

DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 4T24**



Teleconferência de Resultados do 4T24

Sexta-feira, 21 de março de 2025

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

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

Eneva divulga resultados do quarto trimestre de 2024

- ▶ EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1.242,7 milhões no 4T24;
- ▶ COD do 2º trem da planta de liquefação de gás natural no Parnaíba, com 100% de sua capacidade nominal contratada; e
- ▶ Conclusão de *Follow-On* de R\$ 3,2 bilhões, a R\$ 14,00/ação e de M&A com aquisição dos ativos de geração térmica do BTG, reduzindo alavancagem da Companhia para 2,4x ao final do 4T24.

Rio de Janeiro, 20 de março 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 quarto trimestre findo em 31 de dezembro de 2024 (4T24). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 4T24

- Conclusão da aquisição dos ativos do portfólio de geração de energia termelétrica do BTG (“M&A”), adicionando 859 MW de capacidade instalada operacional ao portfólio com contratos regulados de curto e longo prazos;
- Realização de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações (“*Follow-On*”) em outubro/24, com a emissão de 228.571.429 ações ordinárias, precificadas a R\$ 14,00/ação, no valor total de R\$ 3.200 milhões;
- Despacho em todos os ativos térmicos operacionais da Eneva, inclusive nos adquiridos, principalmente para atendimento ao SIN e Roraima, considerando também o despacho da UTE Porto de Sergipe I, cujo compromisso de geração foi atendido tanto com geração de energia do ativo quanto pela geração por substituição do Complexo Parnaíba;
- EBITDA Ajustado Consolidado recorde de R\$ 1.242,7 milhões no 4T24, crescimento de 20,0% frente ao 4T23, refletindo, sobretudo, o maior despacho das usinas da Eneva e a entrada do resultado pró rata dos ativos térmicos adquiridos no 4T24;
- Redução de 1,11x na alavancagem da Companhia para 2,42x ao final do 4T24 versus 3T24, pós *Follow-On* e M&A, com redução da dívida líquida consolidada e a entrada do EBITDA dos ativos adquiridos. Considerando o EBITDA Ajustado sem efeito do *Impairment*, a alavancagem reduziria para 2,18x;
- Elevação do rating corporativo nacional de longo prazo da Eneva para ‘AAA(bra)’ e ‘Perspectiva Estável’ pela Fitch Ratings;
- Concluído com sucesso ao final de dezembro/24 a substituição do *riser* que conecta o *Floating Storage and Regasification Unit* (“FSRU”) ao Hub Sergipe, possibilitando a retomada das operações de movimentação de gás natural do FSRU à UTE Porto de Sergipe I e à malha de transporte de gás natural;
- Estruturação de solução alternativa para despacho e realização de operações que permitiram o atendimento das obrigações contratuais do Hub Sergipe, incluindo o despacho antecipado da usina e o cumprimento dos contratos de venda de gás anteriormente celebrados pela Mesa de Gás, com impacto líquido total de apenas -R\$ 0,8 milhão no EBITDA;
- Como eventos subsequentes ao 4T24, importante destacar:
 - (i) Aprovação, em 05 de 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;
 - (ii) Conclusão, em 25 de janeiro/25, da incorporação das subsidiárias Linhares, Tevisa e Povoação na Eneva S.A.; com o objetivo de simplificar e racionalizar a estrutura societária do grupo Eneva, com a consequente redução de custos operacionais, administrativos e possibilidade de obtenção de sinergias adicionais;
 - (iii) Consolidação do modelo de comercialização de gás natural e GNL *Off-Grid* com a contratação de 100% da capacidade nominal da planta de liquefação de gás natural no Parnaíba após aditivo contratual celebrado em janeiro/25 e com o COD do segundo trem da planta em fevereiro/25, elevando a capacidade agregada de liquefação para 600.000m³/dia;
 - (iv) Divulgação, ao longo do 1T25, de Portaria de Sistemática, Edital para Consulta Pública e demais documentos relacionados ao Leilão de Reserva de Capacidade 2025 (“LRCAP 2025”) destinado à contratação de potência elétrica. O LRCAP 2025, programado para ocorrer em 27 de junho/25 e que contará com 10 produtos para ativos termelétricos novos e existentes e hidrelétricos com novas unidades geradoras, com entregas diferentes por produto entre 2025 e 2030, encerrou os prazos para cadastramento de projetos em fevereiro/25;
 - (v) Início da operação comercial da UTE Parnaíba VI em 01 de março/25, com CCEAR de 25 anos vigente a partir de 01 de janeiro/25.

Principais indicadores

(R\$ milhões)	4T24	4T23	Var. %	2024	2023	Var. %
Receita Operacional Líquida	4.882,6	2.727,9	79,0%	11.387,5	10.090,9	12,8%
EBITDA Ajustado ¹	1.242,7	1.035,8	20,0%	4.536,3	4.284,1	5,9%
Margem EBITDA (%)	25,5%	38,0%	-12,5 p.p.	39,8%	42,5%	-2,6 p.p.
Resultado Líquido Eneva ²	(962,6)	(290,6)	231,2%	42,0	217,7	-80,7%
Investimentos (Competência)	1.124,0	789,3	42,4%	3.338,8	2.704,9	23,4%
Fluxo de Caixa Operacional	1.139,9	932,5	22,2%	4.476,8	3.104,1	44,2%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	13.520,4	17.108,1	-21,0%	13.520,4	17.108,1	-21,0%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ³	2,42x	3,99x	-1,57x	2,42x	3,99x	-1,57x

Notas:

¹ EBITDA Ajustado desconsidera o efeito contábil não caixa do *Impairment* reconhecido no 4T24 nos ativos a carvão.

² Resultado Líquido deduzindo participação minoritária em subsidiárias.

³ Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 4T24 e 2024, 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.

Prezados Acionistas,

Nos últimos anos, a Eneva dedicou-se a executar um programa de investimentos agressivo para cumprir com as obrigações oriundas das vitórias nos leilões de energia de 2021 e 2022 e do êxito na assinatura de contratos para fornecimento de GNL a partir do Complexo do Parnaíba. Apesar do desafio da implementação simultânea de múltiplos projetos de capital e de vultosos desembolsos de CAPEX, conseguimos aprimorar as competências da companhia, controlar os custos e melhorar a eficiência operacional, mantendo uma trajetória de desalavancagem.

Em 2024 avançamos rapidamente em diversas frentes, preparando a companhia para o próximo ciclo de crescimento. Comissionamos dois grandes projetos de capital: Parnaíba VI e a planta de liquefação de gás do Parnaíba, e completamos o gasoduto de 120Km que interliga Gavião Mateiro e Gavião Belo a unidade de tratamento de gás do Complexo do Parnaíba. Ao mesmo tempo, avançamos na implementação do projeto Azulão 950, que se mantém dentro do cronograma. Ainda em 2024, atingimos nosso melhor desempenho em saúde e segurança nos últimos 10 anos, com uma redução de mais de 50% nas taxas de acidentes em comparação a 2023.

Na área financeira e de M&A, demos um salto maior, através da aquisição de um portfólio termelétrico de 859 MW e a realização de um *Follow-On*. Capturamos sinergias operacionais e financeiras, que geraram valor para nossos acionistas, e abrimos espaço em nosso balanço para um novo ciclo de investimentos. Ao mesmo tempo, a governança da Companhia foi simplificada com uma nova distribuição da base acionária.

Nesse período, também aprofundamos nosso entendimento das necessidades energéticas do Brasil, seja na matriz elétrica, seja na utilização do gás natural ou do GNL em pequena escala, e desenvolvemos diversos projetos de expansão que utilizam as competências fundamentais da Eneva. Esses projetos são altamente competitivos, possuem grande probabilidade de serem contratados em um futuro próximo e têm muito potencial de geração de valor para a companhia, seus acionistas e para a sociedade.

A Eneva entra no ano de 2025 ainda mais forte e eficiente, com capacidade financeira em seu balanço, um portfólio operacional maior e mais flexível, maior capacidade de execução de projetos de capital e com um mercado de energia carente das soluções que já nos acostumamos a fornecer para a sociedade brasileira. Nesta carta, quero falar a vocês sobre o que pensamos do mercado de energia brasileiro e como estamos posicionando nossa companhia para sair vencedora das oportunidades que se apresentam, ao mesmo tempo em que contribuimos para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

► Mercado de Energia Brasileiro e as Oportunidades Desenvolvidas pela Eneva

De uma forma mais ampla, a matriz energética de um país é composta por todas aquelas fontes necessárias para a continuidade da atividade econômica e para o desenvolvimento social, incluindo-se as fontes de geração de energia elétrica e os combustíveis utilizados na indústria, no agronegócio e nos transportes.

No contexto das discussões sobre as mudanças climáticas globais, as nações vêm procurando ampliar a eletrificação de suas matrizes energéticas, buscando majoritariamente fontes que possuam a menor intensidade de emissões de gases de efeito estufa que seja técnica e economicamente viável.

Nesse quesito, o Brasil difere de outros países, uma vez que já possui uma matriz de geração de energia elétrica das mais sustentáveis do mundo, alcançando uma participação entre 85% e 90% de energia proveniente de fontes renováveis. Essa conquista se deve ao enorme potencial hidroelétrico do país e aos altos fatores de capacidade para geração eólica e solar, mas também em grande parte aos pesados incentivos para a ampliação de parques eólicos, fazendas de painéis solares e geração distribuída. No entanto, a ampliação acelerada de fontes de geração intermitentes sem o planejamento adequado, somada à já conhecida sazonalidade da energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras, vem gerando instabilidade no sistema integrado nacional de energia elétrica (SIN), em particular nos momentos de descolamento entre demanda e geração, que ocorrem no final do dia, quando a geração solar é reduzida a zero e o consumo aumenta significativamente.

Essa situação não é particular ao Brasil e pode ser observada em outras regiões do mundo onde houve penetração massiva de fontes intermitentes e não despacháveis. Em outras palavras, gera-se muita energia quando não é necessário, no meio do dia, e

falta capacidade de resposta quando a carga aumenta, no entardecer e início da noite. Esse problema é agravado no Brasil pela constatação de que a carga de pico vem aumentando e a energia média armazenada nos reservatórios das hidrelétricas vem diminuindo. Até poucos anos atrás, a intermitência ainda podia ser compensada pelas hidrelétricas, utilizando a energia armazenada nos reservatórios, ficando as termoeletricas como reserva para acionamento nos períodos sazonais de poucas chuvas.

