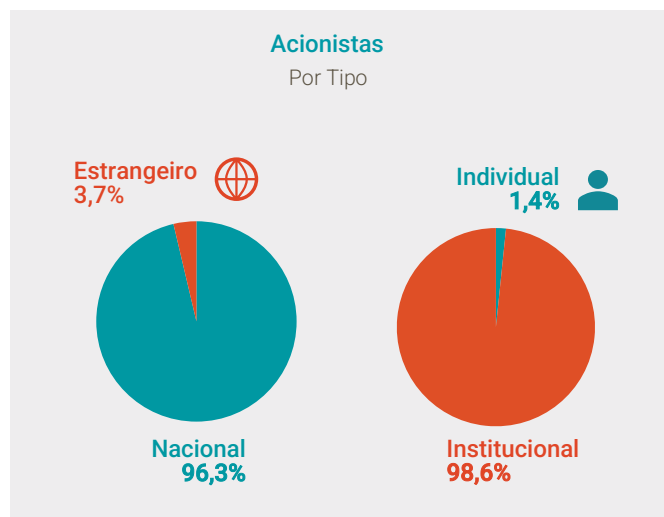
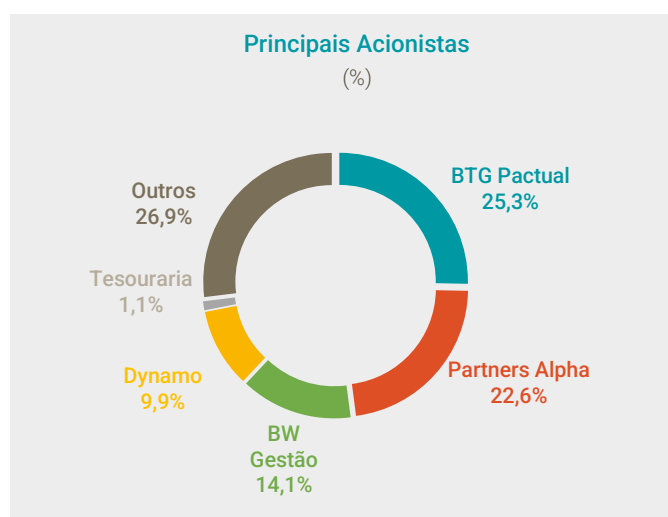
	1T25	4T24	1T24
Nº de ações - final período	1.932.591.767	1.932.591.767	1.584.697.571
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	11,83	10,53	12,75
Ações negociadas (Milhões) - média diária	9,9	8,5	7,8
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	103,1	97,6	87,1 ⁴⁹
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁵⁰	22.605	20.338	20.185
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁵¹	37.299	33.871	37.654

Composição Acionária

Ao final de março de 2025, o capital social da Eneva, era composto por 1.932.591.767 ações ordinárias, com 98,70% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 31 de março de 2025



Programa de Recompra de Ações

A Companhia anunciou, em 05 de janeiro de 2025, a aprovação, pelo seu Conselho de Administração, de um programa de aquisição de ações de sua própria emissão ("Programa de Recompra"), até o limite de 50.000.000 ações ordinárias. Nessa mesma data, foi aprovada a celebração de contratos de derivativos referenciados em ações da Eneva. O Programa de Recompra visa maximizar a geração de valor para o acionista por meio de uma administração eficiente da sua alocação de capital, considerando o potencial de rentabilidade de suas ações, de forma a proporcionar maiores retornos futuros para seus acionistas.

Ao longo do 1T25, a Companhia recomprou 20.682.412 ações pelo valor total de R\$ 222,2 milhões, sendo incorporadas ao saldo de ações em tesouraria.

Notas:

⁴⁹ No 1T24, a média diária do Volume Financeiro foi calculada considerando uma metodologia de cálculo diferente dos trimestres anteriores. Para esse trimestre, voltou-se a utilizar a metodologia anteriormente adotada (Volume-Weighted Average Price).

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

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

ESG – Ambiental, Social e Governança

Após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Eneva divulgou seu segundo Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG 2023, em julho de 2024. 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 – 1T25	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	618,2	206,5	665,7	1.490,5	158,8	(131,0)	1.518,3	1.145,8	281,0	0,6	97,8	2.089,4	126,4	-	(350,9)	4.908,5
Deduções da Receita Bruta	(75,1)	(11,2)	(113,2)	(199,5)	(28,7)	21,7	(206,5)	(109,8)	(29,0)	(0,4)	(7,2)	(151,4)	(13,3)	-	32,6	(484,9)
Receita Operacional Líquida	543,1	195,4	552,5	1.290,9	130,2	(109,3)	1.311,8	1.036,0	252,0	0,2	90,6	1.938,0	113,2	0,0	(318,3)	4.423,6
Custos Operacionais	(337,3)	(101,1)	(121,9)	(560,3)	(68,5)	109,3	(519,4)	(680,8)	(132,8)	(40,9)	(120,9)	(1.864,4)	(57,4)	(0,1)	314,6	(3.102,0)
Depreciação e amortização	(57,2)	(35,4)	(10,0)	(102,7)	(18,2)	-	(120,9)	(98,4)	(57,0)	(13,5)	(28,7)	-	(5,9)	-	7,4	(316,9)
Despesas Operacionais ²	(8,4)	(5,5)	(1,5)	(15,3)	(44,3)	2,8	(56,9)	(3,9)	(6,6)	(6,6)	(3,8)	(15,6)	(2,2)	(302,8)	(6,4)	(404,9)
SG&A ³	(8,1)	(5,5)	(1,5)	(15,0)	(0,5)	2,8	(12,8)	(3,9)	(6,2)	(3,4)	(3,7)	(15,2)	(2,2)	(76,9)	(2,8)	(126,9)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,3)	(3,2)	(0,1)	(0,5)	(0,0)	(225,9)	(3,7)	(238,0)
Outras receitas/despesas	(0,6)	(0,1)	0,4	(0,3)	(0,2)	-	(0,6)	78,6	1,3	(0,0)	0,0	(0,3)	(4,1)	(18,8)	1,7	57,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(111,6)	(111,6)	-	-	-	-	-	-	370,7	(260,9)	(1,7)
EBITDA ICVM 527/12	254,3	124,1	439,6	818,0	39,2	(108,8)	748,4	528,3	171,3	(30,6)	(5,2)	58,1	55,4	275,0	(273,0)	1.527,8
Resultado Financeiro Líquido	(40,6)	(22,0)	(2,1)	(64,8)	241,9	-	177,2	(37,1)	(31,1)	2,6	(9,1)	(0,2)	(11,7)	(348,0)	4,1	(283,3)
EBT	156,2	66,7	427,4	650,3	259,1	(108,8)	800,5	392,9	82,9	(44,7)	(43,0)	57,5	37,7	(298,9)	(265,1)	719,6
Impostos Correntes	(17,8)	(4,5)	(20,2)	(42,5)	-	-	(42,5)	-	(4,0)	1,4	(3,6)	(17,6)	(2,1)	(0,0)	-	(68,3)
Impostos Diferidos	(7,5)	(5,4)	(2,2)	(15,1)	-	-	(15,1)	-	(13,1)	0,1	2,6	(20,1)	(0,9)	(135,8)	-	(182,4)
Resultado Líq. Período	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(265,1)	468,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,5
Resultado Líq. Eneva	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(349,6)	384,4

1 - Estão inclusas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,7 milhões em EBITDA no 1T25 e de - R\$ 5,7 milhões no 1T24.

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

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

DRE – 1T24	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	666,1	198,6	-	864,7	190,8	(166,5)	889,0	539,6	265,6	-	71,3	515,0	-	-	(71,0)	2.209,4
Deduções da Receita Bruta	(83,6)	(10,6)	-	(94,2)	(27,8)	30,9	(91,0)	(50,6)	(27,5)	-	(3,5)	(55,3)	-	-	6,8	(221,2)
Receita Operacional Líquida	582,5	188,0	-	770,5	163,0	(135,6)	798,0	489,0	238,1	-	67,7	459,7	-	-	(64,7)	1.987,8
Custos Operacionais	(295,7)	(102,8)	-	(398,5)	(70,7)	135,6	(333,7)	(195,4)	(121,5)	-	(56,3)	(385,8)	-	(0,2)	64,2	(1.028,7)
Depreciação e amortização	(40,5)	(38,8)	-	(79,3)	(27,2)	-	(106,4)	(97,3)	(50,6)	-	(26,6)	-	-	-	-	(280,9)
Despesas Operacionais ²	(8,3)	(6,4)	-	(14,7)	(42,9)	1,7	(55,9)	(3,7)	(10,9)	-	(4,0)	(14,9)	-	(68,0)	(57,7)	(215,1)
SG&A ³	(7,9)	(6,4)	-	(14,3)	(2,1)	1,7	(14,7)	(3,7)	(10,6)	-	(3,9)	(14,6)	-	(60,0)	(1,7)	(109,1)
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,0)	-	(0,4)	(2,7)	-	(3,1)	0,1	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	-	(8,1)	(56,0)	(67,9)
Outras receitas/despesas	(1,0)	(0,7)	-	(1,7)	0,0	0,1	(1,6)	(0,6)	1,9	-	0,1	(0,2)	-	(3,7)	(0,1)	(4,1)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	469,0	(468,5)	0,4
EBITDA ICVM 527/12	318,5	116,8	-	435,3	79,3	1,8	516,4	386,5	158,6	-	34,3	59,1	-	404,6	(470,3)	1.089,0
Resultado Financeiro Líquido	(41,7)	(21,3)	-	(63,0)	(13,6)	0,1	(76,4)	(303,7)	(39,9)	-	(8,3)	2,8	-	(281,4)	(0,1)	(707,1)
EBT	235,8	56,7	-	292,6	35,8	2,0	330,4	(14,4)	67,7	-	(0,7)	61,5	-	115,7	(527,0)	33,2
Impostos Correntes	(23,2)	(2,9)	-	(26,2)	-	-	(26,2)	(13,3)	(2,5)	-	(3,3)	(14,6)	-	(0,0)	-	(60,0)
Impostos Diferidos	(17,5)	(8,3)	-	(25,8)	-	-	(25,8)	18,4	(13,4)	-	(4,9)	(11,4)	-	130,6	-	93,5
Resultado Líq. Período	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(527,0)	66,7
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127,6
Resultado Líq. Eneva	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(654,6)	(60,9)

1 - Estão inclusos na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,7 milhões em EBITDA no 1T25 e de - R\$ 5,7 milhões no 1T24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionados 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/>

ri.eneva.com.br

EARNINGS RELEASE **1Q25**



1Q25 Earnings Conference Call

Thursday, May 15th, 2025

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

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

Eneva discloses results for the first quarter of 2025

- **All-time high Consolidated EBITDA reaches R\$1,527.8 million in 1Q25;**
- **Active Gas Trading Desk broadens client base and taps circumstantial opportunities in the gas and LNG markets, leading Gas Trading EBITDA to R\$162.8 million in the quarter;**
- **Parnaíba liquefaction plants continue their ramp-up process, reaching 100% of nominal capacity in February 2025 and, despite their phased COD, contribute with EBITDA of R\$55.4 million, of which R\$24 million refers to the average monthly EBITDA post COD.**

Rio de Janeiro, May 14th, 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 first quarter ended March 31st, 2025 (1Q25). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

1Q25 Highlights

- Record Consolidated EBITDA of R\$1,527.8 million in 1Q25, up 40.3% over 1Q24, despite the phased COD of assets and one-off effects by nearly R\$ 100.0 million¹ in the period, reflecting the materialization of relevant growth avenues for the Company, with the COD of assets, consolidation of operations in the on-grid and off-grid gas trading segments and the booking of results from the operating assets acquired in 4Q24;
- First quarter of full contribution of results from the thermal generation assets acquired in 4Q24, adding 859 MW of operational installed capacity to the Company's portfolio and R\$439.6 million of EBITDA in 1Q25 from their current contracts. In addition, on January 25th, 2025, the merger of subsidiaries Linhares, Tevisa and Povoação into the Holding was completed, aiming at streamlining the Company's corporate structure and exploring operational and financial synergies;
- EBITDA of R\$162.8 million, driven by gas and LNG operations from the Gas Trading Desk in the quarter, supported by the stabilization of the Sergipe Hub connection to the grid by late 4Q24, allowing to broaden client base and contracts, besides tapping circumstantial opportunities in the gas and LNG markets in the period;
- Off-grid natural gas and LNG trading recorded R\$55.4 million in EBITDA after the COD of the plant's second train in February 2025, raising the aggregate liquefaction capacity to a total of 600,000m³/day, already fully contracted. The 1Q25 result does not yet reflect the segment's full potential due to the plant's ramp-up in the period;
- Conclusion of the liability management process initiated in December 2024, with the partial early redemption of the 11th Issue (cost of CDI + 2.5% per year), and Eneva's 13th Debentures Issue that took place in January 2025 (CDI + 0.9% per year.), contributing to reduce the debt average cost in the period;
- Cash balance of R\$4,765.8² million at the end of 1Q25, an R\$899.5 million increase versus R\$3,866.3 million in 4Q24, driven by the operating results, funding and disbursements in the period. Net debt/EBITDA ratio for the last 12 months reached 2.6x. Considering Adjusted EBITDA, excluding the impairment effect in 4Q24, leverage would stand at 2.3x;
- Approval, in March 2025, of the investment for the construction of the third train for the Maranhão's natural gas liquefaction plant, which will uplift the plant's total liquefaction capacity to 900,000 m³/day;
- The COD of the Parnaíba VI TPP took place on March 1st, 2025, comprising the combined cycle of the Parnaíba III TPP, adding nearly 90 MW of installed capacity and fixed revenues exceeding R\$110 million/year for 25 years. As a result, 100% of the Parnaíba Complex's turbines can now operate in a combined or single cycle;
- Approval, in January 2025, of Eneva's Share Buyback Program, with a maximum quantity of up to 50 million shares, accounting for 2.6% of the total free float on that date. Eneva repurchased 20,682,412 shares for the total amount of R\$222.2 million, which were incorporated into the treasury shares balance;
- As a subsequent event to 1Q25, ANEEL approved, in April 2025, the postponement of the expiration of the CCEARs effectiveness terms in the ACR for the Parnaíba I (Maranhão IV and V) and Parnaíba III TPPs, with Maranhão IV until 02/19/28, Maranhão V until 03/27/28 and Parnaíba III until 10/21/28.

Main indicators - Consolidated

(R\$ million)

	1Q25	1Q24	Var. %
Net Operating Revenues	4,423.6	2,004.7	120.7%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,527.8	1,089.0	40.3%
EBITDA Margin (%)	34.5%	54.3%	-19.8 p.p.
Eneva Net Income ³	384.4	(60.9)	731.2%
Investments (Accrual basis)	861.1	454.7	89.4%
Operating Cash Flow	1,018.3	1,104.7	-7.8%
Net Debt (R\$ Billion) ⁴	14,436.2	17,448.9	-17.3%
Net Debt/EBITDA LTM⁵	2.6x	4.1x	-1.6x

Notas:

¹ The amounts are distributed among the Company's segments, as follows: R\$6.4 million in Parnaíba Gas Generation; R\$5.0 million in Third-Party Gas Generation; R\$56.2 million in the Sergipe Hub; R\$10.6 million in Off-Grid Gas Commercialization; R\$5.2 million in Energy Commercialization; R\$12.0 million in Holding and Others.

² Cash Balance considers Cash, Cash Equivalents and Securities at the end of 1Q25.

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 1Q25, 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	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Parnaíba					
Production (bcm)	0.15	0.53	0.67	0.04 ⁶	0.20
Remaining reserves (bcm)	36.0	36.1	36.7	37.3	37.4
Amazonas					
Production (bcm)	0.06	0.06	0.05	0.06	0.06
Remaining reserves (bcm)	9.8	9.8	9.9	9.9	10.0
► Gas Thermal Generation - Parnaíba	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Parnaíba I					
Availability (%)	100%	98%	99%	100%	98%
Dispatch (%)	7%	66%	85%	10%	22%
Net Generation (GWh)	108	939	1,252	155	322
Gross Generation (GWh)	114	984	1,309	162	337
Parnaíba II					
Availability (%)	84%	95%	99%	100%	89%
Dispatch (%) ⁷	32%	92%	82%	0%	33%
Net Generation (GWh)	346	998	898	0	356
Gross Generation (GWh)	363	1,047	942	0	372
Parnaíba III and Parnaíba VI⁸					
Availability (%)	100%	100%	100%	99%	100%
Dispatch (%)	15%	45%	40%	0%	12%
Net Generation (GWh)	66	169	154	0	45
Gross Generation (GWh)	68	176	159	0	46
Parnaíba IV					
Availability (%)	98%	96%	96%	100%	98%
Dispatch (%)	0%	44%	71%	19%	25%
Net Generation (GWh)	0	51	83	19	29
Gross Generation (GWh)	0	53	85	21	29
Parnaíba V					
Availability (%)	100%	99%	100%	100%	100%
Dispatch (%)	9%	71%	90%	11%	27%
Net Generation (GWh)	65	543	700	82	203
Gross Generation (GWh)	68	573	740	88	215
► Gas Thermal Generation - Roraima	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Jaguaririca II					
Availability (%)	99%	91%	85%	97%	99%
Dispatch (%)	81%	83%	68%	75%	82%
Net Generation (GWh)	211	224	180	198	216
Gross Generation (GWh)	221	234	189	207	226

Notas:

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 1st, 2025.