Mais recentemente, com o esgotamento do potencial das principais bacias hidrográficas do país e períodos de chuvas e secas mais extremos, já se constata na operação diária do SIN, que somente as hidrelétricas não são suficientes para compensar os descolamentos diários que acontecem entre carga e geração. Para tanto, é necessário o despacho termoeletrico flexível nas horas de pico do dia, com usinas que possam ser acionadas e desligadas diariamente. Já não cabe mais, portanto, o debate a respeito da necessidade de ampliação do parque termoeletrico para atender essa deficiência, a realidade se impõe e o operador do sistema já vem utilizando em certos períodos térmicas flexíveis para este propósito. Por razões ambientais, o gás natural, o menos poluente e mais abundante dentre os combustíveis fósseis, se apresenta como a melhor solução para esse propósito.

Esse problema, e a oportunidade associada, que agora se materializa no Leilão de Reserva de Capacidade de 2025 (LRCAP-2025), já são velhos conhecidos da Eneva. Para endereçá-los, dedicamos recursos para desenvolver projetos que possam atender a necessidade do país, e, portanto, não existe companhia mais bem posicionada para esta oportunidade do que a Eneva. Além de aumentar a confiabilidade do sistema, a ampliação do parque termoeletrico flexível também viabilizará expansões futuras de projetos de energia renovável. As diferentes fontes de energia se complementam e ainda coexistirão por muitos anos, com as renováveis atendendo a demanda por energia limpa e as térmicas despacháveis a gás natural garantindo a segurança do fornecimento.

Por outro lado, o Brasil ainda necessita de ações profundas para reduzir as emissões de sua matriz energética nos setores que utilizam o diesel e o óleo combustível como fontes de energia, em particular para o transporte pesado e em processos industriais. Em 2023, o Brasil consumiu 64,6 bilhões de litros de diesel, sendo que aproximadamente 25% desse total foi importado. Esses combustíveis estão dentre os maiores emissores de gases de efeito estufa e de poluentes nocivos à saúde humana e ao meio ambiente, como o NOx, SOx e particulados. Por meio da introdução do gás natural nesses processos, pode-se conseguir reduções consideráveis das emissões de CO₂ e quase a eliminação dos demais poluentes, até que soluções 100% renováveis estejam disponíveis. O gás natural pode ainda ser misturado ao biometano, à medida que esse se torne economicamente viável no mercado, reduzindo ainda mais as emissões líquidas dos processos que foram inicialmente convertidos para o gás natural.

Nesse mercado, a Eneva é pioneira na oferta de gás natural liquefeito (GNL) nas regiões do Brasil que não são atendidas por gasodutos. As unidades de liquefação de gás de Silves, no AM, e do Parnaíba, no MA, fornecem GNL que é transportado por caminhões, também movidos a GNL, até os pontos de consumo em indústrias, geração elétrica e outras aplicações que antes utilizavam o diesel ou o óleo combustível. Mais recentemente, no último trimestre de 2024, a Eneva assinou um contrato para fornecer gás natural para uma empresa parceira que ofertará o serviço de transporte de produtos do agronegócio na rota MATOPIBA - Porto de Itaquí, utilizando caminhões exclusivamente movidos a gás natural, reduzindo as emissões de CO₂ em pelo menos 20% nesse trajeto e inaugurando o primeiro corredor azul de transporte do Brasil. Essa modalidade de monetização das reservas do Parnaíba, há muito tempo mapeada e desenvolvida exclusivamente pela Eneva, iniciou operações no final de 2024 e já vem atraindo o interesse de outras empresas que desejam descarbonizar e reduzir o impacto ambiental de suas operações nas regiões norte e nordeste do país.

Uma terceira frente na qual a Eneva contribui para a segurança energética do país e para a redução das emissões brasileiras é no desenvolvimento dos terminais para importação de GNL conectados à malha de gasodutos de transporte, a qual atende parte do nordeste, do sudeste e do sul do país. Esses terminais são utilizados para abastecer usinas termoeletricas adjacentes ou para abastecer outros usuários que estão conectados à malha de gasodutos. Essa infraestrutura desempenha papel fundamental para assegurar o fornecimento flexível de gás natural para o despacho intermitente em um mercado onde a produção de gás natural está associada à produção de petróleo e não pode ser interrompida e reiniciada de acordo com as necessidades do setor elétrico.

Para entrar nesse mercado, a Eneva adquiriu, em 2022, a usina termoeletrica Porto de Sergipe I e o terminal de regaseificação de GNL anexo ("Hub Sergipe"), visando a expansão das capacidades desses ativos. Para tanto, concluímos a conexão do terminal à malha de gasodutos e, aproveitando a abertura do mercado de gás no Brasil, iniciamos a venda de contratos de gás firmes e opções de gás flexível para clientes conectados à malha de gasodutos. A conexão permite ainda a retirada de gás para consumo nas usinas termoeletricas do complexo, viabilizando a comercialização de opções de retirada de gás para os usuários que em dados momentos não conseguem consumir as quantidades firmes contratadas junto a produtores de gás associado.

Para melhor aproveitar todas as capacidades do Hub, inauguramos nossa mesa de comercialização de gás, que atua na originação e na venda do produto, e que já observa uma atividade e uma dinâmica de mercado bem acima do antecipado originalmente. Uma das soluções mais competitivas para o produto Potência Termoelétrica Nova a Gás Natural do LRCAP-2025 é o projeto de expansão do parque termoelétrico do Hub Sergipe, que fará uso da infraestrutura existente e da capacidade ociosa de regaseificação do terminal. Dessa forma, o Hub Sergipe já se destaca como um dos ativos mais relevantes para a segurança e a confiabilidade do SIN, e para promover e dinamizar os usos no Brasil do gás natural, o combustível da transição energética.

► A Evolução da Estratégia da Eneva

Em 2024 a Eneva evoluiu em sua estratégia em um ritmo mais acelerado, materializando diversas oportunidades que foram discutidas com nossos investidores em anos anteriores. Ao final do ano que se encerrou, algumas dessas oportunidades já se tornaram realidade e passaram a ser objeto de futuros planos de expansão, propiciando novas avenidas para alocação de capital com retornos acima da média do setor. Portanto, é com muita satisfação que reporto a vocês, de forma resumida, os avanços em cada um dos seis pilares da nossa estratégia:

1. Consolidar a expansão no Amazonas e executar o projeto Azulão 950:

Avançamos significativamente na implementação do projeto, com a chegada de todos os grandes equipamentos e o início da montagem das turbinas, caldeira, geradores, transformadores e subestação. Todos os gasodutos da primeira fase do desenvolvimento das reservas de Azulão já foram concluídos. As torres da linha de transmissão de 13km também já foram completadas e terminamos o lançamento dos cabos elétricos. No último trimestre de 2025, a unidade de tratamento de gás será comissionada e todos os sistemas auxiliares de Azulão I estarão concluídos, para dar partida na turbina a gás no primeiro trimestre de 2026. No E&P, concluímos o reprocessamento de todos os dados sísmicos disponíveis e incorporamos o resultado dos poços perfurados em 2023 no modelo geológico da bacia. Também foi contratada e iniciada a mobilização para uma aquisição de dados sísmicos 3D na região da acumulação de Tambaqui e de linhas 2D em prospectos exploratórios no entorno de Azulão. Uma vez processados e interpretados todos os dados, pretendemos retomar a perfuração de poços de exploração, delimitação e desenvolvimento na segunda metade de 2026. O contrato de concessão de Japiim foi assinado, e planejamos realizar no ano que vem um teste de longa duração para avaliar o potencial da acumulação.

2. Ampliar as reservas no Parnaíba e estender o ciclo de vida dos ativos:

Concluímos a instalação do gasoduto que interliga os campos de Gavião Belo (GVBL) e Gavião Mateiro (GVM) à unidade de tratamento de gás do Complexo do Parnaíba. A contratação de todos os serviços para a retomada da campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba foi concluída, e o primeiro poço já foi perfurado em fevereiro deste ano. A sonda adquirida pela Eneva será comissionada e entrará em operação definitiva em maio de 2025. Já contamos com volume de reservas superior ao requerido para habilitação da recontração de Parnaíba I e III no LRCAP-2025 e para uma futura expansão da nossa capacidade de liquefação e distribuição de GNL em pequena escala. Concluímos e iniciamos a operação comercial de Parnaíba VI e dos dois primeiros trens de liquefação de gás. A GNL Brasil, JV de transporte de gás liquefeito por modal rodoviário, já opera plenamente entregando produto para Vale, Suzano e Copergás, e em breve entregará também para as centrais de abastecimento da Virtu GNL. Ainda este ano, iniciaremos as obras para construir as facilidades de produção de GVM e GVBL, que devem entregar o primeiro gás em 2026 e 2027, respectivamente.

3. Desenvolver portfólio de hubs de gás conectados à malha:

A conexão do Hub Sergipe com a malha de gasodutos de transporte e o início da operação dos contratos firmados pela mesa de gás ocorreram em 2024. Para 2025, pretendemos ocupar toda a capacidade operacional do Hub com a expansão do parque de geração termoelétrica anexo ao terminal e com novos contratos para atendimento de clientes conectados à malha. Visando a necessidade da expansão de geração termoelétrica despachável nos próximos anos e a dinamização do mercado de gás natural no Brasil, a Eneva vem desenvolvendo projetos para a implementação de um segundo Hub de gás uma vez que toda a capacidade do Hub Sergipe esteja ocupada. Além dos terminais, buscamos ainda acessar reservas de gás adicionais, que também possam ser conectadas aos gasodutos de transporte, ampliando nossa atuação na malha. Para este propósito, demos continuidade à aquisição de dados sísmicos na bacia do Paraná,

a qual será concluída no terceiro trimestre de 2025. Após o processamento e interpretação dos dados, pretendemos perfurar os primeiros poços exploratórios em 2027.

4. Expandir negócios de GNL em pequena escala e soluções de gás fora da malha:

Com os dois primeiros trens de liquefação de gás do Complexo do Parnaíba completamente operacionais e com toda a sua capacidade contratada, planejamos dar continuidade ao projeto de expansão da capacidade da planta. O nosso departamento comercial já recebeu diversas consultas de outros clientes potenciais, que buscam soluções para reduzir as emissões das suas operações. A opção de monetização das reservas do Parnaíba por meio da comercialização de GNL em pequena escala eleva o custo de oportunidade das reservas de gás, aumentando o valor dos campos de gás do Maranhão. Esse modelo de negócio será desenvolvido em fases, com CAPEX distribuído ao longo do tempo, à medida que novos clientes adiram à solução proposta pela Eneva. Dado o posicionamento único da Companhia em regiões não atendidas por gasodutos, com ativos operativos, reservas de gás natural em terra e competências singulares, este é um mercado quase exclusivo e de grande potencial para a expansão das atividades da Eneva.