Key Operational Data

► Gas Thermal Generation – Third-party LNG

	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Porto de Sergipe I (Sergipe Hub)					
Availability (%)	99%	92%	96%	95%	98%
Dispatch (%)	0%	4%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	0	145	0	0	0
Gross Generation (GWh)	0	155	0	0	0

Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 (PCS)⁹

Availability (%)	96%	100%	100%	92%	100%
Dispatch (%)	1%	2%	3%	0%	2%
Net Generation (GWh)	3	5	11	1	7
Gross Generation (GWh)	3	5	11	1	8

LORM⁹

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

► Coal Thermal Generation

	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Itaqui & Pecém II					
Availability (%)	81%	82%	94%	100%	99%
Dispatch (%)	0%	30%	19%	0%	0%
Net Generation (GWh)	2	420	265	0	3
Gross Generation (GWh)	3	473	298	0	3

► Oil Thermal Generation^{9,10}

	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Viana & Geramar I and II					
Availability (%)	43%	98%	98%	100%	100%
Dispatch (%)	0%	5%	7%	0%	1%
Net Generation (GWh)	0	35	75	0	15
Gross Generation (GWh)	0	37	75	0	15

► Solar Generation

	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24
Futura 1					
Availability (%)	98%	78%	97%	97%	95%
Capacity Factor (%) ¹¹	29%	33%	30%	27%	29%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	-81	-49	-91	-21	-10
Gross Generation Post-Restriction (GWh)	337	338	360	370	408
Net Generation (GWh)	334	336	357	367	405

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.

Notas:

⁹ 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.

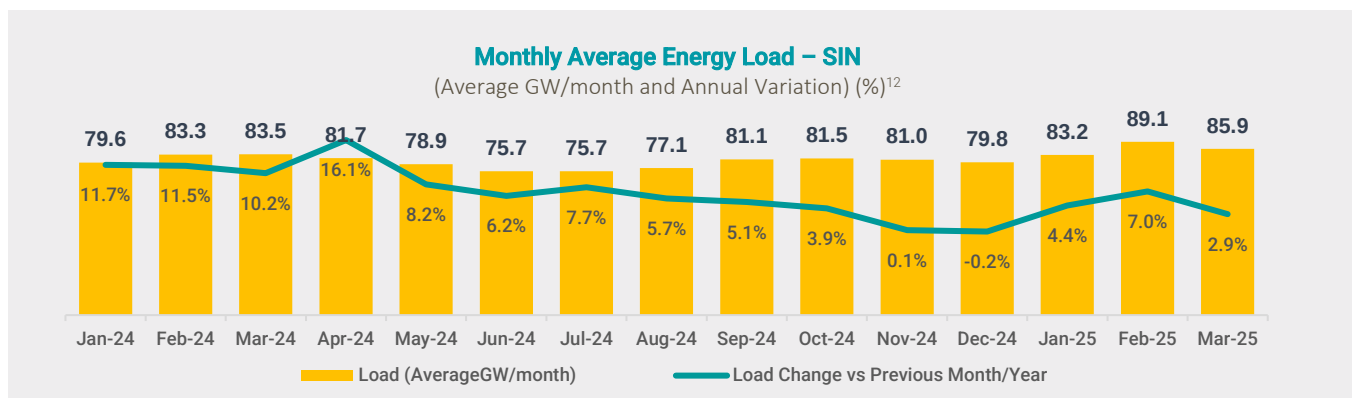
¹⁰ The regulated contracts for Viana and Geramar I and II TPPs ended in December 24. These plants might be called by the ONS for merchant operation until the beginning of their regulated contracts under the scope of the 2021 Capacity Reserve Auction, in July 26.

¹¹ 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).

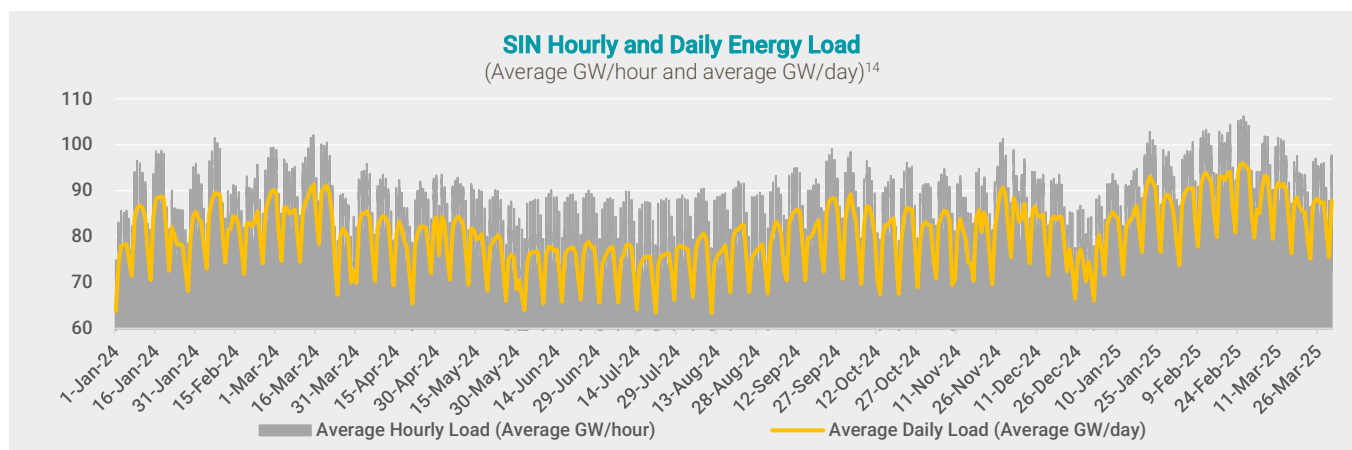
Industry Environment

- Lower regulatory thermal dispatch in the SIN due to the wet season, despite periods when out-of-merit generation was activated to meet daily and hourly load peaks
- Energy exports from the North and Northeast regions hindered by flow restrictions in 1Q25, due to the unavailability of the Xingu bipole and high occupation of transmission lines with generation from run-of-river hydroelectric power plants in the North region

Following the trend seen in recent months, the average electricity load of the National Interconnected System ("SIN") totaled average 86.0 GW in 1Q25, up from average 80.8 GW in 4Q24 and average 82.1 GW in 1Q24, once again hitting record average load for a first quarter.



Average daily load continued to reach high values during 1Q25, with five consecutive instantaneous load records registered by the National System Operator ("ONS") in the period, reaching an hourly maximum load of average 105.5 GW in February 2024/2025¹³. Within this context, the average daily load remained above average 80 GW on 80% of the days in the quarter and average 90 GW on almost 1/3 of the quarter. Hourly load peaks exceeding average 90 GW were recorded for a few hours on 75 days of the quarter, exceeding average 95 GW on nearly half the days of the quarter and exceeding average 100 GW for a few hours on 24 days.



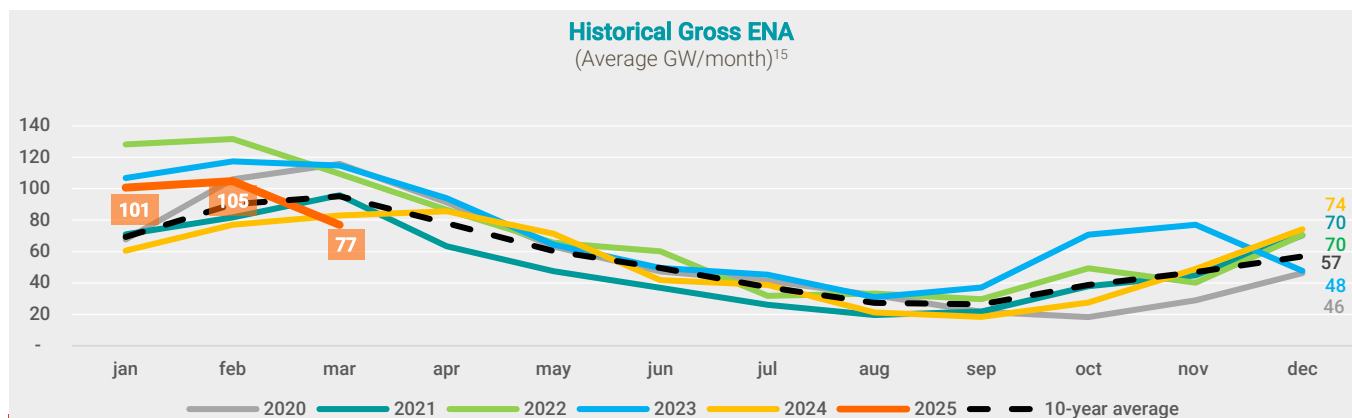
Following the trend seen in late 4Q24, the beginning of 1Q25 was marked by rainfall volumes and Affluent Natural Energy ("ENA") higher than historical averages in virtually all four subsystems of the National Interconnected System ("SIN"), in line with the expected seasonality of the wet season. However, from mid-1Q25, all the submarkets, except for the North, recorded ENA volumes lower than the averages for the last 10 years.

Notas:

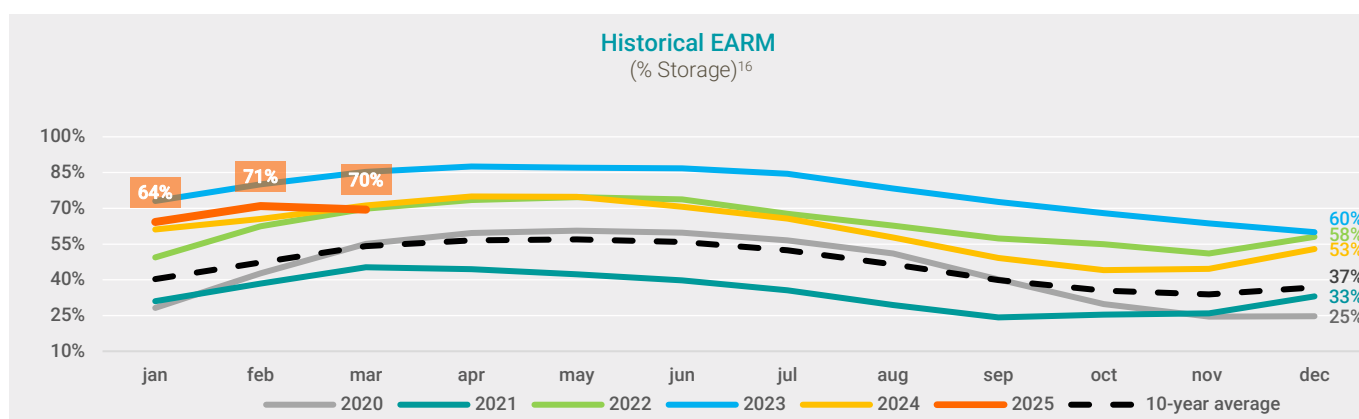
¹² Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed on February 23rd, 2025.

¹³ Source: Data available on the website of the ONS, at: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Accessed on April 13th, 2025.

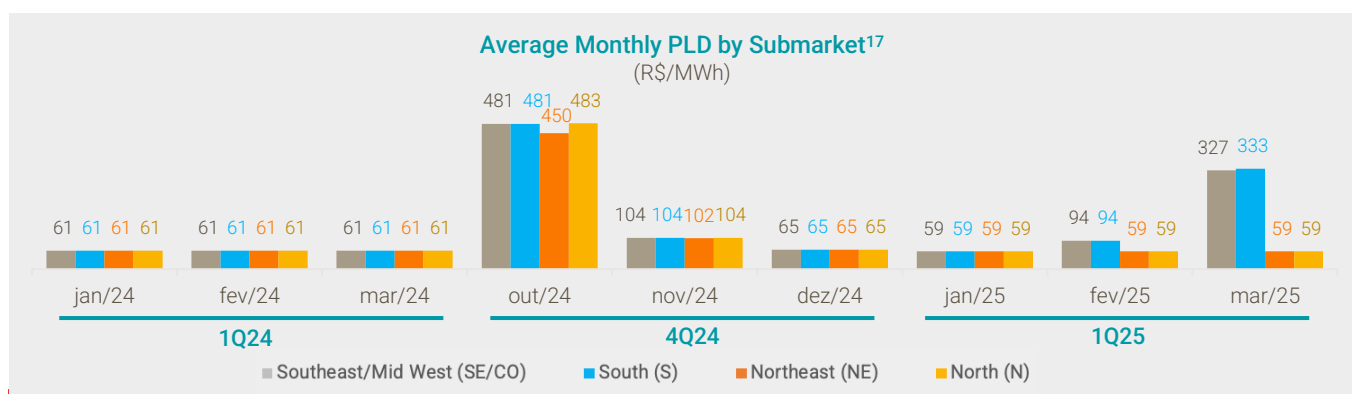
¹⁴ Source: Data available on the website of the ONS, at: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx and http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed on February 23rd, 2025.



In this sense, the reservoirs' Stored Energy ("EARM") slightly reduced their levels in virtually all the subsystems, except for the North which, with the heavy rainfall in 1Q25, ended the quarter with 96% EARM volume, versus 54% at the end of 4Q24. The water reservoirs in the Southeast/Mid-West and Northeast subsystems ended 1Q25 with lower EARM volumes, although still above the averages of the last 10 years, while in the South storage levels fell below the historical averages for the period.



Despite the scenario of still comfortable reservoir levels, the persisting load increase in 1Q25 drove the Difference Settlement Price ("PLD") to levels above the floor, especially from the second week of February 2025. During 1Q25, PLD values recorded relevant decoupling among the submarkets in the SIN, with the major difference in the North and Northeast which, on several days of the quarter, recorded hourly PLDs lower than the others and close to the floor, reflecting higher seasonal water generation from run-of-river plants and higher seasonal solar generation in the region, with an oversupply of energy in these subsystems. On the other hand, higher PLDs in the Southeast and South submarkets were driven by the continuous increase in load levels and the worsening hydrological scenario in these submarkets, the effects of which are augmented in the pricing model as of 2025 with the beginning of the hybrid Newave Model, which considers hydroelectric reservoirs individually, with stricter risk aversion criteria, which tends to present higher price elasticity in scenarios of reduced short-term hydrology.



Notas:

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

¹⁶ 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 January 2025.

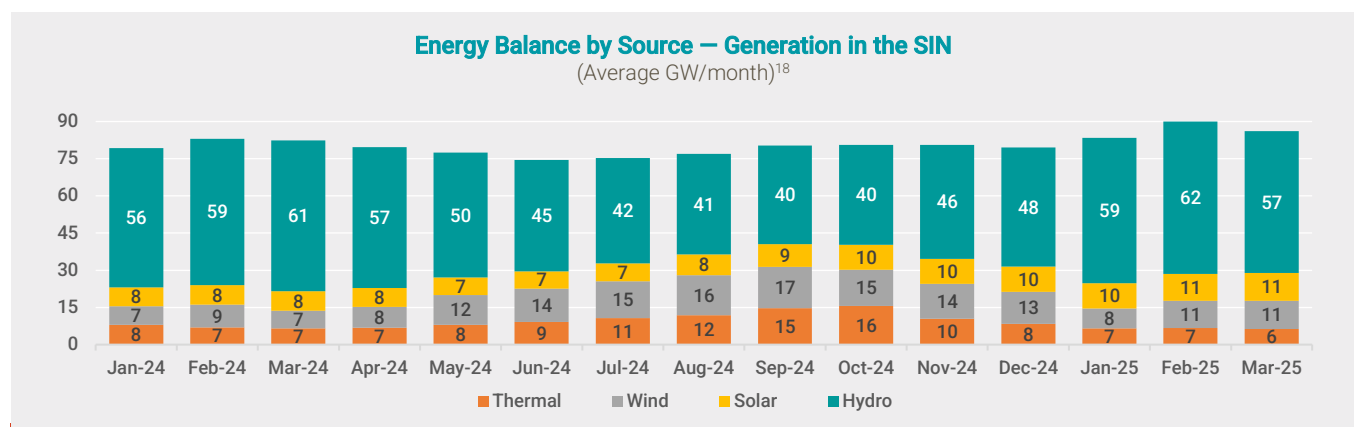
¹⁷ Source: Data available on the website of the CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Accessed on April 13th, 2025.

Following the above context, hydroelectric sources continued to expand their relative share in relation to the SIN's total energy generation in 4Q24, surging from an average of 56% at the end of 4Q24 to a daily average of 68% in 1Q25, although below the 72% average recorded in 1Q24.

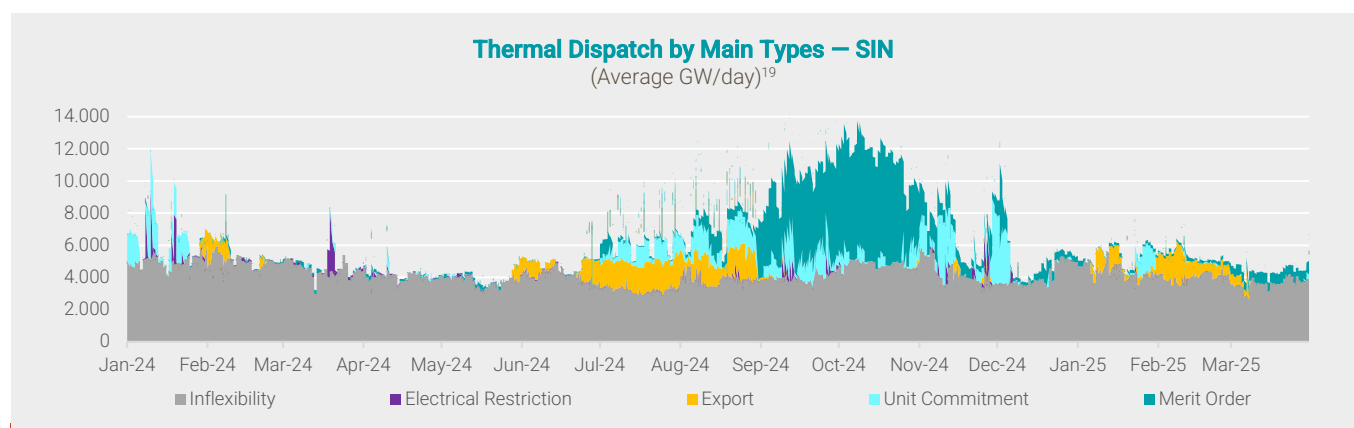
Solar generation sustained its relative share at 13% in both 1Q25 and 4Q24 and surged from 10% in 1Q24, with an increase in absolute share to average 10.8 GW in 1Q25 (versus average 7.8 GW in 1Q24 and average 10.1 GW in 4Q24). This growth mainly reflects the addition of installed capacity from centralized sources and distributed generation in both comparison periods.

Wind generation's share in the SIN's total generation reached 12% in 1Q25, down from 17% in 4Q24 and up from 10% in 1Q24, reflecting the greater intensity of winds on the Brazilian coast this quarter when compared to the same period last year, which benefited the main wind farms.

Mainly due to the onset of the wet season, thermal dispatch decreased in 1Q25 versus 4Q24, from an average share of 14% in 4Q24 to 8% in 1Q25, slightly below the 9% average in 1Q24.



In the context of still historically comfortable reservoir levels, in 1Q25, following the expected seasonality of the period, we saw a reduction in regulatory thermal dispatch in the SIN and thermal dispatch in the period was mainly due to inflexibility. However, especially as of February, during PLD high levels, we saw a return to merit order dispatch. In addition, at certain times of the period, out-of-merit order dispatch was seen due to electrical reasons and unit commitment, to meet daily and hourly load peaks.



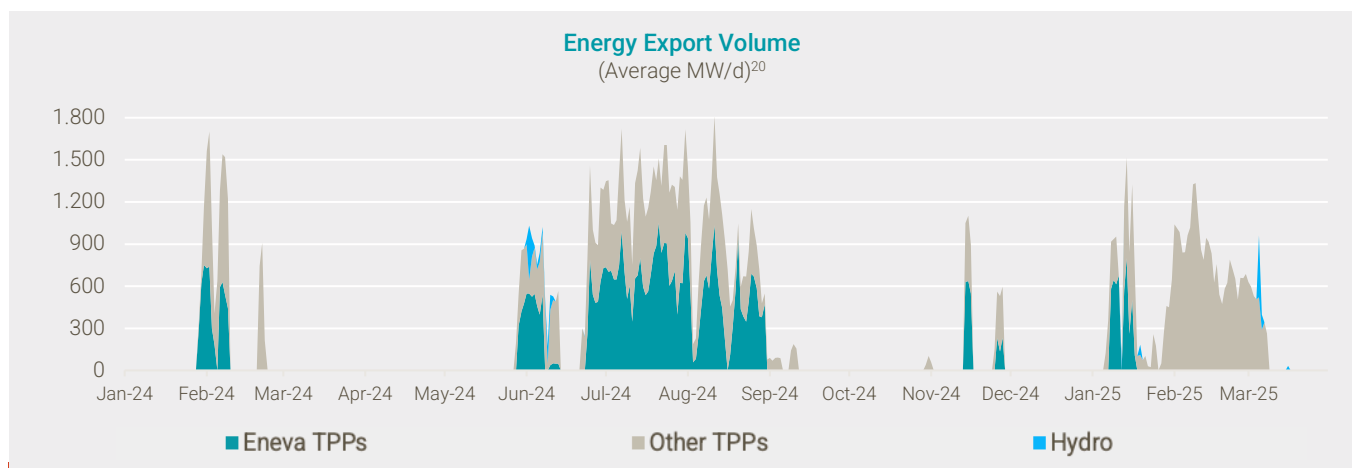
Regarding export generation, as of January 2025, with lower thermal dispatch in the SIN and the significant rise in average temperatures in Argentina, the country once again indicated demand for energy and thermal energy exports resumed, however, export activities slowed down by late January 2025 due to the need for repairs to the Xingu/Rio Terminal bipole, with the collapse of five power transmission towers after a storm. The bipole's unavailability required the energy transfer from the North/Northeast to the Southeast/South regions to be reduced by 4 GW, aiming at the system security, and hampered export generation from these regions' plants until February 13th, 2025. It is also worth noting that energy exports from thermal plants in those regions were hindered in 1Q25 by the high occupation of transmission lines due to the seasonal generation period of run-of-river hydroelectric power plants in the North region and solar generation, with seasonally higher irradiance. As a result, in addition to the reduced

Notas:

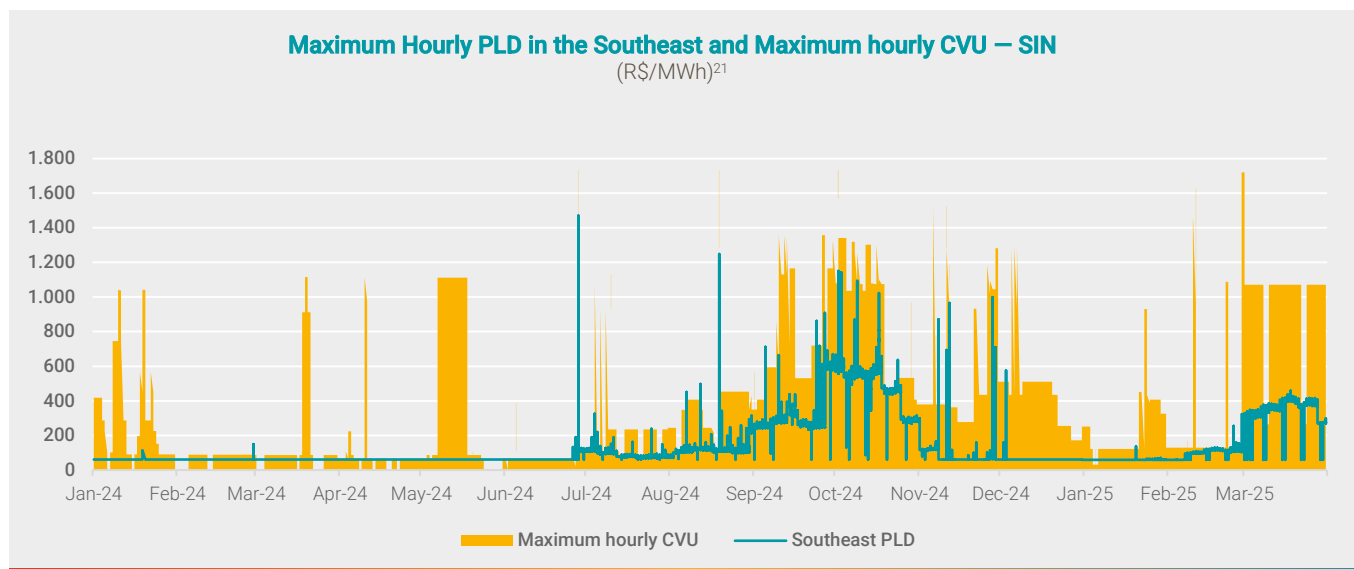
¹⁸ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on April 13th, 2025.

¹⁹ 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 on April 13th, 2025.

exports, the system had to turn on plants located in the Southeast/Mid-West subsystem with higher CVUs during 1Q25, due to the unfeasibility of flowing energy from the more northerly regions to the Southeast and South.



The dispatch of out-of-merit order thermal plants, with CVUs higher than the maximum hourly PLDs, requested by the ONS, to supply instantaneous power, reflects structural conditions in the system, such as operating restrictions on minimum and maximum outflows to be observed by hydroelectric power plants, multiple water use restrictions imposed on the ONS, as well as the SIN's growing intermittent matrix. Since late 2023, this effect has resulted in dispatches due to electrical restriction to ensure the electricity system's reliability and stability, more or less frequently in the months, according to systemic need.



Notas:

²⁰ Source: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Accessed on April 11th, 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 on April 11th, 2025.

²¹ Source: Data available on the websites of CCEE (PLD) and ONS (CVU of marginal TPP that generated) – Accessed in April 2025.

Financial Performance

Consolidated

(R\$ million)

	1Q25	1Q24	%
Net Operating Revenues	4,423.6	2,004.7	120.7%
Operating Costs	(2,785.1)	(764.8)	264.2%
Operating Expenses	(166.9)	(147.2)	13.4%
SG&A	(127.0)	(109.1)	16.3%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(22.0)	(21.2)	3.9%
Other expenses	(104.9)	(87.9)	19.3%
Exploration Expenses - Geology and Geophysics	(40.0)	(38.1)	4.9%
Dry Wells	(1.1)	(23.2)	-95.3%
Depreciation and Amortization Costs	(316.9)	(280.9)	12.8%
Depreciation and Amortization Expenses	(238.0)	(67.9)	250.4%
Amortization of Capital Gains and Goodwill	(224.1)	(59.2)	278.3%
Other Revenue/Expenses	55.7	(4.1)	1,460.0%
Equity Income	0.5	0.4	3.4%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,527.8	1,089.0	40.3%
Net Financial Result	(253.3)	(707.1)	-64.2%
EBT	719.6	33.2	2,068.1%
Current taxes	(68.3)	(60.0)	13.9%
Deferred taxes	(182.4)	93.5	-295.0%
Net Income for the Period	468.9	66.7	602.9%
Net Income - Minority Interest	84.5	127.6	-33.8%
Eneva Net Income	384.4	(60.9)	731.2%

In 1Q25, consolidated EBITDA as of ICVM surged 40.3% to R\$1,527.8 million, a R\$438.7 million growth versus 1Q24, representing the **Company's all-time high quarterly result**, which reflected the materialization of relevant growth avenues that have been developed over the last few years according to Eneva's business plan, with the COD of assets and consolidation of operations of the on-grid and off-grid gas trading segments, as well as the full margin contribution from the assets acquired in the M&A transaction that took place in 4Q24.

The figure does not fully reflect the contracted flow of Eneva's assets in the period, mainly considering that the Parnaíba Complex's liquefaction plants were still stabilizing their production throughout most of 1Q25, reaching 100% of nominal plant capacity only by late February 2025, advancing from monthly EBITDA volumes in the segment of R\$6 million in January 2025 to R\$24 million in February and March 2025, and retroactive and one-off costs and expenses were recorded in certain segments, with a total negative impact of R\$95.4 million in 1Q25, as will be detailed below and in their respective sections.

The key highlights behind the EBITDA growth in 1Q25 versus 1Q24 include:

- The booking of R\$439.6 million of EBITDA referring to the first quarter of full contribution from the gas-fired thermal assets results 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 on October 25th, 2024;

- R\$141.8 million growth in the Sergipe Hub's EBITDA, comprised of the On-Grid Gas Trading segment and Porto de Sergipe I TPP, fueled by the relevant contribution from the gas trading assets results, with the launch of Eneva's Gas Trading Desk in 2024 and the booking of the first results from 2H24, which, with the stabilization of the Sergipe Hub's connection to the grid by late 4Q24, allowed for the trading desk expansion in the market. This gas trading active stance, attentive to opportunities in the gas and LNG markets, enabled structuring circumstantial operations in 1Q25 which, coupled with the growing client base, resulted in R\$162.8 million EBITDA in the period;
- Conclusion of the Parnaíba liquefaction plants COD in February 2025, with R\$55.4 million EBITDA in 1Q25, and average monthly EBITDA of R\$24.5 million in February and March 2025. Considering that the COD took place in a phased manner, the 1Q25 result does not yet reflect the segment's full potential, and one-off costs and expenses of R\$10.6 million were also recorded in this segment referring to the pre-commissioning period;
- R\$7.3 million growth in Jaguatirica II TPP's EBITDA, mainly supported by higher fixed margin, reflecting the contractual readjustment in November 2024.

On the other hand, the positive dynamics in the year-over-year comparison was partially offset by the following effects:

- R\$64.1 million reduction in the Parnaíba's generation EBITDA, mainly due to the decrease of the variable margin versus 1Q24, given the lower dispatch and inflexible generation of the Parnaíba II TPP, and the one-off need to purchase energy through the Trading Company to re-establish the commercial backing of the Parnaíba VI TPP to cover the period between the plant's COD in March 2025 and the start of its regulated contract in January 2025;
- R\$40.0 million decline in the Upstream segment EBITDA, mainly due to lower variable margin as a result of the reduction in revenues from the Parnaíba Complex with reduced dispatch and higher variable costs with government interest in Parnaíba. It is worth noting that revenues from gas sales and leasing between thermal plants and Upstream are eliminated in the Consolidated segment (which represent R\$26.3 million of the total variation of Upstream and thermal plants), but impact the individual variation of each segment;
- Solar Generation EBITDA R\$39.5 million lower than in 1Q24, mainly associated with higher variable costs resulting from the effects of the price decoupling between the Northeast and Southeast submarkets;
- Holding & Others' EBITDA (ex-Equity Income) down by R\$31.3 million, mainly driven by one-off expenses with consultancy fees, office fees and other expenses referring to the Company's growth projects, including expenses relating to the acquisitions made in 4Q24 totaling R\$6.0 million, and higher personnel and one-off IT expenses for software licenses, totaling R\$6.0 million;
- Total negative impact on EBITDA of R\$18.9 million, mainly concentrated in the Thermal Generation - Other segment, referring to the oil-fired assets acquired that had regulated contracts until late 2024 and remained available to merchant operations, until the beginning of the contracts signed in the 2021 Capacity Reserve Auction in July 2026.

Depreciation and amortization costs and expenses totaled R\$554.9 million in 1Q25, a R\$206.1 million increase compared to 1Q24, mainly reflecting the amortization of intangible gains and losses and goodwill on assets acquired, which went up R\$164.9 million in the year-over-year comparison, R\$10.2 million of which were deductible expenses for IRPJ/CSL purposes. The amount of R\$51.5 million recorded in 1Q25 referred to the acquisition of Celse (already recorded in 1Q24), which also became deductible after the merger into the Holding.

In 1Q25, the net financial result came negative R\$253.3 million, an improvement versus the negative R\$707.1 million in 1Q24, driven by a combination of different effects, mainly highlighting the following positive variations: (i) R\$411.7 million exchange rate variation (non-cash recurring) on the US dollar-denominated liability related to the FSRU lease of the Porto de Sergipe I TPP (IFRS-16), due to the exchange rate devaluation in 1Q25 (versus exchange rate appreciation in 1Q24); and (ii) R\$72.6 million impact of the variation in the swap mark-to-market of the operation to anticipate receivables from Porto de Sergipe I TPP.

Current and deferred taxes totaled negative R\$250.7 million, compared to the positive R\$33.5 million in 1Q24, mainly due to the recording of deferred liabilities on the fair value of energy trading contracts with a negative impact R\$184.0 million and the exchange rate variation on the FSRU lease contract, negative at R\$137.0 million.