5. Capturar oportunidades em novas energias suportadas pela comercializadora e desenvolver tecnologias de baixo carbono:

Considerando a atuação relevante da Eneva na confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, acompanhamos atentamente o desenvolvimento de tecnologias que possam vir a oferecer o mesmo atributo que as usinas termoeletricas a gás propiciam ao SIN. Uma das tecnologias que mais recebe recursos de pesquisa e desenvolvimento em todo o mundo é a de estocagem de energia renovável em baterias. Em 2024 o Ministério de Minas e Energia colocou em consulta pública o edital para um leilão que contratará reserva de capacidade com baterias. Essa tecnologia ainda não é capaz de atender às necessidades de potência do SIN, que são de magnitude muito superior ao que pode ser alcançado de forma econômica com as baterias. Ainda assim, essa tecnologia poderia aproveitar a energia gerada em excesso pelas fontes renováveis e devolver ao sistema nos picos de demanda. Estamos aprofundando nosso conhecimento e avaliando a possibilidade de participação nesse leilão. Em uma outra frente, seguimos investindo no entendimento das tecnologias de captura, utilização e armazenagem de CO₂ (CCUS), aproveitando muitas das competências que existem na Eneva. Nosso conhecimento do subsolo em diversas bacias sedimentares terrestres, da compressão e processamento de gases e da perfuração e operação de poços de gás que serviriam para injeção nos colocam em uma posição favorável para desenvolver esses projetos. Por fim, outra tecnologia de interesse estratégico é a produção de biogás e biometano, que podem ser adicionados ao gás natural e reduzir ainda mais a pegada de carbono dos usuários das soluções propostas pela Eneva.

6. Otimizar a estrutura de capital e construir uma organização ágil e adequada aos desafios:

Reforçamos nosso balanço com a conclusão das operações de aumento de capital e de M&A executadas simultaneamente em 2024. Ao mesmo tempo, reforçamos nossa cultura de controle de custos e eficiência, e mesmo em um período de expansão, com implementação de grandes projetos de capital, conseguimos reduzir os principais itens gerenciáveis do SG&A e os custos fixos da Companhia na comparação anual. Para suportar os planos de expansão do portfólio de ativos da companhia, mantivemos os investimentos em outras três iniciativas estratégicas:

- (i) **Excelência em O&M:** Criamos um time de O&M corporativo para suportar e padronizar as operações de manutenção do amplo e diverso portfólio de ativos da Eneva.
- (ii) **Excelência na execução de projetos:** estruturamos um time para suportar os projetos de capital na contratação, no controle de qualidade e no comissionamento de novos ativos.
- (iii) **Desenvolvimento de líderes e técnicos:** Demos continuidade ao nosso programa de treinamento estruturado para o desenvolvimento de colaboradores que ocuparão posições de liderança na execução da nossa estratégia. Além disso, fortalecemos as nossas iniciativas de atração, retenção e desenvolvimento de pessoal técnico oriundo das regiões onde atuamos.

Também avançamos no desenvolvimento de soluções de análise de dados, com o treinamento de algoritmos de inteligência artificial, que suportam a interpretação de dados sísmicos. Em breve, também usaremos essa ferramenta em conjunto com a base de dados operacionais e de lições aprendidas da Eneva para suportar a tomada de decisões nas atividades de manutenção e de construção dos projetos de capital.

► Transição Energética, Sociedade e Meio Ambiente

À medida que o entendimento do impacto da atividade humana no clima do planeta avança, os governos e a sociedade buscam implementar políticas e comportamentos que possam amenizar os efeitos negativos da demanda acelerada de energia pela humanidade. A emissão de gases de efeito estufa decorrente da utilização de combustíveis fósseis tem sido apontada como uma das principais causas das mudanças climáticas mundiais. Nesse contexto, foi desenvolvido o conceito de transição energética e, particularmente nos países desenvolvidos, no período pós pandemia, acreditou-se que seria possível reduzir ou eliminar totalmente as emissões de CO₂ de forma rápida e abrupta, com um conjunto de medidas e políticas que buscavam uma “disrupção energética”. Tudo isso não foi sem consequências, e as questões que se seguiram, e que hoje são mais bem compreendidas, estão vinculadas à viabilidade técnica e econômica de uma transição acelerada, que não considera a segurança energética e o custo da energia, uma vez que ambos são afetados por políticas equivocadas e impactam negativamente a economia e o desenvolvimento social.

Como já discutido, a geração elétrica no Brasil já conta mais de 85% de sua capacidade oriunda de fontes renováveis, mas o incentivo à expansão descontrolada dessas fontes resultou em maior instabilidade do sistema, requerendo ampliações constantes da malha de transmissão e a inserção de fontes despacháveis para compensar sazonalidade e intermitência. Por outro lado, pouco tem sido feito onde a matriz energética brasileira mais contribui para a emissão de gases de efeito estufa: o consumo de diesel e óleo combustível no transporte pesado e em processos industriais.

Considerando o exposto a respeito dos ativos e da atuação da Eneva, pode-se observar que nossa estratégia está diretamente ligada à proposição de soluções economicamente viáveis para esses problemas que afetam a sociedade e seu desejo de migrar para sistemas de energia menos poluentes e mais eficientes. Trabalhamos desenvolvendo soluções para utilizar o menos poluente dos combustíveis fósseis na melhoria da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro e em diversas aplicações para substituir combustíveis mais poluentes. Seguimos investigando alternativas que possam utilizar nosso conhecimento técnico para avançar na proposição de novas cadeias de valor, que no futuro sigam contribuindo para a transição energética, tais como projetos de CCUS e a inserção de biogás e biometano em sistemas que hoje já estão adotando o gás natural. Acreditamos em uma transição energética planejada, que considere segurança e viabilidade econômica. Portanto, entendemos que deve ser feito de imediato o que já está disponível em bases economicamente viáveis e que tem potencial de impactar positivamente a questão climática e, à medida que tecnologias disruptivas sejam desenvolvidas, essas serão adotadas paulatinamente na matriz energética de cada país. Também devemos reconhecer que cada região possui acesso a diferentes recursos naturais e tecnologias e, portanto, desenvolveu matrizes energéticas adequadas a seus contextos. Não podemos simplesmente reproduzir políticas energéticas de outros países que enfrentam situações distintas às nossas. No Brasil, somos muito bem servidos por diversas fontes de energia e não devemos descartar nenhuma delas, mas sim entender o melhor uso que podemos fazer de cada alternativa, buscando conciliar o trilema energético mundial: sustentabilidade ambiental, segurança e inclusão.

Mais além das questões climáticas, cabe ainda destacar que a Eneva desenvolve seus projetos utilizando em grande parte gás natural explorado e produzido no Brasil, e implementa grandes projetos de capital em regiões remotas do país, gerando emprego e renda em zonas de baixíssimo IDH. Nossos programas sociais estão voltados para os municípios e regiões dentro da área de influência dos nossos projetos e impactam positivamente a vida de milhares de pessoas que não teriam outra oportunidade que não fosse o extrativismo ou culturas de subsistência. Convido vocês a visitar a página de nosso último Relato Integrado na web ([aqui](#)) para conhecer melhor alguns de nossos premiados programas sociais em áreas como educação, desenvolvimento de mulheres em situação de vulnerabilidade, culturas agroflorestais e o desenvolvimento de cooperativas agrícolas, dentre outros.

► Oportunidades de Alocação de Capital e Geração de Valor

A Eneva possui um longo histórico de alocação de capital em projetos que geram valor acima da média de mercado. A Companhia cresceu em torno desses projetos, criando soluções e cadeias de valor que não existiam no Brasil ou que eram pouco exploradas, e desenvolvendo as competências necessárias para conduzir essas atividades à medida que foram requeridas.

Desde 2013 a Eneva desenvolve o Complexo do Parnaíba, que hoje conta com 1,9 GW de potência instalada, com capacidade de liquefação de gás e distribuição rodoviária em um raio de 1000 Km e com 36 BCM de reservas 2P de gás natural. Em 2018 partimos para a Bacia do Amazonas, adquirimos o campo de Azulão e implantamos o projeto Azulão – Jaguatirica, que utiliza gás natural liquefeito transportado por 1100 Km para substituir geração a diesel no estado de Roraima, e atualmente estamos

construindo outros 950 MW com as usinas termoeletricas Azulão I e II. Na sequência, em 2022, adquirimos a Celse, que foi transformada em um hub de gás conectado à malha, ofertando novos produtos ao mercado brasileiro de gás, e onde agora desenvolvemos um projeto extremamente competitivo de expansão da capacidade de geração termoeletrica para participar no LRCAP 2025. Esses são apenas alguns dos exemplos da capacidade de execução da companhia e de como a plataforma da Eneva pode gerar valor e criar um conjunto de ativos singular no mercado brasileiro. A Eneva é uma companhia verticalizada, com competências únicas em diversas cadeias de valor do setor de energia e gás natural, preparada para continuar identificando e desenvolvendo oportunidades para alocação de capital em projetos de alta rentabilidade.

► Considerações Finais

A Eneva já demonstrou capacidade de ampliar sua base de receitas fixas e geração de EBITDA, saltando de R\$ 1,6 bilhão em 2020 para R\$ 6,2 bilhões em 2024 (LTM ativos adquiridos e ex-Impairment carvão). Essa rápida evolução se deve em grande parte ao crescimento orgânico, oriundo da conquista de contratos de longo prazo e implementação de projetos pioneiros, que produzem uma forte geração de caixa.

Por isso, e tudo mais que enfatizei nesta carta, a Eneva não deve ser vista como as demais *utilities* brasileiras, somos uma plataforma, com os modelos de negócio mais competitivos nos setores onde atuamos, e com propostas de valor únicas, para as quais múltiplas oportunidades já se apresentam e continuarão se apresentando ao longo dos próximos anos, dentre as quais cabe mencionar:

- a) Ampliação do acesso à molécula de gás por meio de esforço exploratório nas quatro bacias sedimentares nas quais a Eneva conduz atividades de E&P (Parnaíba, Amazonas, Solimões e Paraná) ou da importação de GNL em terminais na costa brasileira;
- b) Expansão do portfólio de usinas termoeletricas no LRCAP-2025 e em outros leilões que deverão ser realizados para assegurar a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro;
- c) Aumento da capacidade de liquefação e distribuição de GNL em modal rodoviário, suprimindo indústrias e o transporte pesado de cargas;
- d) Comercialização de contratos firmes e de opções de injeção ou retirada de gás na malha de gasodutos brasileira;
- e) Comercialização de energia no mercado livre;
- f) Margem adicional com o despacho termoeletrico sazonal ou intermitente, principalmente se for considerada a margem na produção própria de gás terrestre;
- g) Exportação de energia para países vizinhos, dada a competitividade das usinas do Complexo do Parnaíba.

A avaliação da Companhia baseada somente nos fluxos de caixa de seus contratos vigentes é, portanto, uma visão míope. Se a materialização de algumas dessas oportunidades, mesmo com fatores de ajuste ao risco, for considerada na avaliação do preço justo das ações da companhia, os analistas chegarão à conclusão de que existe uma enorme arbitragem para realizar ganhos acima da média de mercado. A Eneva tem um histórico positivo de realização dessas opções e hoje é uma companhia muito mais preparada para seguir capturando essas oportunidades e entregando seus projetos conforme o planejado.

Adicionalmente, a ampliação do portfólio da companhia, seja no acesso a molécula ou nos ativos de geração, reduz substancialmente nosso risco operacional, possibilitando a tomada de ações mitigatórias, como por exemplo a substituição de um ativo indisponível por outro que esteja disponível. Essa mesma flexibilidade permite a busca de otimizações dentro do nosso portfólio ou ofertando flexibilidade a terceiros, o que nenhuma outra empresa do setor poderia fazer com a mesma facilidade.

O investimento na Companhia deve ser visto como uma oportunidade de proteção contra flutuações no ambiente macroeconômico, uma vez que as receitas fixas de longo prazo são firmes, com contrapartes de qualidade e ajustadas por inflação ou dólar americano; ao mesmo tempo propiciando ganhos adicionais que outras empresas do setor não podem oferecer.

Portanto, sigo confiante na capacidade do time Eneva de continuar desenvolvendo soluções pioneiras para o setor de energia brasileiro, oferecendo produtos que geram valor para a sociedade, e entregando retornos acima da média de mercado. Parabenizo os nossos acionistas que já nos acompanham há muito tempo e que acreditam no potencial de geração de valor da Companhia, e estendo um convite àqueles que ainda não fazem parte da nossa base acionária a participar desta oportunidade única na bolsa de valores brasileira.

Indicadores Operacionais

Dados Operacionais

► Upstream	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Parnaíba					
Produção (Bi m³)	0,53	0,67	0,04 ⁴	0,20	0,29
Reservas remanescentes (Bi m³)	36,1	36,7	37,3	37,4	37,6
Amazonas					
Produção (Bi m³)	0,06	0,05	0,06	0,06	0,07
Reservas remanescentes (Bi m³)	9,8	9,9	9,9	10,0	10,0
► Geração Térmica a Gás no Parnaíba	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	98%	99%	100%	98%	98%
Despacho (%)	66%	85%	10%	22%	23%
Geração Líquida (GWh)	939	1.252	155	322	326
Geração Bruta (GWh)	984	1.309	162	337	345
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	95%	99%	100%	89%	95%
Despacho (%) ⁵	92%	82%	0%	33%	73%
Geração Líquida (GWh)	998	898	0	356	780
Geração Bruta (GWh)	1.047	942	0	372	827
Parnaíba III					
Disponibilidade (%)	100%	100%	99%	100%	100%
Despacho (%)	45%	40%	0%	12%	20%
Geração Líquida (GWh)	169	154	0	45	75
Geração Bruta (GWh)	176	159	0	46	78
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	96%	96%	100%	98%	98%
Despacho (%)	44%	71%	19%	25%	33%
Geração Líquida (GWh)	51	83	19	29	37
Geração Bruta (GWh)	53	85	21	29	39
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	99%	100%	100%	100%	96%
Despacho (%)	71%	90%	11%	27%	23%
Geração Líquida (GWh)	543	700	82	203	180
Geração Bruta (GWh)	573	740	88	215	190
► Geração Térmica a Gás em Roraima	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	91%	85%	97%	99%	94%
Despacho (%)	83%	68%	75%	82%	78%
Geração Líquida (GWh)	224	180	198	216	209
Geração Bruta (GWh)	234	189	207	226	219

Os dados operacionais referentes a cada ativo individual 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 do 4T24 já se referem às contabilizações finais do ONS e CCEE.

Notas:

⁴ Os dados do *Upstream* Parnaíba referentes ao 2T24 foram revisados.

⁵ Em 2024, o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto a dezembro de 2024, ao passo que em 2023 o período de inflexibilidade contratual da usina foi 100% concentrado entre junho a novembro de 2023.

Dados Operacionais

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	92%	96%	95%	98%	97%
Despacho (%)	4%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	145	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	155	0	0	0	0
Viana 1, Povoação 1 e LORM 1 (PCS) ⁶					
Disponibilidade (%)	100%	100%	92%	100%	100%
Despacho (%)	2%	3%	0%	2%	2%
Geração Líquida (GWh)	5	11	1	7	7
Geração Bruta (GWh)	5	11	1	8	7
LORM					
Disponibilidade (%)	98%	99%	76%	100%	100%
Despacho (%)	34%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	145	0	1	0	0
Geração Bruta (GWh)	145	0	1	0	0

► Geração Térmica a Carvão

	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Itaqui e Pecém II					
Disponibilidade (%)	82%	94%	100%	99%	96%
Despacho (%)	30%	19%	0%	0%	9%
Geração Líquida (GWh)	420	265	0	3	120
Geração Bruta (GWh)	473	298	0	3	137

► Geração Térmica a Óleo⁷

	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Viana, Geramar I Geramar II					
Disponibilidade (%)	98%	98%	100%	100%	99%
Despacho (%)	5%	7%	0%	1%	4%
Geração Líquida (GWh)	35	75	0	15	46
Geração Bruta (GWh)	37	75	0	15	47

► Geração Solar

	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Futura 1					
Disponibilidade (%)	78%	97%	97%	95%	93%
Fator de Capacidade (%) ⁸	32,6%	30,3%	26,6%	29,1%	34,5%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-49	-91	-21	-10	-22
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	338	360	370	408	469
Geração Líquida (GWh)	336	357	367	405	466
Geração Liquidada Spot (%) ⁹	1%	0%	0%	1%	4%
Geração Liquidada Bilaterais (%)	99%	100%	100%	99%	96%

Os dados operacionais referentes a cada ativo individual 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 do 4T24 já se referem às contabilizações finais do ONS e CCEE.

Notas:

⁶ 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. Importante ressaltar que a geração desses ativos só compete à Eneva a partir das conclusões das aquisições.

⁷ Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nas tabelas os resultados operacionais dos períodos anteriores à conclusão das aquisições das UTEs de Linhares, Tevisa e Povoação, as quais passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 25/10/2024, e das UTEs de Gera Maranhão, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva, parcialmente (50%) em 14/11/2024 e de 100% em 14/12/2024, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Importante ressaltar que a geração desses ativos só compete à Eneva a partir das conclusões das aquisições.

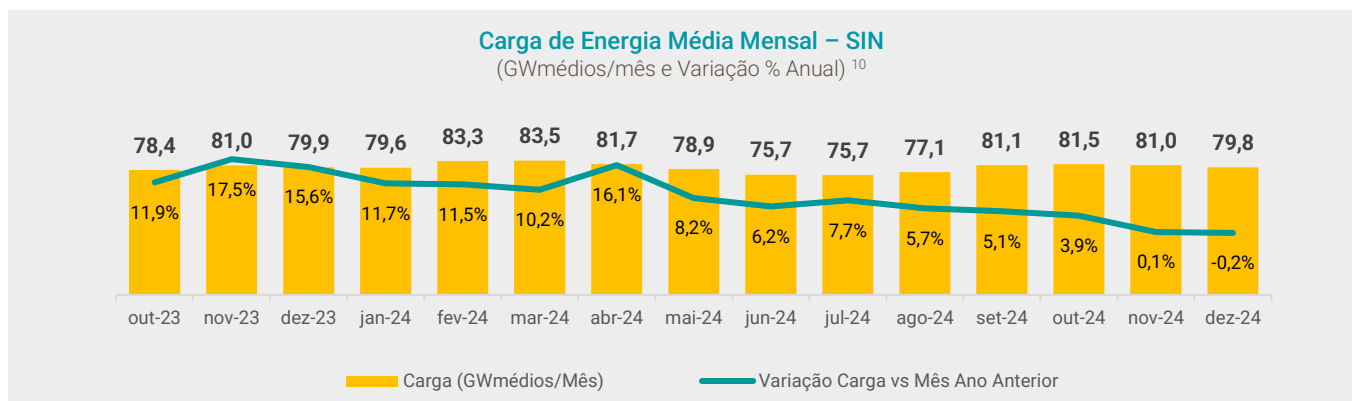
⁸ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade).

⁹ A SPE Futura 6, ao longo de 2024, liquidou grande parte da sua geração (cerca de 9 GWh/mês) para um contrato de curto prazo firmado com o segmento de Comercialização da Eneva.