Considering all the effects mentioned above, and the net result from minority interests, the Company's consolidated net income grew by 731.2% to R\$384.4 million in 1Q25, versus a net loss of R\$60.9 million in 1Q24.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow

(R\$ million)	1Q25	1Q24	Abs. Var.
Beginning of Period Cash Position²²	3,866.3	2,592.6	1,273.7
(+) Cash Flow from Operating Activities (CFO)	1,018.3	1,104.8	(86.5)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,527.8	1,089.1	438.7
Changes in Working Capital	(395.4)	51.9	(447.4)
Income Tax and Social Contribution	(98.9)	(45.5)	(53.5)
Var. in Other Assets & Liabilities	(15.1)	9.2	(24.3)
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	(916.4)	(601.8)	(314.6)
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	797.4	(707.9)	1,505.6
Shares Buyback	(222.2)	-	(222.2)
Debt Funding/Disbursements	1,793.9	38.0	1,755.9
Principal Amortization ²³	(233.9)	(75.5)	(158.4)
Interest Amortization ²³	(384.1)	(479.6)	95.5
Lease	(104.7)	(102.8)	(1.9)
Others	(51.3)	(88.1)	36.7
(=) Total Cash Generation in the Period	899.5	(205.0)	1,104.4
End of Period Cash Position²²	4,765.8	2,387.7	2,378.1

The Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,018.3 million in 1Q25, reflecting the quarter's solid operating results, mainly mitigated by negative working capital variation in the period. The need for working capital in the quarter was mainly due to a combination of the following effects: **(i)** adjustment with a negative impact of R\$538.8 million on the flow as accounting offset to the non-cash amount recognized in 1Q25 EBITDA referring to the variation in the mark-to-market impact of the expected realization of energy futures contracts of the Trading Company; mitigated by **(ii)** income from financial investments, with a positive impact of R\$138.3 million on the flow.

IRPJ and CSL payments in the period also slightly offset the positive amount in CFO, and were mainly concentrated in the Linhares, Tevisa, Povoação and Gera Maranhão subsidiaries, totaling R\$58.8 million, mainly referring to the generation of operating cash from the plants' Reserve Energy Contracts between December 2024 and January 2025. Most of the remaining IRPJ and CSL amounts paid in the period referred to SPE Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC"), due to the dispatch in 1Q25.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$916.4 million in 1Q25, resulting mainly from the following disbursements:

- R\$430.6 million set aside to the Azulão 950 project, considering the payments directed to the E&P development and the construction of the plants;
- R\$170.8 million referring to various projects at the Holding, including expenses relating to the development of thermal projects in Eneva's pipeline, including fees for equipment reserves;
- R\$123.2 million set aside for the exploration Upstream activities in the Amazon and Parnaíba basins and for the field development in the Parnaíba Basin;
- R\$94.6 million related to the Sergipe Hub, mainly directed to the riser replacement concluded in 4Q24, which included, among other activities and services, the rental of vessels;
- R\$34.0 million to complete the implementation of liquefaction units in the Parnaíba Complex (SSLNG); and

Notas:

²² Includes cash, cash equivalents and securities.

²³ 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.

- R\$20.6 million referring to the conclusion of Parnaíba VI TPP implementation.

Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net inflow of R\$797.7 million in 1Q25, mainly due to the following impacts:

- Debt disbursements and debentures funding totaling R\$1,793.9 million, R\$838.1 million referring to the conclusion of the liability management process initiated in December 2024 and other amounts with BNB, BASA and FDA to finance the Company's growth projects, as will be detailed in the Indebtedness section;
- Share buyback with a total disbursement of R\$222.2 million, referring to the acquisition of 20,682,412 treasury shares issued by Eneva, according to the Company's share buyback program approved in January 2025, with further details in the Capital Markets section;
- Amortization of principal, interest payment and recording of escrow accounts related to financing, totaling R\$618.0 million, following the expected debt payment schedule for debentures and contracted financing;
- Payments of R\$104.7 million in lease, of which R\$83.3 million for the lease of the Sergipe Hub's FSRU and tugboat, in addition to lease payments in the Upstream segment and in the operation of the Azulão-Jaguatirica Integrated System;
- Payments of R\$67.9 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.

As a result, Eneva ended 1Q25 with a consolidated free cash balance of R\$4,765.8 million, an R\$899.5 million increase versus a cash position at the end of 4Q24.

Economic-Financial Performance by Segment

► Gas-Fired Thermal Generation - Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries:

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

Income Statement - Parnaíba Generation

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	618.2	666.1	-7.2%
Fixed Revenues	546.6	495.0	10.4%
Variable Revenues	71.5	171.1	-58.2%
Contractual	0.3	31.3	-99.0%
Spot market	71.2	139.8	-49.0%
Export	43.1	67.7	-36.3%
Trading	6.8	19.3	-64.9%
Other	21.3	52.8	-59.6%
Deductions from Gross Revenues	(75.1)	(83.6)	-10.2%
Fixed Revenues Return ²⁴	(13.1)	(17.0)	-22.9%
Net Operating Revenues	543.1	582.5	-6.8%
Operating Costs	(337.3)	(295.7)	14.1%
Fixed Costs	(159.4)	(143.3)	11.2%
Transmission and regulatory charges	(55.7)	(49.1)	13.5%
O&M	(34.3)	(28.0)	22.4%
GTP fixed lease	(69.4)	(66.2)	4.8%
Variable Costs	(120.6)	(111.9)	7.8%
Natural Gas	(58.4)	(80.9)	-27.8%
Distributor	(3.4)	(6.0)	-42.5%
GTP variable lease	(5.8)	(6.6)	-11.9%
Trading	(3.7)	(14.9)	-75.5%
Other	(49.3)	(3.5)	1,304.8%
Depreciation and Amortization	(57.2)	(40.5)	41.3%
Operating Expenses	(8.4)	(8.3)	0.5%
SG&A	(8.1)	(7.9)	2.6%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.4)	-37.6%
Other Revenue/Expenses	(0.6)	(1.0)	-36.9%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	254.3	318.5	-20.1%
EBITDA Margin (%)	41.1%	47.8%	-6.7 p.p.

Parnaíba Complex's TPPs fixed revenues grew 10.4% to R\$546.6 million in 1Q25 from same period last year, boosted both by the start of the regulated contract for the Parnaíba VI TPP and the contractual readjustment by IPCA in November 2024 for the other assets in the Complex (except for Parnaíba IV). The Parnaíba VI TPP regulated contract began in January 2025, with respective fixed revenues received as of that date. However, the asset's COD began in early March 2025, requiring the purchase of energy to re-establish the commercial backing in January and February 2025, prior to the COD, with different revenues and variable costs related to this operation having been booked, as detailed below.

Fixed costs rose 11.2% in 1Q25 over 1Q24 to R\$159.4 million, reflecting: (i) the R\$6.6 million TUST increase, due to annual readjustment in July 2024; (ii) R\$6.3 million higher O&M costs mainly due to higher costs at the Parnaíba V TPP compared to 1Q24, a period which did not yet reflect the total costs linked to the regulated contract initiated in January 2024, besides preventive

Notas:

²⁴ In 2Q24, the accounting treatment changed regarding the classification of fixed revenues deductions based on volumes exported to plants with current availability-regulated contracts. Until 1Q24, these amounts were recorded as variable costs and, as of that quarter, they were reclassified to the revenue deductions item. For quarter-over-quarter comparison purposes, the 1Q24 amounts changed to reflect this new view.

maintenance costs at the Parnaíba II TPP, higher costs with insurance policies and annual contractual readjustments with suppliers in the period; and (iii) 4.8% readjustment in the fixed lease amount implemented in January 2025 between the Upstream segment and the Parnaíba Complex, in line with the variations seen in the segment's revenues and costs. This cost in the Parnaíba Complex has a positive offset in the Upstream segment and is therefore eliminated in the Company's consolidated view.

The fixed margin went up 10.0% in 1Q25 to R\$332.4 million, an increase of R\$30.2 million, versus 1Q24, with higher fixed revenues more than offsetting the higher fixed operating costs in the quarter.

On the other hand, the variable margin came negative R\$69.3 million in 1Q25, a R\$94.5 million decrease compared to the same period in 2024, reflecting:

- Negative generation variable margin of R\$35.1 million in 1Q25, down R\$59.4 million on 1Q24, mainly reflecting:
 - i. impact of the generation variable margin of Parnaíba II TPP in the period totaling negative R\$37.3 million, a R\$20.5 million reduction over 1Q24, mainly due to compliance with contractual inflexibility in January 2025, whose generation has no pegged variable revenues. In 1Q24, the same generation due to asset contractual inflexibility in January 2024 was incorrectly settled at PLD by CCEE, benefiting variable revenues by R\$17.3 million in that quarter. The amount was reversed in 2Q24, following a decision by regulators. The amount was reversed in 2Q24, following a decision by regulators;
 - ii. contractual revenues of R\$0.3 million in 1Q25, a R\$30.9 million drop versus 1Q24, due to the lower need of the SIN to meet load peak compared to 1Q24;
 - iii. revenues from exports came R\$24.5 million lower than in 1Q24, totaling R\$43.1 million in 1Q25, impacted by the restrictions on the energy exchange between the North/Northeast to South/Southeast regions, due to the incident at the Xingu-Rio Terminal bipole;
 - iv. a R\$24.8 million drop in other variable revenues coupled with settlement on the ACL, totaling R\$8.8 million in 1Q25 versus R\$33.6 million in 1Q24, due to the reduced volume of energy settled at PLD, in line with the lower average dispatch in the period (15% in 1Q25 versus 25% in 1Q24);
 - v. Partially offset by a R\$28.4 million decrease in generation variable costs, which amounted to R\$32.0 million in 1Q25 compared to R\$60.4 million in 1Q24, in addition to total deductions from gross revenue, lower in R\$12.9 million, due to lower generation for the SIN and for exports in the quarter;
- R\$6.2 million higher trading margin and FID, excluding the one-off transaction to re-establish the commercial backing of Parnaíba VI TPP, reaching R\$7.0 million in 1Q25 compared to R\$0.8 million in the same period last year;
- One-off energy purchase transaction to re-establish the commercial backing of Parnaíba VI TPP, according to the regulated contract requirements, impacting the variable margin by negative R\$41.3 million.

The energy purchase transaction to re-establish the commercial backing of Parnaíba VI TPP was carried out through Eneva's Trading Company, so despite the negative impact on the Parnaíba Complex's costs, the operations have a positive offset in the Trading Company's revenues. The amount related to the energy sale and purchase operations registered by the Trading segment totaled R\$34.9 million. As a result, the net impact of the transaction to re-establish the P-VI's commercial backing on both segments totaled a negative margin of R\$6.4 million in the Company's consolidated view.

Considering these effects, the segment's EBITDA went down 20.1% to R\$254.3 million in the year-over-year comparison. Excluding the effects of the transaction to re-establish Parnaíba VI TPP commercial backing, EBITDA would total R\$295.6 million, 7.2% lower than in 1Q24, mainly driven by the impact of the lower average dispatch on the variable margin in 1Q25, which was partially offset by the R\$30.2 million fixed margin growth for the quarter.

► 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.

The Jaguatirica II TPP started supplying energy to Roraima's isolated system on February 15th, 2022, and on May 24th, 2022 the plant reached its total installed capacity of 141 MW. The plant's full stabilization process was completed in late 4Q23, reaching nearly 100% availability.

Income Statement - Jaguatirica II TPP

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	206.5	198.6	4.0%
Fixed Revenues	148.3	141.5	4.8%
Variable Revenues	58.3	57.0	2.2%
Contractual	58.3	57.0	2.2%
Deductions from Gross Revenues	(11.2)	(10.6)	6.0%
Unavailability (Refund)	(1.5)	(1.2)	26.6%
Net Operating Revenues	195.4	188.0	3.9%
Operating Costs	(101.1)	(102.8)	-1.7%
Fixed Costs	(25.0)	(24.2)	3.7%
Transmission and regulatory charges	(0.6)	0.0	-3,760.1%
O&M	(24.4)	(24.2)	1.0%
Variable Costs	(40.6)	(39.9)	1.7%
Natural Gas	(14.8)	(14.9)	-0.6%
Transportation ²⁵	(21.6)	(20.3)	6.1%
Other	(4.2)	(4.7)	-9.9%
Depreciation and Amortization	(35.4)	(38.8)	-8.6%
Operating Expenses	(5.5)	(6.4)	-14.6%
SG&A	(5.5)	(6.4)	-14.6%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	4.4%
Other Revenue/Expenses	(0.1)	(0.7)	-80.6%
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	124.1	116.8	6.2%
% EBITDA Margin	63.5%	62.1%	1.4 p.p.

In 1Q25, the net operating revenue of the Jaguatirica II TPP went up by 3.9% to R\$195.4 million compared to 1Q24, supported by the R\$6.7 million gross fixed revenues growth, due to the contractual readjustment by the IPCA in November 2024. The segment's operating costs totaled R\$101.1 million, a slight reduction of R\$1.8 million versus 1Q24.

The combination of the effects of higher net fixed revenues and total fixed costs resulted in a R\$5.3 million increase in the segment's fixed margin, which reached R\$115.2 million in 1Q25, versus R\$109.9 million in 1Q24. Conversely, the variable margin fell by R\$0.4 million in the quarter-over-quarter comparison, totaling R\$14.5 million in 1Q25, due to the higher one-off variable costs in the quarter.

As a result of the effects explained above, and the slight reduction in general and administrative expenses in 1Q25, the segment's EBITDA grew by 6.2% to R\$124.1 million in 1Q25 versus 1Q24, with 1.4 p.p. increase in the EBITDA margin, which reached 63.5% in 1Q25.

Notas:

²⁵ As of 4Q24, this line is now separated from "Fixed Costs - O&M". For comparison purposes, the previous periods amounts were also reclassified.

► Sergipe Hub

This segment is comprised of the results from: (i) the Porto de Sergipe I TPP asset, acquired 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 24, 2024, when the merger of CELSE and certain subsidiaries into the Holding were completed. However, these results are reported separately in this section to facilitate analysis of the segment's performance.

Income Statement –Sergipe Hub

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	1,145.8	539.6	112.4%
Fixed Revenues	545.9	521.1	4.8%
Variable Revenues	60.2	18.5	225.7%
Contractual	-	-	N/A
Spot market	60.2	18.5	225.7%
Reestablishment of commercial backing (FID)	60.2	18.5	225.7%
Other	-	-	N/A
Gas Trading	539.7	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(109.8)	(50.6)	117.0%
Porto de Sergipe I TPP	(57.6)	(50.6)	13.9%
Gas Trading	(52.2)	-	N/A
Net Operating Revenues	1,036.0	489.0	111.9%
Operating Costs	(680.8)	(195.4)	248.4%
Fixed Costs	(80.9)	(74.5)	8.6%
Transmission and regulatory charges	(42.0)	(40.4)	4.0%
O&M ²⁶	(9.0)	(16.2)	-44.3%
Other	(29.9)	(17.9)	66.8%
Variable Costs	(98.4)	(23.6)	316.1%
Natural Gas	2.4	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(91.6)	(23.2)	295.0%
Other	(9.2)	(0.5)	1,928.8%
Gas Trading	(403.1)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(98.4)	(97.3)	1.1%
Operating Expenses	(3.9)	(3.7)	5.7%
SG&A	(3.9)	(3.7)	3.6%
Depreciation and Amortization	(0.0)	0.1	-112.4%
Other Revenue/Expenses (Gas Trading)	78.6	(0.6)	12,795.6%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	528.3	386.5	36.7%
% EBITDA Margin	51.0%	79.0%	-28.0 p.p.

Notas:

²⁶ In 2Q24, there was a change in the classification of certain Third-Party Service costs that, until 1Q24 were included in the "Others – Variables" item, and are now allocated to the "Fixed Costs – O&M" item. For quarter-over-quarter comparison purposes, the 2024 values were modified to reflect this new view.

The positive dynamics of the Sergipe Hub in 1Q25 reflected both the operation of Porto de Sergipe I TPP and the relevant contribution from the Gas Trading assets results from 2H24, with the launch of Eneva's Gas Trading Desk. Each operation will be detailed below, splitting the results of the plant and the Gas Trading Desk in 1Q25 to better understand the quarter's performance.

Porto de Sergipe I TPP

The total gross revenue of Porto de Sergipe I TPP reached R\$606.1 million, R\$66.5 million higher than in 1Q24, of which: (i) R\$24.8 million referred to the contractual readjustment by IPCA of the fixed revenues in November 2024, and (ii) R\$41.7 million relating to the higher variable revenues from backing transactions to reconstitute the physical guarantee, which have a counter-entry in variable costs.