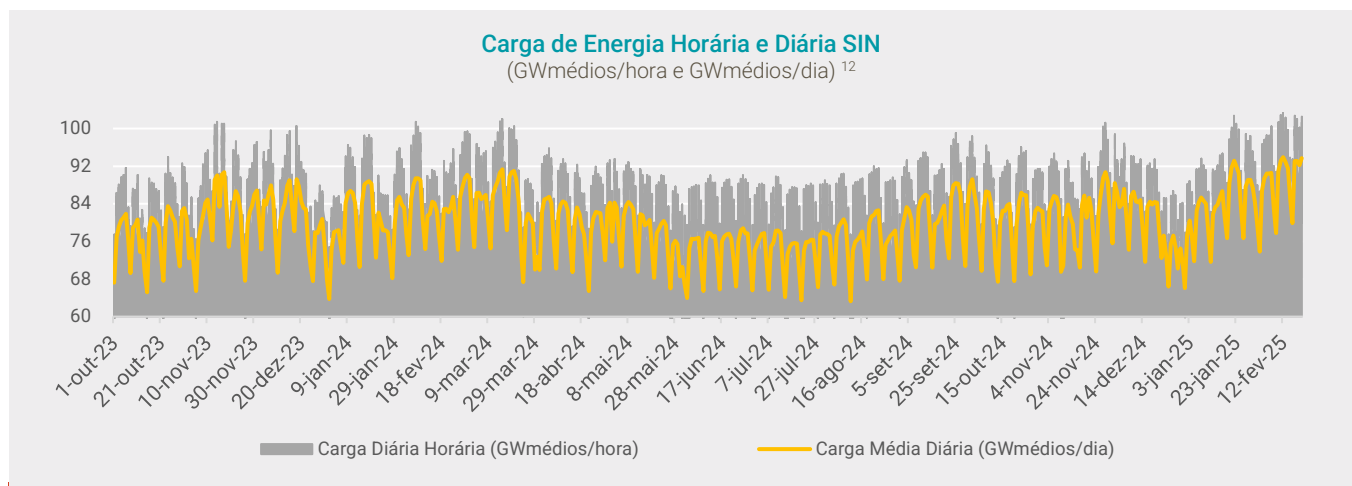
Contexto Setorial

- Continuação do despacho termelétrico regulatório no SIN, com intensificação do despacho no mérito e geração fora do mérito para atendimento a picos diários e horários de carga, com redução do despacho no mérito na segunda metade do trimestre como resultado do início do período úmido
- Exportação de energia termelétrica limitada pela necessidade de geração termelétrica firme no SIN

No 4T24, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional ("SIN") totalizou 80,7 GWm, com aumento comparado aos 77,9 GWm registrados no 3T24 e aos 79,8 GWm do 4T23, e atingindo mais uma vez valores recordes de carga média para um quarto trimestre.



A carga média diária continuou a atingir valores elevados ao longo do 4T24, mesmo com as temperaturas mais amenas do período comparadas às do 4T23, ficando acima de 80 GWm em 62% do trimestre e de 85 GWm em quase 1/4 do período. Foram registrados ainda picos de carga horária superiores a 90 GWm durante algumas horas em mais da metade dos dias do trimestre, ultrapassando 95 GWm em 10 dias do trimestre. Após o encerramento do ano de 2024, continuaram a ser registrados picos crescentes de carga horária acima de 95 GWm ao longo de janeiro/25 e fevereiro/25, tendo inclusive sido registrados cinco recordes de carga horária máxima no SIN no 1T25, alcançando carga máxima horária de 105,5 GWm em 24 de fevereiro/25¹¹.



Após a piora hidrológica generalizada observada nos quatro subsistemas ao longo do 3T24, no 4T24 houve uma reversão de tendência com o início do período úmido e os volumes de precipitações e Energia Natural Afluyente ("ENA") registraram patamares

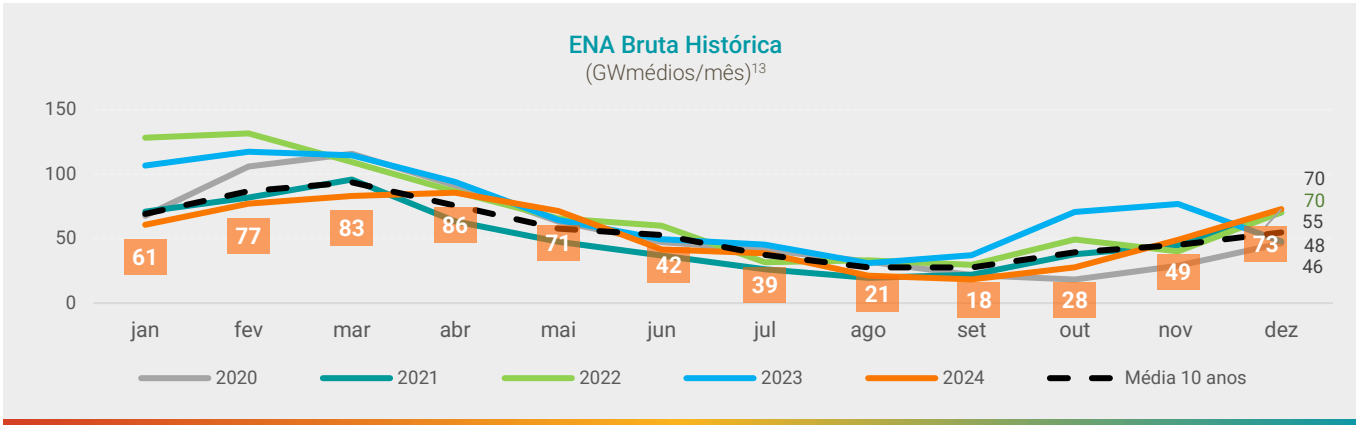
Notas:

¹⁰ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/02/25.

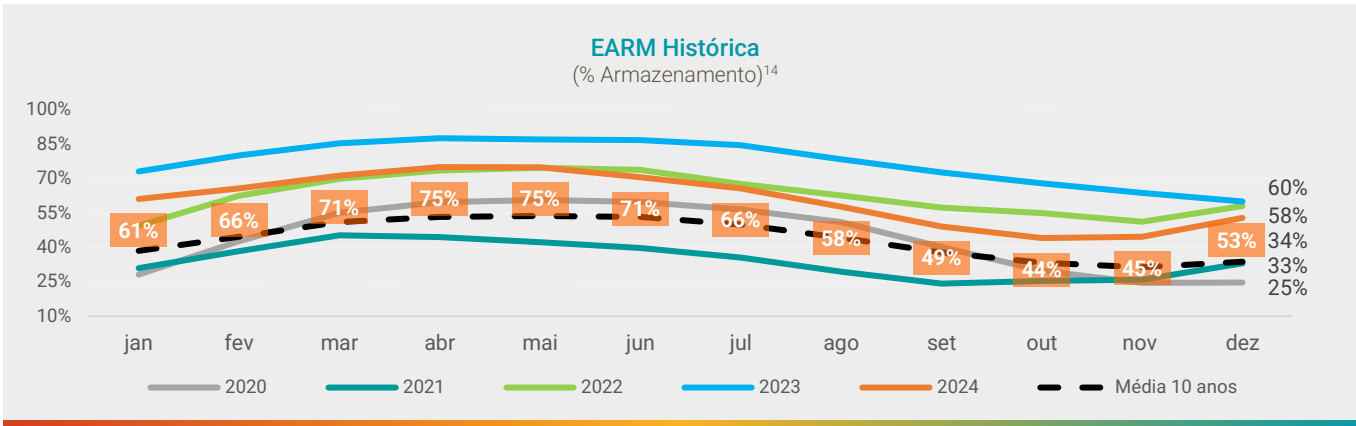
¹¹ Fonte: Site do ONS: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Acesso em 06/03/25.

¹² 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.

mais elevados do que as médias históricas a partir de novembro/24 considerando todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), composto pelos quatro subsistemas.

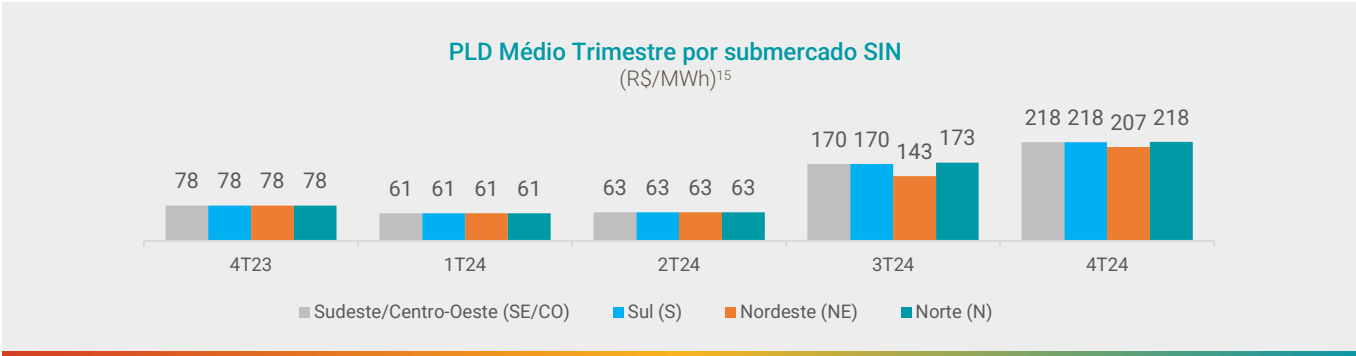


Nesse sentido, os reservatórios hídricos que apesar de ainda estarem abaixo dos anos de 2022 e 2023, já se encontravam com volumes de Energia Armazenada (“EARM”) em patamares superiores às médias dos últimos 10 anos em todos os subsistemas, encerrando o ano de 2024 em 53% de EARM média no SIN em dezembro/24.



O crescimento da carga continuou a impulsionar o PLD, que descolou do piso nos primeiros 40 dias do trimestre e em alguns dias de novembro e dezembro/24. Em outubro/24, o PLD médio totalizou cerca de R\$ 473,48/MWh, reduzindo para médias mensais de R\$ 103,20/MWh em novembro/24 e R\$ 64,80/MWh em dezembro/24, com o início das chuvas, e retornando ao patamar piso em todos os submercados a partir de 4 de dezembro.

Após os descasamentos relevantes de PLD entre os submercados observados ao longo de grande parte do 3T24, principalmente no Nordeste, como reflexo da maior geração de fontes intermitentes nessa época do ano e das restrições ao escoamento de energia implementadas pelo ONS após o corte automático de carga ocorrido em agosto/23, no 4T24 os níveis de PLD ficaram praticamente estáveis entre os 4 submercados em grande parte do período, apresentando descolamentos em poucos dias de outubro/24.



Notas:

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

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

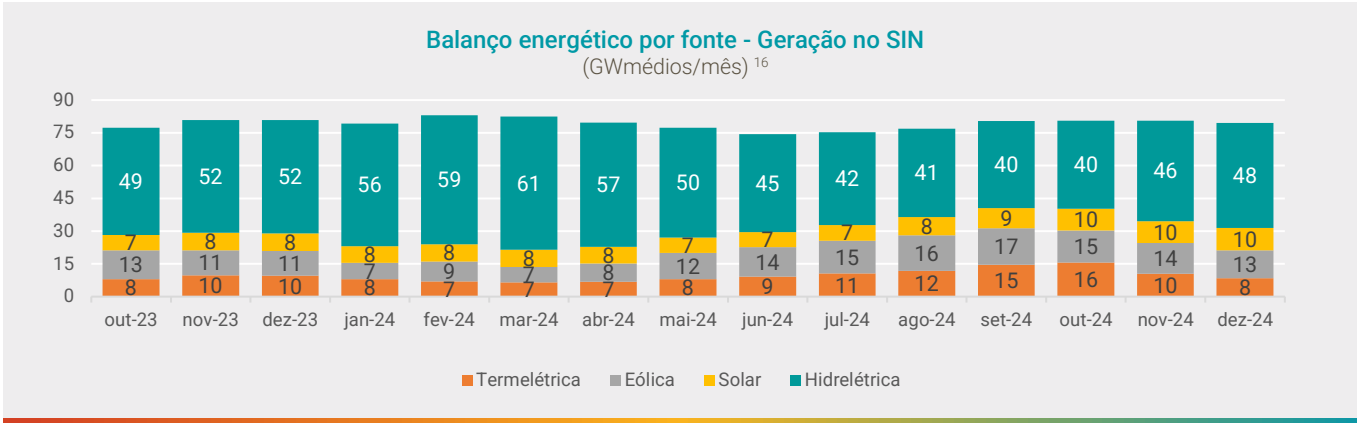
¹⁵ Fonte: Site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 23/02/25.

Seguindo o contexto acima, as fontes hidrelétricas inverteram a tendência anterior de redução da sua participação relativa em relação à geração de energia total do SIN no 4T24, passando de uma média diária de 53% no 3T24 para 56% no encerramento de dezembro/24, embora ainda aquém da média de 64% do 4T23.

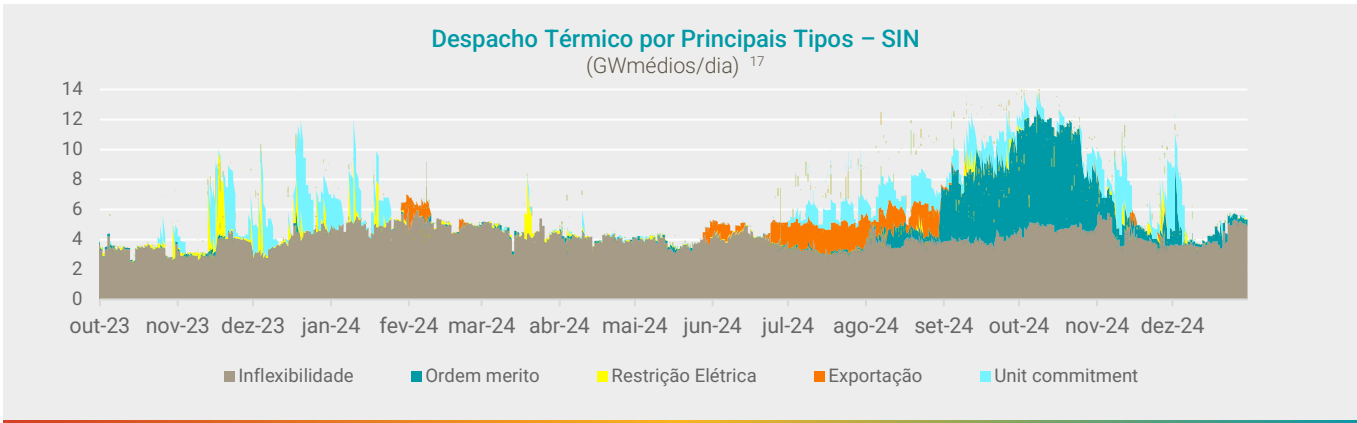
A geração solar também continuou a crescer sua participação relativa e absoluta, correspondendo a 13% da geração total média do SIN no 4T24, *versus* 11% no 3T24 e 10% no 4T23. O aumento da sua participação reflete tanto a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída em ambos os períodos de comparação, quanto o início do período de maior irradiação solar no quarto trimestre frente ao terceiro.

Já a participação da geração eólica no total de geração do SIN atingiu média diária de 17% no 4T24, redução frente aos 21% registrados no 3T24, em função, principalmente, do encerramento do período histórico de sazonalidade dos ventos na costa brasileira, com maior intensidade entre julho e setembro.

Como resultado principalmente do início do período úmido, o despacho termelétrico reduziu ligeiramente no 4T24 frente ao 3T24, passando de uma participação de 16% em média no 3T24 frente à geração total do SIN para 14%. Entretanto, foi observado um crescimento na comparação com a participação média de 11% no 4T23, impulsionado pelos elevados valores de carga e aumento do despacho fora do mérito para atendimento a pontas de carga.



Dessa forma, a geração termelétrica não refletiu apenas a necessidade de atendimento sazonal da demanda e disponibilidade de recursos hidrológicos, mas também foi acionada para fazer frente à necessidade de energia firme nos momentos de redução da geração eólica e solar, devido ao crescimento acelerado de fontes intermitentes. O despacho fora do mérito reflete condições estruturais do sistema, como restrições operativas de defluência mínima e máxima a serem obedecidas pelas usinas hidrelétricas, restrições de uso múltiplo da água impostas ao ONS, bem como 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.

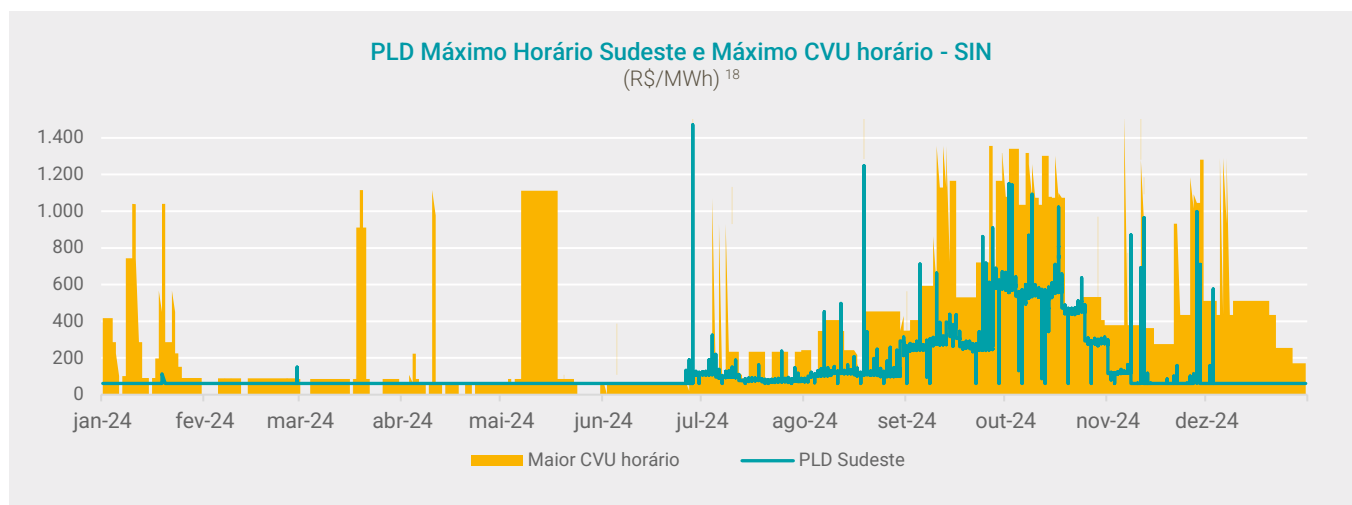


Notas:

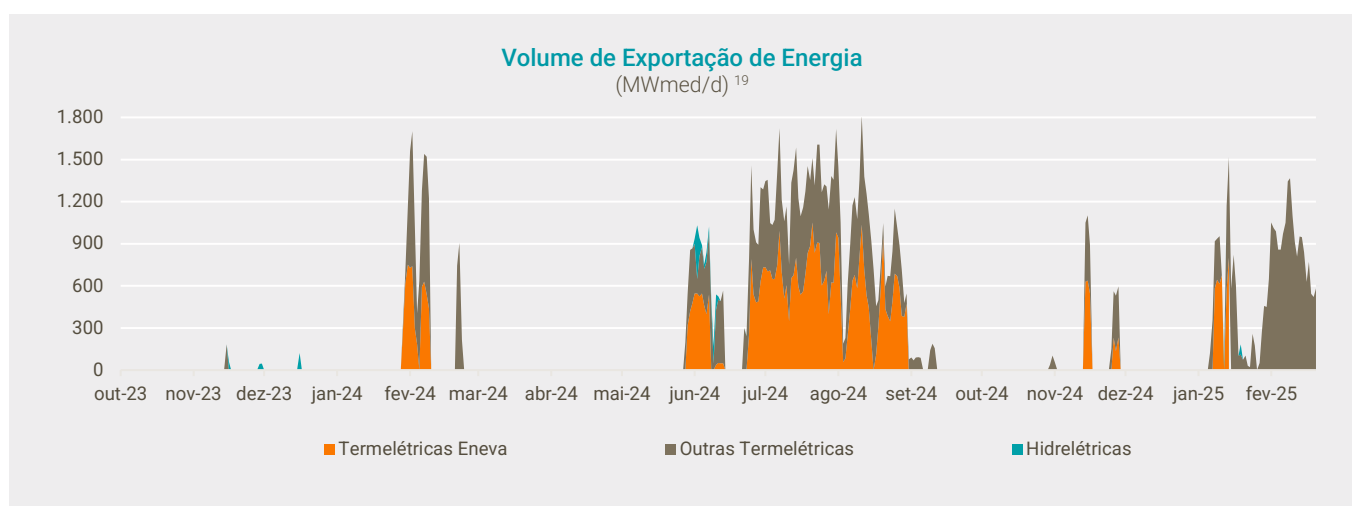
¹⁶ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/02/25.

¹⁷ 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>.

Nesse sentido, o gráfico abaixo evidencia o despacho de usinas com CVUs superiores aos PLDs máximo horários, como resultado dos sucessivos despachos termelétricos regulatórios no SIN por motivo de restrição elétrica solicitados pelo ONS para suprimento de potência instantânea.



No 4T24, não houve volume significativo de energia gerado para exportação do Brasil à Argentina e Uruguai, tendo sido realizadas operações de exportação em apenas 10 dias do trimestre.