Fixed costs amounted to R\$80.9 million, R\$6.4 million higher than in 1Q24, mainly reflecting (i) TUST readjusted in July 2024; (ii) higher FSRU domestic consumption costs due to the increased volume handled and higher inventory costs versus 1Q24; (iii) IPCA and exchange rate effects on contracts with suppliers readjusted in 1Q25; and (iv) higher maintenance costs in the quarter. The increase in Other Fixed Costs was partially offset by a R\$7.2 million improvement in O&M costs, mainly due to the revision of the insurance policy scope that took place in 2024.

As a result of the fixed revenues growth, which more than offset higher costs, the plant's fixed margin reached R\$413.1 million in 1Q25, a R\$15.3 million gain versus 1Q24.

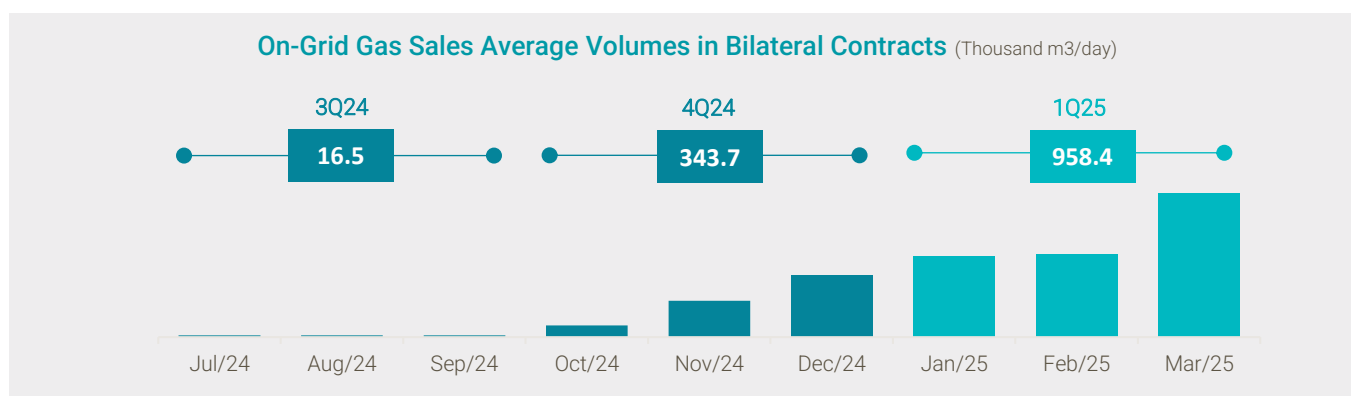
Porto de Sergipe I TPP's variable costs surged R\$74.7 million, mainly driven by (i) higher costs relating to backing transactions to reconstitute the physical guarantee in the year-over-year comparison, which despite having a null effect on EBITDA, due to offset in the plant's revenue, amounted to R\$54.5 million in the quarter; (ii) the booking of R\$37.0 million in 1Q25 for costs related to energy not delivered in December 2024, as a result of CCEE final adjustment referring to the provision previously recorded on the unavailability of one of the plant's generating units, an event not associated with the riser failure; and (iii) R\$9.2 million in retroactive costs relating to the gas transportation by pipeline for 4Q24 were recognized in the "Other" line. These costs were only recognized in 2025 in view of their reclassification with CCEE. Conversely, variable costs were positively impacted at R\$2.4 million by an anticipation fee paid by LNG supplier in March 2025, due to the delivery date of LNG load acquired by late 2024, recorded under "Variable Costs – Natural Gas".

As a result, the plant's variable margin came negative R\$43.9 million in 1Q25, R\$37.0 million lower than in 1Q24.

As a result of the scenario described above, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA totaled R\$365.6 million in 1Q25, 5.4% lower than in 1Q24, mainly due to the booking of retroactive variable costs of R\$46.2 million. Excluding these effects, the plant's EBITDA would have totaled R\$411.8 million in 1Q25, a 6.5% growth versus 1Q24.

Gas Trading

1Q25 was marked by significant business opportunities in the On-Grid Gas Trading segment, which since the launch of the Gas Trading Desk has evidenced a consistent growth trend in the traded volume of on-grid natural gas, as shown in the chart below.



Therefore, the surge in sales volume of the Gas Trading Desk since its launch in 2H24 evidences the first results of this new business, which is another growth lever for the Company, and reinforces Eneva's ability to tap market opportunities to create value supported by its various competencies.

However, this is a developing market in the country, still quite concentrated and with high costs and penalties, which hinder market liquidity. Other challenges involve more restricted operational flexibility and obligations to physically deliver and withdraw gas or LNG.

Any load optimizations in the LNG market are circumstantial, relying on price arbitrage opportunities that may occasionally arise over time; therefore, the results and margins of these operations will be opportunistic and individual for each contract and operation entered into, supported by an active opportunities desk.

In this context, the EBITDA from operations in the Gas Trading segment reached R\$162.8 million in 1Q25, comprised of:

- R\$37.4 million referring to firm and flexible natural gas supply contracts, considering (i) flexible contracts, including the fixed amounts of the Floating Storage Unit (FSRU) capacity reserve charge and the variable amounts upon gas supply, besides firm gas delivery or spot sales contracts signed with clients connected to the grid; (ii) recurring costs relating to the Gas Trading Desk and other costs associated with the gas purchase entered into with counterparties;
- Retroactive costs of negative R\$10.0 million related to 4Q24 regarding gas losses in the load trading process in December 2024 and retroactive collection of TAG connection fees;
- R\$135.4 million²⁷ referring to one-off LNG load operations taking advantage of price arbitrage opportunities, including the sale of LNG load acquired in 2024, the delivery of which was completed in 1Q25, and was therefore recognized only in that quarter.

As a result of the above effects, the **Sergipe Hub's EBITDA** totaled R\$528.3 million, R\$141.8 million higher than in 1Q24, mainly reflecting EBITDA contribution from the Gas Trading segment.

Notas:

²⁷ 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 facilitate analysis of the segment's performance.

Income Statement – Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	665.7	-	N/A
Fixed Revenues	620.7	-	N/A
Variable Revenues	45.0	-	N/A
Contractual	1.5	-	N/A
Spot market	43.6	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	42.9	-	N/A
Other	0.7	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(113.2)	-	N/A
Deduction by Financial Compensation ²⁸	(45.4)	-	N/A
Net Operating Revenues	552.5	-	N/A
Operating Costs	(121.9)	-	N/A
Fixed Costs	(86.0)	-	N/A
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(5.9)	-	N/A
Take-or-Pay and Ship-or-Pay - Fuel	(63.4)	-	N/A
O&M	(16.8)	-	N/A
Variable Costs	(25.9)	-	N/A
Fuel	(0.4)	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(25.3)	-	N/A
Other	(0.2)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(10.0)	-	N/A
Operating Expenses	(1.5)	-	N/A
SG&A	(1.5)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(0.0)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	0.4	-	N/A
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	439.6	-	N/A
% EBITDA Margin	79.6%	-	N/A

1Q25 represented the first quarter of full contribution from the gas-fired assets acquired in 4Q24, evidencing the robustness of the results of the plants' current regulated contracts amid a period with virtually no dispatch, mainly due to the significant margin resulting from regulatory fixed revenues.

The plants comprising the segment totaled R\$665.7 million in gross operating revenue in 1Q25. Of this total, R\$620.7 million referred to fixed contractual revenues from current regulated contracts, readjusted in November 2024, while R\$42.9 million was the result of energy purchase and sale operations to hedge the contracts. The cost counter-entry is booked under "Variable Costs – Reestablishment of Commercial Backing (FID)".

Notas:

²⁸ 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.

Fixed costs amounted to R\$86.0 million, of which (i) R\$63.4 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 booked under variable costs; (ii) R\$16.8 million O&M costs of which (a) R\$6.7 million referred to personnel costs; (b) R\$5.0 million in operating insurance costs, which refer to one-off costs related to cancellations regarding renegotiation of insurance policies with the entry into the Eneva portfolio ; (c) R\$3.4 million of materials costs; and (d) R\$1.7 million with O&M other miscellaneous costs. As a result, the segment's fixed margin amounted to R\$429.1 million in the period.

Variable costs totaled R\$25.9 million in 1Q25, mainly associated with trading operations carried out during the period, totaling R\$25.3 million. The segment's variable margin amounted to R\$11.5 million in the period, driven mainly by the positive net result from trading operations.

As a result of the combination of the effects explained above, the segment's EBITDA totaled R\$439.6 million, with an EBITDA margin of 79.6% in 1Q25, mainly supported by assets' fixed margins.

► Thermal Generation – Other Fuels

This segment comprises the following assets:

(i) Coal-fired thermal generation plants of the subsidiaries Itaquí 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 TPP, the latter with results recorded in Eneva S.A. as of January 25th, 2025, when the subsidiary Viana merger into the Holding was completed. 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 for July 2026. The results of these assets have been booked since they were acquired.

Income Statement – Coal-Fired Generation

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	281.0	265.6	5.8%
Fixed Revenues	280.8	268.0	4.8%
Variable Revenues	0.3	(2.4)	111.2%
Contractual	0.1	0.6	-83.3%
Spot market	0.2	(3.0)	105.4%
Reestablishment of commercial backing (FID)	0.2	-	N/A
Other	-	(3.0)	100.0%
Deductions from Gross Revenues	(29.0)	(27.5)	5.4%
Net Operating Revenues	252.0	238.1	5.8%
Operating Costs	(132.8)	(121.5)	9.3%
Fixed Costs	(74.2)	(67.9)	9.4%
Transmission and regulatory charges	(19.6)	(18.2)	7.5%
O&M	(54.7)	(49.6)	10.1%
Variable Costs	(1.5)	(3.1)	-50.4%
Fuel	-	(1.4)	100.0%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(0.4)	-	N/A
Other	(1.1)	(1.7)	-34.74%
Depreciation and Amortization	(57.0)	(50.6)	12.7%
Operating Expenses	(6.6)	(10.9)	-39.8%
SG&A	(6.2)	(10.6)	-41.1%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.3)	3.2%
Other Revenue/Expenses	1.3	1.9	-32.9%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	171.3	158.6	8.1%
EBITDA Margin (%)	68.0%	66.6%	1.4 p.p.

Income Statement - Oil-fired Thermal Generation

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(30.6)	-	N/A
EBITDA Margin (%)	N.A.	-	N/A

Coal-Fired Thermal Generation

In 1Q25, gross operating revenues from the segment increased by R\$15.4 million to R\$281.0 million compared to 1Q24, mainly reflecting the fixed revenues growth of R\$12.8 million due to contractual annual readjustments of the plants' regulated revenues

in November 2024. Variable revenues of R\$0.3 million were also recorded, related to the generation of the Itaquí TPP for a 47-hour period to evidence availability, after maintenance has been concluded to correct generator flaws identified in December 2024, as well as revenue from re-establishment of the commercial backing of R\$0.2 million, with a counter-entry under variable costs.

Fixed costs went up R\$6.4 million to R\$74.2 million in 1Q25, in the year-over-year comparison, mainly reflecting higher O&M costs in the period of R\$5.0 million, which included one-off expenses for maintenance services connected with proof of availability, higher O&M personnel expenses due to the filling of job vacancies and the updating of fixed contracts in the period, while TUST higher costs totaled R\$1.4 million, reflecting the annual tariff adjustment in July 2024.

Despite higher fixed costs, the segment recorded a R\$5.2 million increase in fixed margin, reaching R\$177.6 million in 1Q25, as the impact of the readjustment in fixed revenues outweighed the costs surge in the period.

Variable costs totaled R\$1.5 million in 1Q25, mainly reflecting costs related to components associated with generation to evidence the availability and power of Itaquí TPP, as well as costs to re-establish the commercial backing.

Accordingly, the segment's variable margin came negative R\$1.3 million in the period, an improvement of R\$3.9 million compared to 1Q24 result, which, in turn, was negatively impacted by the higher average cost of coal inventory, reflecting a higher average cost of generation.

In 1Q25, the average cost of the normalized coal inventory²⁹, calculated based on the expected consumption for one week of generation, was already lower than the average CVUs for the period, reflecting the loads acquired in 4Q24 by the Company. Conversely, the average cost of inventory realized¹ in the quarter at Itaquí came higher, negatively impacted by the short dispatch period.

At the end of 1Q25, Eneva recorded an inventory of 154,000 tons of coal at Itaquí TPP and 141,000 tons of coal at Pecém II TPP, and the average inventory costs and average CVUs for the quarter at each of the plants are detailed below:

Cost and Average CVU by TPP – Coal-Fired Generation		
1Q25	Itaquí	Pecém II
Dispatch (%)	0.3%	0.0%
Average Realized Inventory Cost (R\$/MWh) ²⁹	485.7	-
Average Normalized Inventory Cost (R\$/MWh) ³⁰	338.3	281.1
Average CVU ³¹ (R\$/MWh)	362.3	370.4

In 1Q25, SG&A decreased by R\$4.3 million compared to 1Q24, 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 totaled R\$171.3 million in 1Q25, compared to the R\$158.6 million recorded over the same period last year.

Oil-fired Thermal Generation

Fixed costs totaled R\$27.4 million in 1Q25, of which R\$14.7 million went towards personnel, materials and outsourced services for plants maintenance, and R\$12.8 million corresponded to TUST costs. In addition, R\$3.4 million was recorded in SG&A expenses. As a result, the EBITDA for the period came negative R\$30.6 million.

Notas:

²⁹ The average realized inventory cost includes the cost of the commodity and the unloading-related logistics costs over a period of time, considering actual consumption. In 1Q25, Itaquí's specific consumption was impacted by the short dispatch period, totaling 47 hours, which required a greater volume of fuel for generation than normal, leading to an Average Cost per Inventory of R\$485.7/MWh.

³⁰ The average normalized inventory cost includes the cost of the commodity and the unloading-related logistics costs, considering the plants' standard average specific consumption over a 7-day period, according to the unit commitment. In 1Q25, Itaquí's specific consumption was impacted by the short dispatch period. If the plant's standard average specific consumption were adopted, the average cost per inventory in the quarter would total R\$338.3/MWh. For Pecém II, the theoretical generation figure was adopted based on the plant's standard average specific consumption for illustrative purposes only, since no dispatch took place in the period.

³¹ The average CVU in this table is the average CVU for the quarter, unweighted by the quarter's generation.

► Solar Generation

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

Income Statement - Solar Generation

(R\$ million)

	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	97.8	71.3	37.3%
Fixed Revenues	82.6	68.0	21.5%
Variable Revenues	15.2	3.3	364.9%
Spot Market	15.2	3.3	364.9%
Deductions from Gross Revenues	(7.2)	(3.5)	103.7%
Net Operating Revenues	90.6	67.7	33.8%
Operating Costs	(120.9)	(56.3)	114.6%
Fixed Costs	(22.7)	(20.5)	10.7%
Transmission and regulatory charges	(11.3)	(11.0)	2.8%
O&M	(11.4)	(9.5)	19.7%
Variable Costs	(69.5)	(9.2)	654.2%
Energy Purchase (Reestablishment of commercial backing - FID)	(57.2)	(5.9)	876.0%
Charges Reimbursement	(12.6)	(3.3)	280.6%
Other	0.3	(0.0)	994.3%
Depreciation and Amortization	(28.7)	(26.6)	7.8%
Operating Expenses	(3.8)	(4.0)	-4.9%
SG&A	(3.7)	(3.9)	-5.2%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	6.6%
Other Revenue/Expenses	0.0	0.1	-90.3%
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(5.2)	34.3	-115.2%
EBITDA Margin (%)	-5.7%	50.6%	N/A

In 1Q25, net operating revenues from the solar generation segment totaled R\$90.6 million, 33.8% higher than in 1Q24, mainly reflecting fixed revenues growth in the period due to the annual readjustment of PPAs prices in January, 2025, as well as the start of the SPE Futura 6 contract in 4Q24. In addition, R\$14.9 million was recorded in 1Q25 in revenues from trading structured operations to mitigate the impact of the price difference between the Northeast and Southeast submarkets. The revenue counter-entry is booked under Energy Purchase (FID), as detailed in the cost description below.

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

Free Market Bilateral Contracts (Futura 1)

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

Fixed costs totaled R\$22.7 million in 1Q25, a R\$2.2 million year-over-year increase, mainly driven by higher personnel costs after restructuring in the operation and maintenance teams. Of this total, nearly R\$1.1 million refers to one-off effects.

Variable costs totaled R\$69.5 million in the same period, mainly due to:

- **Committed and unrealized generation**, most of which due to generation cut-offs at the Futura Complex in 1Q25, which occurred mainly due to the operational unavailability of the Xingu bipole and the high occupation of transmission lines with seasonal hydroelectric generation in the North subsystem, which restricted the flow of energy transmission from the North/Northeast to the Southeast/South subsystems, recording an impact of 81.1GWh in the period, compared to 10.2 GWh in 1Q24. In addition, throughout January the Complex's irradiance was impacted by periods of rainfall and cloudiness, totaling 48.1 GWh in the period. The total impact of energy purchase relating to committed and unrealized generation was R\$7.2 million in 1Q25.
- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets**, still persisting by late 1Q25 due to a combination of ONS exchange restrictions between submarkets and the energy oversupply in the Northeast subsystem with greater seasonal wind generation. The amount of energy purchased in the Southeast subsystem to cover the volume produced in the Northeast subsystem led to a financial impact of R\$50.0 million in 1Q25, and reflects the prices practiced in the Southeast submarket over the period. As a result, the net impact from the price decoupling between the submarkets was R\$35.0 million, considering the net revenue from the settlement of the submarket hedge, as explained above.

The Company also incurred R\$12.6 million in variable costs with reimbursements of charges to counterparties in 1Q25, considering the characteristics of the energy contracted, compared to R\$3.3 million in 1Q24. This increase mainly reflects higher frustrated generation in 1Q25 versus 1Q24.

Considering these effects, the solar generation segment's EBITDA came negative R\$5.2 million in 1Q25, compared to R\$34.3 million in the same period last year.

► 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 facilitate the segment's performance analysis.

Income Statement – Upstream

(R\$ million)

	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	158.8	190.8	-16.8%
Fixed Revenues	76.5	72.9	4.8%
Variable Revenues	82.3	117.9	-30.1%
Gas Trading Contract	66.0	98.9	-33.3%
Lease Contract	6.4	7.3	-12.1%
Condensate Sales	10.0	11.7	-14.3%
Deduction from Gross Revenues	(28.7)	(27.8)	3.2%
Net Operating Revenues	130.2	163.0	-20.2%
Operating Costs	(68.5)	(70.7)	-3.2%
Fixed Costs	(29.5)	(26.3)	12.3%
O&M Cost (OPEX)	(29.5)	(26.3)	12.3%
Variable Costs	(20.7)	(17.3)	19.6%
Government Interest	(17.9)	(14.9)	20.2%
Compressors Costs	(2.8)	(2.4)	16.1%
Depreciation and Amortization	(18.2)	(27.2)	-32.8%
Operating Expenses	(44.3)	(42.9)	3.3%
Geology and Geophysics (G&G) Exploration Expenses	(40.0)	(38.1)	4.9%
Dry Wells	-	(23.2)	100.0%
SG&A	(0.5)	(2.1)	-75.8%
Depreciation and Amortization	(3.9)	(2.7)	43.6%
Other Revenue/Expenses	(0.2)	0.0	-877.1%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	39.2	79.3	-50.5%
EBITDA excluding dry wells³²	39.2	102.5	-61.7%
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	30.1%	62.9%	-32.7 p.p.

In 1Q25, net operating revenue went down 20.2% to R\$130.2 million over 1Q24, mainly reflecting (i) a decrease in gas sales revenues, due to the lower volume of gas produced in the Parnaíba Complex, in response to the lower dispatch in the period; (ii) a 3.2% increase in Deductions from Gross Revenue, mainly driven by higher ANP reference prices in the Parnaíba fields, used to calculate the ICMS tax base paid on the trading of natural gas from the Parnaíba Upstream to the Complex's thermal plants, the price readjustment effect of which more than offset lower volume of gas produced in the quarter.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$50.2 million in 1Q25, up R\$6.6 million over 1Q24, despite a scenario of reduced dispatch and gas produced in the quarter. The increase in O&M reflects higher O&M provisions in the period, as well as contractual readjustments relating to general plant services. Despite the lower volume of gas produced in 1Q25 versus 1Q24, costs with Government Interest (royalties) also increased, mainly due to the higher reference prices to calculate royalties on natural gas in Parnaíba (1Q25: R\$1.01/m³ vs. 1Q24: R\$0.43/m³) in the period, which reflected the exchange rate appreciation and the Henry Hub index between the periods.

As a result of the lower dispatch at Parnaíba, the variable margin went down from R\$83.4 million in 1Q24 to R\$46.8 million in 1Q25. The fixed margin totaled R\$33.1 million in 1Q25, R\$2.9 million lower than in 1Q24 mainly reflecting the impact of higher fixed costs and higher revenue deductions.

Notas:

³² 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.

Additionally, operating costs, excluding depreciation and amortization, slightly increased compared to the same period last year, totaling R\$40.5 million in 1Q25, reflecting higher expenditures on Exploration, Geology and Geophysics, considering the seismic campaign underway in Paraná basin, wherein 44% of 2D seismic totaling 1,755 Km has already been executed, of which R\$25.2 million was incurred in 1Q25. Dry Wells write-off-related expenses were not recorded 1Q25, compared to the R\$23.2 million recorded in 1Q24. The drilling campaign in the Parnaíba Basin resumed in 1Q25, by drilling three development wells in the Gavião Mateiro field.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$39.2 million in 1Q25, or a R\$40.0 million decrease over the same period last year.

► 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

(R\$ million)	1Q25	1Q24	%
Gross Operating Revenues	126.4	-	N/A
SSLNG Revenue	95.7	-	N/A
Logistics Revenue	30.7	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(13.3)	-	N/A
Net Operating Revenues	113.2	-	N/A
Operating Costs	(51.5)	-	N/A
O&M	(24.0)	-	N/A
Gas Production ³³	(4.4)	-	N/A
Logistics	(12.7)	-	N/A
Other	(10.4)	-	N/A
Depreciation and Amortization (Costs and Expenses)	(5.9)	-	N/A
Operating Expenses - SG&A	(2.2)	(0.8)	N/A
Other Revenue/Expenses	(4.1)	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	55.4	(0.8)	N/A
EBITDA Margin (%)	48.9%	-	N/A

With the COD of the second train of the Parnaíba Complex's natural gas liquefaction plant in mid-February 2025, the Off-Grid Gas Trading segment ended the quarter with 100% of its liquefaction capacity of 600,000 m³/day. However, considering that the COD took place in phases over the period, the 1Q25 result does not yet reflect the segment's full potential. It is worth noting that, as usual, during COD of the plants, the Off-Grid Trading operation was in a stabilization phase in 1Q25.

Within this context, the Off-Grid Gas Trading segment recorded gross revenues of R\$126.4 million, being R\$ 95.7 million related to the contracted volumes of LNG sales contracts.

Revenues from logistics services provided by GNL Brasil totaled R\$30.7 million in 1Q25, of which R\$12.7 million referred to the fixed transportation lease and R\$18.0 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, and eliminated in the Company's consolidated view.

Considering revenue deductions R\$13.3 million in 1Q25, the segment's total net operating revenues amounted to R\$113.2 million, a R\$77.4 million growth compared to 4Q24.

O&M costs for both operations totaled R\$24.0 million in 1Q25, of which R\$16.0 million referred to GNL Brasil and R\$7.9 million to Off-Grid Trading. Gas production costs in the quarter totaled R\$4.4 million, reflecting the allocation of Upstream royalty costs relating to the volume of gas produced to meet the demand of small-scale LNG sales contracts.

Notas:

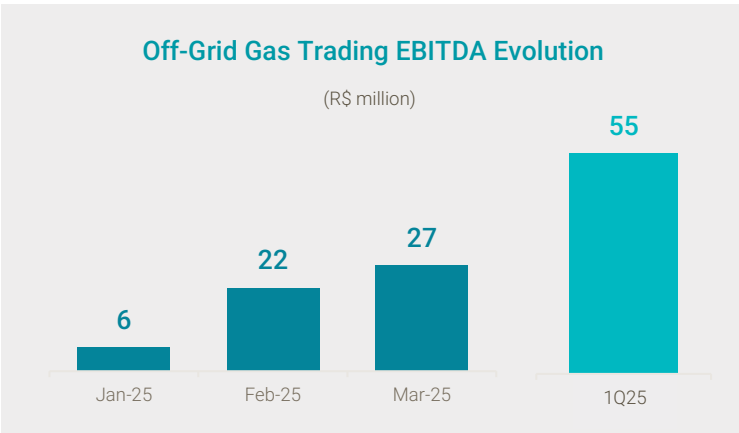
³³ The costs booked reflect the liquefaction plant's stabilization phase and the ramp-up of the contracts signed, therefore, they do not yet state the segment's recurring levels.

Costs for logistics services provided by GNL Brasil amounted to R\$12.7 million, mainly associated with diesel consumption costs of R\$11.2 million for transportation provided by GNL Brasil to clients of the liquefaction plant.

In addition, R\$10.4 million was recorded in other operating costs, consisting mainly of (i) a non-recurring amount of R\$7.4 million relating to a gas purchase contract with a third party valid until March 2025, which was signed prior to the COD of the liquefaction plant's first train to ensure compliance with SSLNG sales contracts, and (ii) regasification costs provided for in one of the LNG sales contracts in the amount of R\$1.0 million.

In 1Q25, R\$4.1 million was also recorded under Other Expenses, mainly referring to R\$3.2 million contractual charges incurred for the period when the Parnaíba Complex liquefaction plant was under commissioning.

Considering the effects mentioned above, the Off-Grid Trading segment's EBITDA totaled R\$55.4 million, a R\$57.2 million increase compared to the negative EBITDA of R\$1.8 million recorded in 4Q24, when the plant initiated the COD of the first train in December 2024. However, the 1Q25 EBITDA did not yet reflect the segment's full potential, with the COD of the second train in mid-February 2025, reaching average monthly EBITDA of R\$24.5 million considering the months of February and March of 2025. The graph below shows the monthly EBITDA evolution of Off-Grid Gas Trading in 1Q25, reflecting the phased COD and its contractual volumes traded over the period.



► 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)

	1Q25	1Q24	%
Net Operating Revenues	1,399.2	461.9	202.9%
Operating Costs	(1,864.4)	(385.8)	383.2%
Electricity Acquired for Resale	(1,860.8)	(384.7)	383.7%
Other	(3.6)	(1.1)	227.3%
Net Revenues/(Expenses) MtM Var.	538.8	(2.2)	24,821.9%
Operating Expenses	(15.6)	(14.9)	4.8%
SG&A	(15.2)	(14.6)	4.1%
Depreciation and Amortization	(0.5)	(0.4)	33.2%
Other Revenue/Expenses	(0.3)	(0.2)	53.1%
Equity Income	-	(0.0)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	58.1	59.1	-1.7%
% EBITDA Margin	4.2%	12.9%	-8.6 p.p.

In 1Q25, the segment's result was influenced by structured operations carried out between 4Q24 and current quarter, as part of the Company's working capital management. The impact of these operations for EBITDA purposes is zero in both periods due to the entries and counter-entries under revenue, costs and mark-to-market variation lines of energy futures contracts ("MtM")³⁴ – which, in turn, offset each other when the 4Q24 and 1Q25 results are added together. However, relevant variations were observed in the individual lines in each quarter. These main variations are explained as follows:

- **Net Operating Revenues:** of the segment's total revenues in 1Q25, R\$312.9 million referred to revenues from structured transactions;
- **Operating Costs:** -R\$867.1 million referred to these transactions in 1Q25;
- **MtM Var. Net Revenues/(Costs):** R\$554.1 million recorded under this heading in 1Q25.

In addition, the segment's result was also impacted by the energy purchase and sale operations conducted by the Trading Company to ensure the re-establishment of commercial backing and, ultimately, the full receipt of the fixed revenues from the Parnaíba VI TPP CCEAR, leading to intercompany revenues (for the Trading Company) and costs (for Parnaíba VI TPP) in equal amounts between the two segments, therefore eliminated in the consolidated view. The operation effects on each segment and the total net impact at Consolidated level for Eneva are detailed in the Gas-Fired Generation - Parnaíba segment.

Segment's Financial Results

The segment's current commercial margin (net result of operating revenues and costs, excluding the impact from structured operations) in 1Q25 reached R\$88.9 million, an increase compared to the margin of R\$76.1 million in 1Q24. The 1Q25 margin was mainly driven by (i) the net positive impact of R\$34.9 million on the Trading segment, referring to the net result of revenues and costs of the contracts signed to re-establish the commercial backing of Parnaíba VI TPP, for a total of 99 GWh traded; (ii) R\$54.0 million realization of the results of the Trading Company's book (MtM) and new operations signed in 1Q25, mainly boosted by the higher volume of energy settled in 1Q25, of 7,400 GWh (versus 4,667 GWh in 1Q24). It is worth noting that 3,199 GWh were also

Notas:

³⁴ 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.

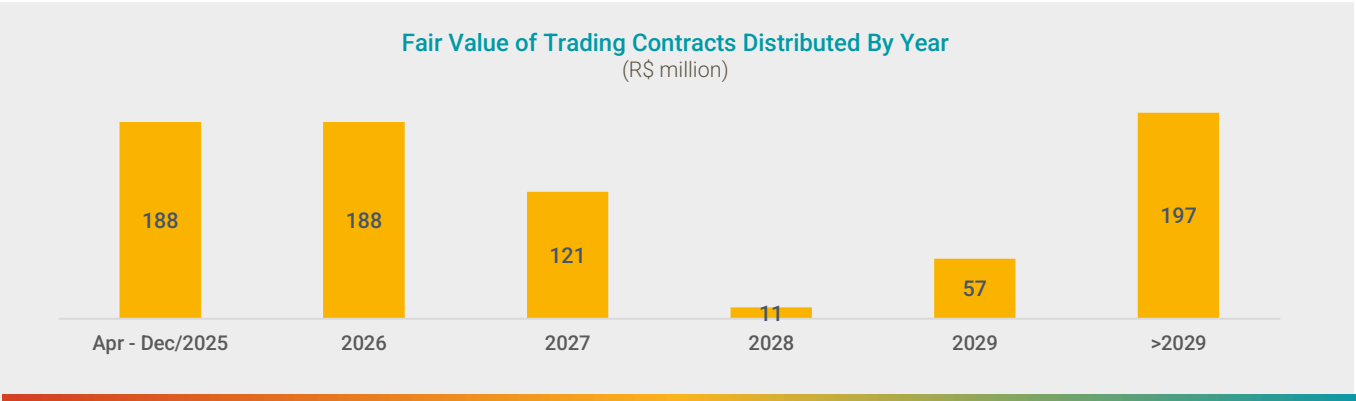
traded in the period referring to structured operations carried out between 4Q24 and 1Q25, with nil effect on the segment's EBITDA as explained above.

The MtM accounting change, excluding the effect from structured operations, totaled negative R\$15.3 million in 1Q25, versus negative R\$2.2 million recorded in 1Q24.

Operating costs totaled R\$15.6 million in 1Q25, a slight variation versus the R\$14.9 million expenses recorded in 1Q24.

As a result of the effects mentioned above, the segment's EBITDA totaled R\$58.1 million in 1Q25 with EBITDA margin of 4.2%, in line with 1Q24 EBITDA.

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\$761.2 million³⁵, 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 1Q25 by the corresponding discount rates³⁶. The position distribution/year of R\$761.2 million, according to each contract's maturity, is shown in the graph below:



Notas:

³⁵ The amount of R\$761.2 million also considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

³⁶ The discount rates adopted correspond to the zero-coupon curve for IPCA-indexed bonds (NTN-B) published by Anbima (real interest rates) and the amounts of future flows do not consider the expectation of price adjustment by the applicable inflation indexes.

► Holding & Other

This segment consists of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. By late 1Q25, 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) during 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 natural gas 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)	1Q25	1Q24	%
Net Operating Revenues	0.0	(0.5)	100.0%
Operating Costs	(0.1)	(0.2)	-70.5%
Depreciation and Amortization	-	-	N/A
Operating Expenses	(76.9)	(60.0)	28.2%
SG&A	(54.8)	(40.6)	35.2%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(22.0)	(19.4)	13.5%
Depreciation and Amortization	(225.9)	(8.1)	2,705.1%
Other Revenue/Expenses	(18.8)	(3.7)	413.3%
Equity Income³⁷	370.7	469.0	-21.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	275.0	404.6	-32.0%
EBITDA Ex-Equity Income³⁷	(95.7)	(64.4)	48.7%

In 1Q25, the Holding & Other segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R\$76.9 million, an increase of R\$16.9 million compared to 1Q24, reflecting mainly:

- Expenses referring to the Company's Long-Term Incentive Programs ("ILPs") of R\$22.0 million, of which R\$19.9 million referring to non-cash effect provisions, and R\$2.2 million relating to cash disbursements for labor charges due to ILPs maturation in the quarter;
- R\$4.9 million increase in personnel, associated with the greater achievement of the Company's corporate goals, as well as higher expenses with salaries and benefits, due to adjustments incurred in the period;
- Auditing and consulting services expenses in the period came R\$1.7 million higher than in 1Q24;
- Higher corporate expenses in the period, totaling R\$7.5 million, with the main expenses referring to the one-off payments of system licenses.