Vale ressaltar que, 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, 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 Sudeste em 4GW, visando a segurança do sistema, e impossibilitando a geração para exportação das térmicas dessas regiões, dada a alta ocupação das linhas de transmissão em função do período sazonal de geração das usinas hídricas a fio d'água no Norte. 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, em função da inviabilização do escoamento de energia das regiões mais ao Norte para o Sudeste e Sul.

Notas:

¹⁸ Fonte: Sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em janeiro/25.

¹⁹ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em 23/02/2025; 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 23/02/2025.

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado

(R\$ Milhões)	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Líquida	4.882,6	2.727,9	79,0%	11.387,5	10.090,9	12,8%
Custos Operacionais	(3.420,3)	(1.571,3)	117,7%	(6.232,3)	(5.304,4)	17,5%
Despesas Operacionais	(160,8)	(119,7)	34,4%	(580,4)	(565,1)	2,7%
SG&A	(111,9)	(84,6)	32,1%	(450,1)	(435,0)	3,5%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(18,7)	26,4	N/A	(79,0)	(37,8)	108,9%
Demais despesas	(93,1)	(111,1)	-16,2%	(371,1)	(397,2)	-6,6%
Despesas com Exploração G&G	(49,0)	(35,0)	39,7%	(130,3)	(130,1)	0,2%
Poços secos e PCLD	-	(17,5)	N/A	(23,2)	(29,4)	-21,1%
Depreciação e Amortização	(616,6)	(417,0)	47,9%	(1.689,6)	(1.611,7)	4,8%
Custos	(333,4)	(295,2)	12,9%	(1.201,7)	(1.075,3)	11,8%
Despesas	(283,2)	(121,8)	132,5%	(487,9)	(536,4)	-9,0%
Outras Receitas/Despesas	(697,1)	(0,9)	N/A	(680,1)	61,9	N/A
Impairment Carvão (não caixa)	(634,7)	-	N/A	(634,7)	-	N/A
Equivalência Patrimonial	3,4	(0,1)	N/A	6,8	0,8	735,3%
EBITDA ICVM 527/12	607,9	1.035,8	-41,3%	3.901,5	4.284,1	-8,9%
EBITDA Ajustado (ex-Impairment) ²⁰	1.242,7	1.035,8	20,0%	4.536,3	4.284,1	5,9%
Resultado Financeiro Líquido	(1.354,2)	(1.011,8)	33,8%	(3.561,7)	(2.390,8)	49,0%
EBT	(1.362,9)	(393,0)	246,8%	(1.349,8)	281,6	N/A
Impostos Correntes	(91,6)	(10,0)	813,8%	(237,9)	(120,6)	97,3%
Impostos Diferidos	608,9	163,2	273,0%	2.137,1	142,4	N/A
Resultado Líquido do Período	(845,7)	(239,8)	252,7%	549,5	303,4	81,1%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	117,0	50,9	130,0%	507,5	85,7	491,8%
Resultado Líquido Eneva	(962,6)	(290,6)	231,2%	42,0	217,7	-80,7%

No 4T24, o EBITDA ICVM consolidado da Eneva foi de R\$ 607,9 milhões, redução de 41,3% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, principalmente em função do registro de despesa contábil não caixa de R\$ 634,7 milhões no 4T24, relacionada à realização de testes de recuperabilidade (*Impairment*) dos ativos de geração a carvão, UTEs Itaqui e Pecém II, que demonstraram redução do valor recuperável de seus ativos, considerando a conversão das usinas para gás natural dada a falta de visibilidade sobre a realização de leilão para recontração dos ativos utilizando o combustível atual. Maiores detalhes sobre esse efeito serão abordados na seção de Geração a Carvão.

Notas:

²⁰ EBITDA Ajustado desconsidera o impacto contábil não caixa de R\$ 634,7 milhões relacionado ao teste de recuperabilidade (*Impairment*) das UTEs Itaqui e Pecém II.

Desconsiderando o efeito do *Impairment*, o EBITDA do 4T24 atingiria R\$ 1.242,7 milhões, resultado trimestral recorde na história da Companhia, além de crescimento de 20,0% na comparação com o 4T23, mesmo com um resultado ainda pró rata dos ativos adquiridos no 4T24. Os principais destaques para o aumento registrado foram:

- Incremento de R\$ 369,6 milhões de EBITDA referente ao resultado pró rata de menos de 3 meses das aquisições dos ativos de Linhares Geração S.A. ("Linhares"), Tevisa ("Termelétrica Viana S.A."), Povoação ("Povoação Energia S.A."), concluídas em 25 outubro/24, e da Geradora de Energia do Maranhão S.A. ("Gera Maranhão"), 100% concluída em 11 de dezembro/24, sendo 95% do montante total relacionado aos ativos de geração a gás localizados no Espírito Santo ("Térmicas a Gás do Espírito Santo"), provenientes, principalmente, da contribuição das receitas fixas contratuais dos ativos e, em menor proporção, das receitas variáveis referentes aos despachos regulatórios ocorridos no 4T24;
- Crescimento de R\$ 106,0 milhões no segmento de geração do Complexo Parnaíba, em função, sobretudo, da maior margem fixa no 4T24, acompanhando o reajuste contratual em novembro/24 e o início do contrato regulado da UTE Parnaíba V em 2024 (dado que em 2023 a usina operava apenas no mercado livre), como também do aumento da margem variável, decorrente do maior despacho médio no período na comparação com o 4T23;
- Aumento de R\$ 79,2 milhões no EBITDA do segmento *Upstream*, impulsionado pelas maiores receitas variáveis decorrentes do aumento do despacho no Parnaíba no 4T24, mais do que compensando o aumento nos custos variáveis no período;
- Crescimento de R\$ 10,6 milhões no EBITDA da Geração em Roraima pela UTE Jaguatirica II, resultado do aumento tanto da margem fixa, refletindo o reajuste contratual em novembro/24 e redução de custos fixos com a conclusão da estabilização da usina, quanto da margem variável, com aumento do despacho médio no período.

Por outro lado, os seguintes efeitos parcialmente compensaram a dinâmica positiva na comparação do 4T24 *versus* o 4T23:

- Impacto de -R\$ 164,2 milhões referente ao encerramento do contrato e consequente hibernação da UTE Fortaleza ao final de dezembro/23, enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para a usina;
- Redução de R\$ 53,2 milhões no EBITDA da Holding (ex-Equivalência), explicada pelo impacto positivo *one-off* de R\$ 48,0 milhões no 4T23 relacionado à reversão de despesas referente à revisão do cálculo e contabilização do *fair value* de programas de ILP da Companhia, além de despesas pontuais contabilizadas no 4T24 relacionadas à conclusão do processo do *Follow-On* e aquisição de ativos;
- Queda de R\$ 62,3 milhões no EBITDA de Comercialização de Energia refletindo a redução da margem comercial no 4T24 *versus* 4T23 devido principalmente à volatilidade da curva de preços de energia ao longo do 4T24;
- EBITDA do segmento de Geração Solar com resultado R\$ 59,4 milhões inferior *versus* o 4T23, sobretudo associado aos maiores custos variáveis para fazer frente à geração comprometida em contratos bilaterais e não realizada, reflexo da indisponibilidade parcial das UFVs pelo desligamento forçado do transformador de potência e dos *curtailments* solicitados pelo ONS no 4T24; e
- Redução de R\$ 9,8 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, composto pelos segmentos de Comercialização de Gás na malha ("On-Grid") e pela UTE Porto de Sergipe I, explicado, principalmente, por um efeito contábil pontual relacionado à baixa de ativo imobilizado referente ao *riser* substituído, com registro de despesa no período. Vale destacar que, à exceção dessa despesa de baixa de imobilizado, o impacto total no EBITDA consolidado de todas as operações realizadas pela Companhia para a substituição do equipamento e o atendimento dos contratos no 4T24, envolvendo o Hub Sergipe e o Complexo Parnaíba, foi de apenas -R\$ 0,8 milhão, com resolução do problema operacional em menos de 3 meses e atendimento integral às obrigações contratuais nos segmentos de geração e comercialização de gás. O resultado reflete a capacidade da Companhia de se beneficiar de suas competências em diversas linhas de negócio, seu portfólio diversificado de ativos e sua agilidade em desenvolver soluções em cenários de estresse. Maiores detalhes sobre a operação encontram-se na seção Hub Sergipe.

Vale reforçar que o EBITDA Ajustado do 4T24 não reflete integralmente o fluxo contratado dos ativos da Eneva no período, principalmente nos segmentos de Geração a Gás de Terceiros e Comercialização de Gás *Off-Grid*, dada a contabilização de resultado de apenas 67 dias a partir da conclusão da aquisição das Térmicas a Gás do Espírito Santo e a entrada em operação faseada da planta de liquefação no Parnaíba a partir do 4T24. A partir do 1T25, além da entrada em operação de 100% da capacidade nominal da planta e o resultado integral de um trimestre dos ativos a gás adquiridos, vale destacar também o início da operação comercial da UTE Parnaíba VI, cujo contrato regulado também se iniciou nesse período.

O resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 1.354,2 milhões no 4T24, com redução de 33,8% frente aos -R\$ 1.011,8 milhões do 4T23. No entanto, é importante evidenciar que ambos os períodos contabilizaram diversos efeitos que dificultam a comparação, sendo eles:

- -R\$ 515,5 milhões de impacto de variação cambial (recorrente não-caixa) contabilizada sobre o passivo em dólar americano relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS-16), devido à desvalorização cambial expressiva no 4T24 (*versus* redução da taxa de câmbio no 4T23);
- Variação de -R\$ 414,1 milhões de impacto da variação da marcação a mercado do *swap* da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I e do *swap* da operação de trading de energia das Térmicas a Gás do Espírito Santo (recorrente não caixa), com o intuito de anular os impactos da variação do PLD na receita dos contratos onde há exposição;
- Impactos pontuais no 4T23 de (i) despesa *one-off* não caixa de R\$ 370,1 milhões relacionada à reclassificação da contabilização do reconhecimento integral em resultado do valor justo das debêntures após liquidação antecipada dos swaps contratados no passado, e (ii) de despesa líquida não recorrente de R\$ 194,0 milhões referente ao processo de refinanciamento da dívida da Celse.

Desconsiderando esses efeitos, o resultado financeiro líquido seria de -R\$ 541,2 milhões no 4T24, melhor em 4,1% frente ao -R\$ 564,3 milhões contabilizado no 4T23.