"Other Revenue/Expenses" came negative R\$18.8 million in 1Q25, mainly impacted by (i) miscellaneous expenses referring to consultancy fees, office fees and other expenses related to the Company's growth projects, including integration expenses for the acquisitions of Linhares, Tevisa, Povoação and Gera Maranhão and fees related to this M&A; and (ii) provisions recorded for civil and labor proceedings in the period.

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\$95.7 million in 1Q25.

By late January 2025, the booking for the amortization of 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

Notas:

³⁷ 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.

Holding on January 27th, 2025. Thus, in 1Q25 the line was impacted mainly by (i) R\$144.5 million in amortization of gains and losses from Linhares, Tevisa and Povoação (of which R\$15.2 million refers to Linhares which, with the merger into the Holding, R\$ 10.2 million are now 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, now is deductible for IRPJ/CSL purposes. Both bookings were motivated by the merger of SPE Celse into the Holding by late June 2024³⁸.

Notas:

³⁸ 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)

	1Q25	1Q24	%
Financial Revenues	238.0	81.9	190.4%
Income from Financial Investments	138.3	68.7	101.2%
Fines and Interest Earned	22.3	0.6	3,802.9%
Interest from Related Parties	1.0	0.4	133.6%
Other	76.4	12.2	525.7%
Financial Expenses	(870.3)	(678.4)	28.3%
Debt Charges ³⁹	(54.8)	(70.3)	-22.1%
Interest on Debentures	(258.5)	(334.8)	-22.8%
Monetary Variation	(244.4)	(163.6)	49.4%
Interest on Lease and Other ⁴⁰	(68.9)	(62.4)	10.3%
Net Exchange Variation	(5.0)	3.3	-251.4%
Financial Commissions and Brokerage	(15.2)	(11.2)	36.0%
IOF/IOC	(5.6)	(5.3)	6.0%
Interest to be Incurred on Receivables Anticipation	(121.7)	(25.0)	386.8%
Other	(96.3)	(9.1)	986.4%
Non-cash FX variation on lease	306.4	(105.3)	391.0%
Swap mark-to-market variation	72.6	(5.3)	1,461.0%
Net Financial Result (Expense)	(253.3)	(707.1)	-64.2%
Net Financial Result (Expense) adjusted to exclude one-off and non-cash effects	(632.3)	(596.4)	6.0%

The Company recorded a negative net financial result of R\$253.3 million in 1Q25, a R\$453.8 million improvement compared to 1Q24, mainly explained by the following effects:

- Booking of R\$306.4 million in non-cash exchange rate variation, recorded on the foreign currency-denominated liability (US dollar) referring to the FSRU lease at Porto de Sergipe I TPP. This variation reflects the depreciation of the spot exchange rate of 7.3% at the end of 1Q25 versus 4Q24, resulting in a decrease of the remaining balance of liabilities denominated in local currency at the end of the period. On the other hand, in 1Q24, a negative impact of R\$105.3 million from exchange rate variation was recorded on the FSRU lease, due to the US dollar appreciation against the Brazilian Real seen in that period. The combination of these two factors led to a variation of R\$ 411.7 million in the quarter-over-quarter comparison;
- Booking of a positive impact of R\$72.6 million under “swap mark-to-market variation”, a non-cash recurring effect, referring mainly to the swap mark-to-market result of the Porto de Sergipe I TPP receivables anticipation operation, whose discount factor is the CDI, with an impact of R\$ 66.9 million on the 1Q25 results due to the reduction of the DI futures curve in the medium/long term in 1Q25. 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 financial result would total negative R\$632.3 million in 1Q25, versus negative R\$596.4 million in 1Q24, with a slight quarter-over-quarter variation. During 1Q25, offsetting movements were recorded between the lines, the main ones as detailed below:

- Positive variation of R\$69.5 million from “Income from Financial Investments” mainly due to higher average cash position in 1Q25 versus 1Q24;

Notas:

³⁹ Includes amortization of transaction costs.

⁴⁰ **Interest on Commercial Leases**, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision.

- Consolidated positive variation of R\$11.1 million in 1Q25 vs. 1Q24, considering the sum of the variations under "Debt Charges", "Interest on Debentures" and "Monetary Variation", reflecting the successive liability management processes conducted by the Company since 2H23;
- Negative effect of R\$96.7 million in the year-over-year comparison of interest to be incurred on receivables anticipation, with the booking of partial advances from fixed revenues at the Porto de Sergipe I TPP structured in July 2024 and at Itaqui and Pecém II TPPs, structured in September 2023 - until 1Q24 the amount booked in this line reflected only the operations carried out at Itaqui and Pecém II;
- The amount of R\$62.7 million was recorded under "Financial Income - Other", with a counter-entry of R\$64.2 million under "Financial Expenses - Other" due to the energy trading operations with anticipated receivables set up by Viana I TPP structured over the course of 1H24.

(R\$ million)

	1Q25	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4T23
Coal-Fired Generation	16.0	27.0	5.8	3.7	3.9	13.2
Pecém II	1.4	11.5	4.0	0.9	(0.0)	7.0
Itaqui	14.5	15.5	1.8	2.8	3.9	6.2
Oil-fired Generation ⁴¹	0.4	1.9	-	-	-	-
Gas-fired Generation	15.0	58.4	17.5	20.0	14.8	48.0
Parnaíba I ⁴²	0.8	29.8	1.8	9.0	(4.3)	18.0
Parnaíba II	9.3	11.8	7.3	9.5	9.4	13.6
Parnaíba III ⁴³	-	1.9	-	0.5	(0.0)	4.0
Parnaíba IV	-	0.1	-	0.2	0.1	0.2
Parnaíba V ⁴²	4.6	11.6	8.3	0.8	9.7	8.7
Fortaleza TPP	0.3	1.4	0.1	0.0	(0.1)	3.4
Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants ⁴¹	-	1.9	-	-	-	-
Sergipe HUB	(2.4)	124.4	20.6	23.8	9.3	10.6
Parnaíba VI⁴³	20.0	42.0	54.2	21.2	49.2	60.5
Azulão-Jaguatirica	7.3	38.1	21.6	12.0	26.3	16.1
Azulão 950	528.7	554.3	589.0	492.1	125.3	375.6
E&P	28.5	20.1	26.3	8.5	5.4	82.7
TPP	500.2	534.2	562.7	483.6	119.9	293.0
Futura 1	1.5	17.6	8.7	-	(3.3)	18.4
Upstream	77.8	141.7	162.4	89.1	88.3	96.0
Development ⁴⁴	48.6	120.6	143.6	70.5	58.8	40.3
Exploration	29.2	21.2	18.8	18.6	29.5	55.8
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão	35.9	36.2	63.4	87.7	123.3	102.4
Holding and Other	160.8	82.3	23.9	43.7	17.5	48.4
Total⁴⁵	861.1	1,124.0	966.9	793.2	454.7	789.3

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

In 1Q25, Capex totaled R\$861.1 million, 76.9% of which was allocated to the Company's main projects and the Upstream development. The distribution of these investments throughout the quarter is detailed below:

Notas:

⁴¹ The amounts invested prior to 4Q24 will not be reported since the assets acquired will not be pro-forma.

⁴² 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.

⁴³ 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.

⁴⁴ Include amounts associated to production (STGP).

⁴⁵ 1Q24 and 2Q24 amounts were adjusted to include the amounts classified under fixed assets in those quarters related to timesheet assignment for projects.

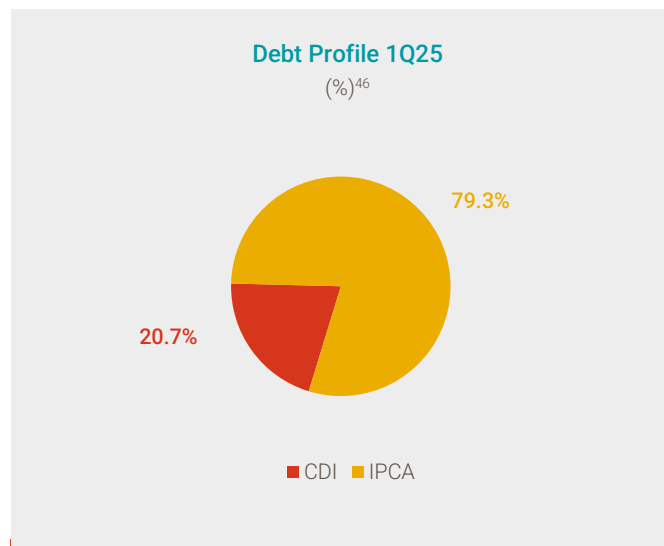
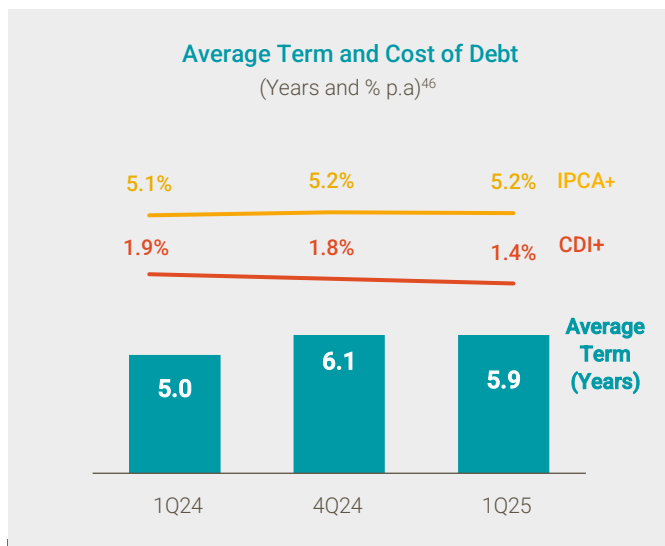
- **Azulão 950:** total Capex of R\$528.7 million in 1Q25, R\$349.5 million of which went towards construction and assembly services carried out in various structures, including TPP, GTP, Substation and Transmission and Collection Lines. The milestones achieved are: (i) positioning of the steam turbine generator at the TPP's base; (ii) completion of the staking of the support for the TPP's pipes, cables and ducts; (iii) start of the assembly of slug catcher pipes and manufacturing, essential equipment for separating liquids from the gas at the GTP; (iv) conclusion of the plant acceptance test for the substation's protection, control and supervision system; (v) completion of Cluster 3's transmission line and cold commissioning.
In addition, R\$47 million went towards intermediate milestones for other equipment contracts, such as auxiliary transformers and cooling towers; R\$40 million was also invested in contracts with GE, related to the arrival of the STG20 generator, besides logistics and commissioning costs. Lastly, R\$28.5 million was allocated to cluster and gas pipelines.
- **Upstream:** investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R\$77.8 million in 1Q25. Of this total, R\$58.4 million were earmarked for the 2025 drilling campaign, of which R\$29.1 million was for drilling wells and carrying out profiling in Maranhão and another R\$23.8 million for the allocation of technical team expenses. In addition, R\$15.1 million refers to earthworks for the development of the Gavião Mateiro field, due to the works to connect the south pole gas pipeline.
- **Gas liquefaction plants in Maranhão (SSLNG):** total investment of R\$35.9 million this quarter. Of this amount, R\$29.3 million went towards construction, assembly and engineering activities, while R\$6.6 million was invested in technology supplier commissioning.
- **Parnaíba VI TPP:** Investments totaled R\$20.0 million in the quarter, of which R\$16.0 million referred to the measurement with the EPC Company, including the completion of the plant's commissioning, the generator first synchronization in the SIN and the performance tests.

The amounts invested in **Holding & Other** and in Sustaining (existing operations) totaled R\$198.6 million in the quarter, directed to the existing operations, the development of thermal projects, corporate investments in the Company's pipeline as well as miscellaneous corporate investments. In individual assets, the main expense for sustaining operations was at the Itaquí plant, where R\$13.2 million was invested to repair the main generator, following failures identified in December 2024.

Indebtedness

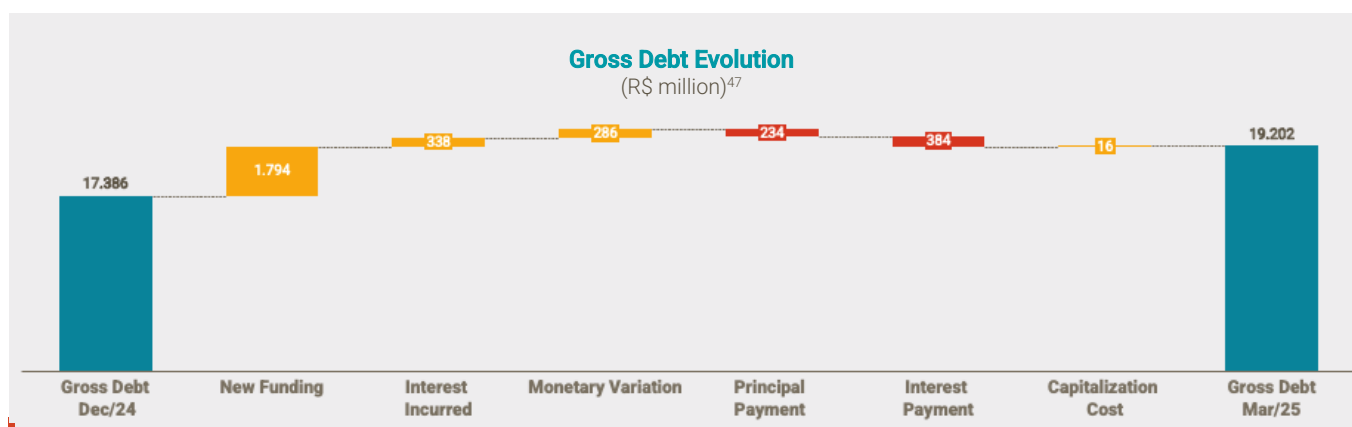
► Debt Profile

Consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$ 19,202 million in March 2025 over R\$19,837 million in March 2024 and R\$17,386 million in December 2024. In early January 2025, the Company concluded a liability management process initiated by late December 2024. In this regard, the debt booking position at the end of December 2024 reflected an intermediate balance within the scope of the liability management initiatives and the 4Q24 pro-forma consolidated gross debt – post-liability, would total R\$18,225 million. Likewise, the 4Q24 pro-forma view – post-liability, the cost of debt indexed to the IPCA would total 5.2% and the cost indexed to the CDI would total 1.4%, with an average term of 6.0 years.



At the end of 1Q25, the average maturity of consolidated debt was nearly 5.9 years, a slight decrease versus 4Q24. The average spread on debts indexed to the IPCA was 5.2%, in line with 1Q24 and 4Q24. The average spread of CDI-indexed debt was 1.4% in 1Q25, showing a reduction in the average costs of CDI-indexed debt compared to previous periods, reflecting the liability management initiatives that have been carried out since 3Q23, with the most recent concluded in January 2025.

► Gross Debt Changes



Notas:

⁴⁶ The cost of debt reported considers the weighted average cost of debt in the quarter. The CDI+ cost includes Pré e EURIBOR+ exposures in its calculation, equivalent to 0.2% and 0.6% of the total debt, respectively.

⁴⁷ The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released from escrow accounts.

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

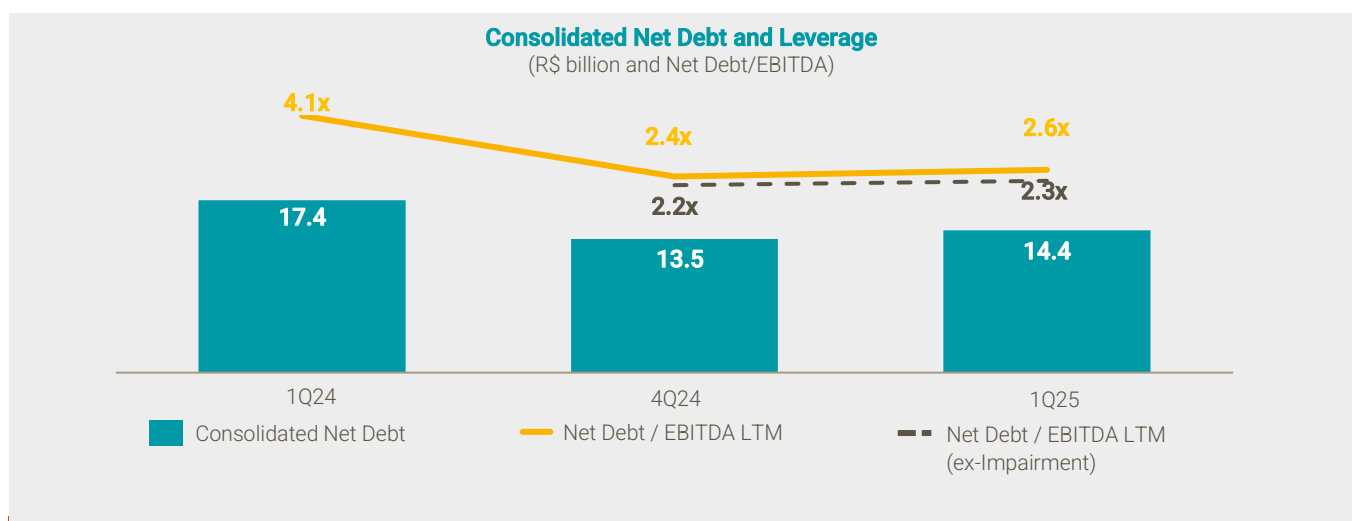
- R\$838 million raised in early January 2025, as part of the Company's liability management process, through Eneva's 13th Debenture Issue. As explained in the 4Q24 Earnings Release, this process was initiated at the end of December 2024, including payments of principal and interest totaling R\$869 million, referring to the partial redemption of the 2nd Series Debentures of Eneva's 11th Issue in December 2024. The initiatives concluded in 1Q25 also led to a reduction in the CDI-indexed cost of debt, reducing part of the average spread from CDI + 2.5% to CDI + 0.9%;
- Disbursements related to the financing with BNB of the Gas Liquefaction Plants in Maranhão, in the amounts of R\$462 million and R\$100 million. The first disbursement was made under the contract signed and disclosed by means of a Notice to the Market in December 2024, whose financing conditions include an average rate of IPCA + 3.42% p.a. and a 15 year-term, with a 5-year grace period on the principal - with a balance of R\$198 million yet to be disbursed. The second, which has already been fully disbursed, was made under a contract signed on February 7th, 2025, whose financing conditions include an average rate of CDI + 2.18% per year., monthly capitalization of interest and a lump-sum payment on the contract maturity date;
- Disbursement of R\$300 million with BASA, within the scope of the Azulão 950 project, under a short-term financing contract, already fully disbursed and with financing conditions that include lump-sum payment on the note maturity, with monthly capitalization of interest and an average rate of CDI + 1.5% per year.;
- Disbursement related to the financing with FDA of the Azulão I TPP, in the amount of R\$94 million, within the scope of the contract signed and disclosed by means of a Notice to the Market in December 2023, of a total contracted amount of R\$626 million. The financing conditions include an average rate of IPCA + 3.21% per year and a 17-year term, with a 4-year grace period for principal and interest;
- Payments of principal, interest and escrow accounts totaling R\$618 million, referring mainly to the debts of the Tevisa and Linhares thermal assets; and

Total impacts of interest incurred totaling R\$338 million and R\$286 million in monetary variation in 1Q25 relating to the Company's financing contracts.

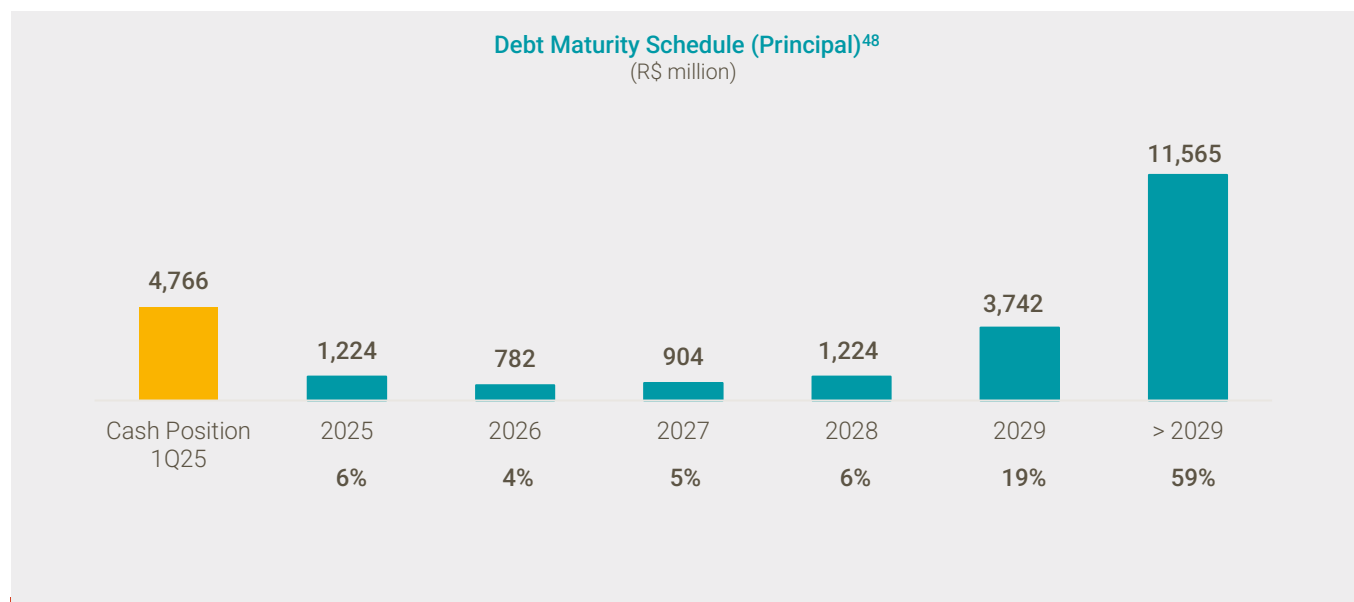
► Net Debt and Leverage

In late March 2025, the cash balance (which includes cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R\$4,766 million, a R\$2,378 million increase over the cash balance of R\$ 2,388 million in March 2024, and R\$899 million over the cash balance recorded in December 2024, of R\$3,866 million.

Consolidated net debt totaled R\$14,436 million at the end of 1Q25, leading to a net debt/EBITDA LTM ratio of 2.6x. The 12-month EBITDA for covenant purposes considers the 12-month result of the assets acquired in 4Q24. Excluding the R\$634.7 million noncash impairment effect on 4Q24 EBITDA, net debt/EBITDA LTM would total 2.3x.



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



Notas:

⁴⁸ The flow in question considers only the value of the debt principal, disregarding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

Capital Markets

ENEV3

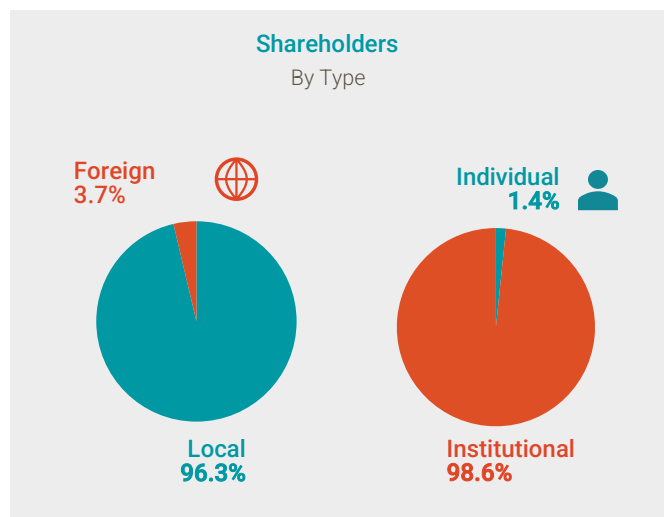
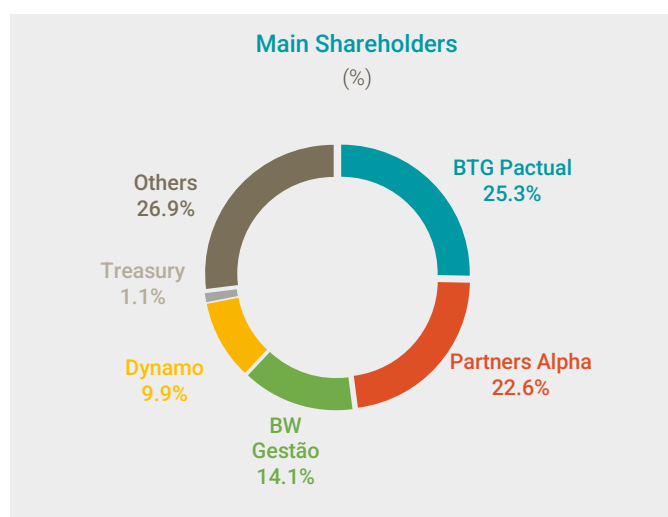
	1Q25	4Q24	1Q24
Number of shares – end of period	1,932,591,767	1,932,591,767	1,584,697,571
Share price – end of period (R\$/share)	11.83	10.53	12.75
Traded shares (Million) – daily average	9.9	8.5	7.8
Financial volume (R\$ Million) – daily average	103.1	97.6	87.1 ⁴⁹
Market cap – end of period (R\$ Million) ⁵⁰	22,605	20,338	20,185
Enterprise Value – end of period (R\$ Million) ⁵¹	37,299	33,871	37,654

Ownership Structure

At the end of March 2025, Eneva's share capital consisted of 1,932,591,767 common shares, with 98.70% of free float. The shareholder composition is detailed below:

► Eneva Shareholder Profile

March 31st, 2025



Share Buyback Program

On January 5th, 2025, the Company announced the approval by its Board of Directors of a program for the acquisition of shares issued by the Company ("Share Buyback Program"), up to a limit of 50,000,000 common shares. On the same date, the execution of derivative contracts referenced to Eneva shares was approved. The Share Buyback Program aims to maximize shareholder value creation through efficient management of its capital allocation, considering the potential profitability of its shares to provide greater future returns for its shareholders.

During the 1Q25, the Company repurchased 20,682,412 shares for a total of R\$222.2 million, which were incorporated into the balance of treasury shares.

Notas:

⁴⁹ In 1Q24, the daily average Financial Volume was calculated using a different calculation methodology than in previous quarters. For this quarter, the previously adopted methodology (Volume-Weighted Average Price) was used again.

⁵⁰ It excludes treasury shares, at closing price of the period.

⁵¹ Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and the Company's net debt, both at the end of the period.

ESG – Environmental, Social and Governance

After publishing its sustainability report for three years, in July 2024 the Company disclosed its second Integrated Report and ESG Indicator Notebook (reference year: 2023). 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. An 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 – 1Q25	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others¹	Elimination Adjustments	Total
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	618,2	206,5	665,7	1.490,5	158,8	(131,0)	1.518,3	1.145,8	281,0	0,6	97,8	2.089,4	126,4	-	(350,9)	4.908,5
Deductions from Gross Revenues	(75,1)	(11,2)	(113,2)	(199,5)	(28,7)	21,7	(206,5)	(109,8)	(29,0)	(0,4)	(7,2)	(151,4)	(13,3)	-	32,6	(484,9)
Net Operating Revenues	543,1	195,4	552,5	1.290,9	130,2	(109,3)	1.311,8	1.036,0	252,0	0,2	90,6	1.938,0	113,2	0,0	(318,3)	4.423,6
Operating Costs	(337,3)	(101,1)	(121,9)	(560,3)	(68,5)	109,3	(519,4)	(680,8)	(132,8)	(40,9)	(120,9)	(1.864,4)	(57,4)	(0,1)	314,6	(3.102,0)
Depreciation & amortization	(57,2)	(35,4)	(10,0)	(102,7)	(18,2)	-	(120,9)	(98,4)	(57,0)	(13,5)	(28,7)	-	(5,9)	-	7,4	(316,9)
Operating Expenses ²	(8,4)	(5,5)	(1,5)	(15,3)	(44,3)	2,8	(56,9)	(3,9)	(6,6)	(6,6)	(3,8)	(15,6)	(2,2)	(302,8)	(6,4)	(404,9)
SG&A ³	(8,1)	(5,5)	(1,5)	(15,0)	(0,5)	2,8	(12,8)	(3,9)	(6,2)	(3,4)	(3,7)	(15,2)	(2,2)	(76,9)	(2,8)	(126,9)
Depreciation & amortization	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,3)	(3,2)	(0,1)	(0,5)	(0,0)	(225,9)	(3,7)	(238,0)
Other revenues/expenses	(0,6)	(0,1)	0,4	(0,3)	(0,2)	-	(0,6)	78,6	1,3	(0,0)	0,0	(0,3)	(4,1)	(18,8)	1,7	67,9
Equity Income	-	-	-	-	-	(111,6)	(111,6)	-	-	-	-	-	-	-	370,7	(260,9)
EBITDA (as of ICVM 527/12)	254,3	124,1	439,6	818,0	39,2	(108,8)	748,4	528,3	171,3	(30,6)	(5,2)	58,1	55,4	275,0	(273,0)	1.527,8
Net Financial Result	(40,6)	(22,0)	(2,1)	(64,8)	241,9	-	177,2	(37,1)	(31,1)	2,6	(9,1)	(0,2)	(11,7)	(348,0)	4,1	(253,3)
EBT	156,2	66,7	427,4	650,3	259,1	(108,8)	800,5	392,9	82,9	(44,7)	(43,0)	57,5	37,7	(298,9)	(265,1)	719,6
Current Taxes	(17,8)	(4,5)	(20,2)	(42,5)	-	-	(42,5)	-	(4,0)	1,4	(3,6)	(17,6)	(2,1)	(0,0)	-	(68,3)
Deferred Taxes	(7,5)	(5,4)	(2,2)	(15,1)	-	-	(15,1)	-	(13,1)	0,1	2,6	(20,1)	(0,9)	(135,8)	-	(182,4)
Net Income end of Period	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(265,1)	468,8
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,5	84,5
Eneva Net Income	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(349,6)	384,4

1 - The Holding and Others column also includes costs and expenses associated with UTE Fortaleza, with an impact of -R\$3.7 million on EBITDA in 1Q25 and -R\$5.7 million in 1Q24.
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 with ILP.

Income Statement – 1Q24	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe HUB	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others¹	Elimination Adjustments	Total
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	666,1	198,6	-	864,7	190,8	(166,5)	889,0	539,6	265,6	-	71,3	515,0	-	-	(71,0)	2.209,4
Deductions from Gross Revenues	(83,4)	(10,6)	-	(94,2)	(27,8)	30,9	(91,0)	(50,6)	(27,5)	-	(3,5)	(56,3)	-	-	6,8	(221,2)
Net Operating Revenues	582,5	188,0	-	770,5	163,0	(135,6)	799,0	489,0	238,1	-	67,7	459,7	-	-	(64,7)	1.987,8
Operating Costs	(295,7)	(102,8)	-	(398,5)	(70,7)	135,6	(333,7)	(195,4)	(121,5)	-	(56,3)	(385,8)	-	(0,2)	64,2	(1.028,7)
Depreciation & amortization	(40,5)	(38,8)	-	(79,3)	(27,2)	-	(106,4)	(97,3)	(50,6)	-	(26,6)	-	-	-	-	(280,9)
Operating Expenses ²	(8,3)	(6,4)	-	(14,7)	(42,9)	1,7	(55,9)	(3,7)	(10,9)	-	(4,0)	(14,9)	-	(68,0)	(57,7)	(215,1)
SG&A ³	(7,9)	(6,4)	-	(14,3)	(2,1)	1,7	(14,7)	(3,7)	(10,6)	-	(3,9)	(14,6)	-	(60,0)	(1,7)	(109,1)
Depreciation & amortization	(0,4)	(0,0)	-	(0,4)	(2,7)	-	(3,1)	0,1	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	-	(8,1)	(56,0)	(67,9)
Other revenues/expenses	(1,0)	(0,7)	-	(1,7)	0,0	0,1	(1,6)	(0,6)	1,9	-	0,1	(0,2)	-	(3,7)	(0,1)	(4,1)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	469,0	(468,5)	0,4
EBITDA (as of ICVM 527/12)	318,5	116,8	-	435,3	79,3	1,8	516,4	386,5	158,6	-	34,3	59,1	-	404,6	(470,3)	1.089,0
Net Financial Result	(41,7)	(21,3)	-	(63,0)	(13,6)	0,1	(76,4)	(303,7)	(39,9)	-	(8,3)	2,8	-	(281,4)	(0,1)	(707,1)
EBT	235,8	56,7	-	292,6	35,8	2,0	330,4	(14,4)	67,7	-	(0,7)	61,5	-	115,7	(527,0)	33,2
Current Taxes	(23,2)	(2,9)	-	(26,2)	-	-	(26,2)	(13,3)	(2,5)	-	(3,3)	(14,6)	-	(0,0)	-	(60,0)
Deferred Taxes	(17,5)	(8,3)	-	(25,8)	-	-	(25,8)	18,4	(13,4)	-	(4,9)	(11,4)	-	130,6	-	93,5
Net Income end of Period	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(527,0)	66,7
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127,6	127,6
Eneva Net Income	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(654,6)	(60,9)

1 - The Holding and Others column also includes costs and expenses associated with UTE Fortaleza, with an impact of -R\$3.7 million on EBITDA in 1Q25 and -R\$5.7 million in 1Q24.
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 with ILP.



eneva

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/>