No 4T24, os tributos correntes e diferidos totalizaram R\$ 517,3 milhões, refletindo principalmente o montante de R\$ 608,9 milhões de tributos diferidos referentes sobretudo à:

- (i) constituição de ativo diferido sobre a provisão do *Impairment* dos ativos do segmento de Carvão em R\$ 216,0 milhões;
- (ii) constituição de ativo diferido sobre os valores de amortização, juros e variação cambial sobre o contrato de arrendamento do FSRU, contabilizado na Holding, em R\$ 137,0 milhões; e
- (iii) baixa do passivo diferido sobre o efeito negativo do valor justo dos contratos de Comercialização de Energia, em R\$ 136,0 milhões.

Considerando todos os efeitos mencionados acima, o resultado líquido consolidado foi de R\$ 845,7 milhões negativos na comparação com o prejuízo de R\$ 239,8 milhões no 4T23. O resultado líquido da Eneva, desconsiderando as participações minoritárias, totalizou R\$ 962,6 milhões negativos frente ao prejuízo de R\$ 290,6 milhões no 4T23.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	Var. Abs.	2024	2023	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período ²¹	2.123,1	2.645,9	(522,7)	2.592,6	2.022,6	570,0
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.139,9	932,5	207,3	4.476,8	3.104,1	1.372,7
EBITDA Ajustado (s/Impairment)	1.242,7	1.035,8	206,8	4.536,3	4.284,1	252,2
Var. Capital de Giro ²²	103,6	(426,4)	530,0	288,0	(1.289,9)	1.577,9
Imposto de renda e Contribuição Social	(135,9)	(10,3)	(125,6)	(288,0)	(217,1)	(70,9)
Var. Outros ativos e passivos ²²	(70,5)	333,4	(403,9)	(59,5)	327,1	(386,6)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(1.582,6)	(750,9)	(831,8)	(3.304,9)	(2.524,7)	(780,2)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	2.185,9	(234,9)	2.420,8	101,7	(9,4)	111,2
Captação Equity	3.152,1	-	3.152,1	3.152,1	-	3.152,1
Captações/Desembolsos Dívida	618,7	493,8	124,9	3.428,3	7.104,1	(3.675,8)
Amortização de Principal ²³	(1.098,1)	(4.731,6)	3.633,5	(6.463,6)	(6.295,7)	(167,9)
Amortização de Juros ²³	(282,4)	(599,0)	316,6	(1.622,6)	(1.836,3)	213,7
Arrendamento Mercantil	(109,5)	(189,2)	79,7	(425,6)	(410,3)	(15,3)
Outros	(94,9)	4.791,1	(4.886,0)	2.033,2	1.428,8	604,5
(=) Geração de Caixa Total	1.743,1	(53,2)	1.796,4	1.273,6	570,0	703,6
Posição de Caixa Final de Período ²¹	3.866,3	2.592,6	1.273,6	3.866,3	2.592,6	1.273,6

O fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 1.139,9 milhões no 4T24, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre e a variação positiva de capital de giro do período. A variação de capital de giro no trimestre foi impulsionada principalmente pelas receitas com aplicações financeiras, com impacto positivo de R\$ 101,8 milhões no fluxo.

Os pagamentos de IRPJ e CSL no período compensaram ligeiramente o valor positivo no FCO, tendo sido principalmente concentrados nas subsidiárias Linhares, Tevisa e Povoação, em valor total de R\$ 91,7 milhões, referentes principalmente à geração de caixa operacional dos Contratos de Energia de Reserva das usinas entre outubro/24 e dezembro/24. 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 4T24.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") totalizou saída de caixa total de R\$ 1.582,6 milhões no 4T24, resultado, sobretudo, dos seguintes desembolsos realizados:

- Impacto total de -R\$ 932,9 milhões no FCI referente à conclusão da aquisição das empresas Linhares, Viana, Povoação e Gera Maranhão no 4T24, sendo -R\$ 1.242,4 milhões referente à parcela paga em caixa pelos ativos, compensada pelos valores de saldo de caixa dos ativos obtidos na aquisição, de R\$ 309,4 milhões, incluindo a geração de caixa a partir de 31 de agosto de 2024, conforme termos estabelecidos nos contratos celebrados;
- R\$ 502,4 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos direcionados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 117,6 milhões destinados para *capex sustaining* das operações em todas as usinas da Companhia e para o desenvolvimento de projetos na Holding e de expansão no Hub Sergipe;

Notas:

²¹ Inclui caixa e equivalentes de caixa.

²² A partir do 1T24, as variações de Impostos a Recuperar e Impostos, Taxas e Contribuições a Recolher (Giro de Impostos), que antes estavam somadas dentro da linha de Variação de Outros Ativos e Passivos, passam a estar consolidadas dentro da linha de capital de giro. Para fins de comparabilidade, foi feito o ajuste retroativo também nas colunas de 2023.

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\$ 75,3 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração e desenvolvimento na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 60,6 milhões referentes a pagamentos realizados relacionados à aquisição, pela GNL Brasil Logística S.A (“GNL Brasil”), dos ativos da Transpipeline Serviços de Transporte Ltda. (“Transpipeline”);
- R\$ 46,1 milhões para as unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos de venda de GNL em pequena escala (SSLNG);
- R\$ 32,7 milhões referentes à implementação da UTE Parnaíba VI.

O fluxo de caixa de financiamento totalizou entrada de caixa líquida de R\$ 2.185,9 milhões no 4T24, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Recebimento de recursos líquidos de R\$ 3.152,1 milhões com a conclusão do *Follow-On* em outubro/24, no qual a Companhia emitiu 228.571.429 ações ordinárias, precificadas a R\$ 14,00/ação. Maiores informações sobre o aumento de capital serão detalhadas na seção de Mercado de Capitais;
- Desembolsos e captações de dívida em um valor total de R\$ 618,7 milhões, sendo: (i) R\$ 500,0 milhões de desembolsos relativos ao financiamento do FDA da UTE Azulão II, no âmbito do Projeto Azulão 950; (ii) R\$ 100,0 milhões com a 1ª Emissão de Debêntures da GNL Brasil; (iii) R\$ 18,6 milhões relativos ao financiamento da sonda de perfuração adquirida;
- Amortizações de principal, pagamento de juros e liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 1.380,5 milhões, referentes, principalmente, ao resgate parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva em R\$ 868,7 milhões, em dezembro/24, no âmbito do processo de *liability management* da Companhia concluído em janeiro/25 (com a emissão em montante similar na 13ª Emissão da Eneva, com impacto no FCF do 1T25), além dos demais pagamento previstos seguindo o cronograma das dívidas;
- Pagamentos de R\$ 109,5 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 85,1 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\$ 68,3 milhões em principal e juros relacionados aos contratos de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios das receitas fixa das UTEs Itaquí e Pecém II.

Como resultado, a Eneva encerrou o 4T24 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 3.866,3 milhões, crescimento de R\$ 1.743,1 milhões frente à posição de caixa do final do 3T24.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, que detém as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V; e
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba VI.

DRE – Geração Parnaíba

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	879,8	597,5	47,3%	3.213,7	2.337,0	37,5%
Receita Fixa	510,3	396,1	28,8%	1.993,9	1.547,1	28,9%
Receita Variável	369,5	201,3	83,5%	1.219,8	789,8	54,4%
Contratual	158,8	72,4	119,4%	350,0	72,5	382,7%
Mercado de curto prazo	210,7	128,9	63,4%	869,7	717,3	21,2%
Exportação	24,5	-	N/A	508,0	418,9	21,3%
Trading	52,8	64,9	-18,6%	89,5	213,5	-58,1%
Outros	133,3	64,0	108,2%	272,3	85,0	220,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(95,4)	(59,9)	59,2%	(460,0)	(314,7)	46,1%
Devolução de Receita Fixa ²⁴	(7,4)	-	N/A	(137,3)	(80,2)	71,2%
Receita Operacional Líquida	784,4	537,5	45,9%	2.753,7	2.022,2	36,2%
Custos Operacionais	(531,6)	(377,5)	40,8%	(1.627,3)	(1.346,9)	20,8%
Custo Fixo	(159,9)	(140,2)	14,0%	(609,5)	(567,2)	7,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(55,7)	(49,5)	12,4%	(211,3)	(187,1)	12,9%
O&M ²⁵	(38,1)	(24,5)	55,2%	(133,4)	(115,5)	15,5%
Arrendamento fixo UTG	(66,2)	(66,2)	0,0%	(264,7)	(264,6)	0,1%
Custo Variável	(319,0)	(197,5)	61,5%	(843,4)	(622,3)	35,5%
Gás Natural	(232,8)	(122,6)	89,9%	(605,1)	(339,7)	78,1%
Distribuidora	(17,7)	(8,7)	104,6%	(47,1)	(25,8)	82,3%
Arrendamento variável UTG	(27,0)	(11,7)	129,6%	(94,6)	(57,4)	64,8%
Trading	(25,3)	(49,3)	-48,6%	(55,1)	(181,1)	-69,5%
Outros ^{24,25}	(16,2)	(5,2)	209,7%	(41,5)	(18,4)	125,7%
Depreciação e Amortização	(52,6)	(39,7)	32,5%	(185,4)	(157,3)	17,8%
Despesas Operacionais	(10,2)	(11,5)	-11,1%	(38,8)	(37,6)	3,2%
SG&A	(10,0)	(11,2)	-10,4%	(37,9)	(36,8)	3,0%
Depreciação e Amortização	(0,2)	(0,3)	-36,2%	(1,0)	(0,9)	11,2%
Outras Receitas/Despesas	(1,7)	(0,9)	86,9%	(5,4)	(1,5)	270,0%
EBITDA ICVM 527/12	293,8	187,7	56,5%	1.268,5	794,4	59,7%
Margem EBITDA (%)	33,4%	31,4%	2,0 p.p.	39,5%	34,0%	5,5 p.p.

No 4T24, a receita operacional líquida das UTEs do Complexo Parnaíba atingiu R\$ 784,4 milhões, apresentando crescimento de 45,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação refletiu o aumento de R\$ 114,2 milhões nas receitas fixas, acompanhando o reajuste anual contratual a IPCA ocorrido em novembro/24, o início do contrato regulado da UTE Parnaíba V em 2024 e o crescimento de R\$ 168,2 milhões nas receitas variáveis.

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 de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

²⁵ No 1T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que, até o 4T23 estavam contemplados na rubrica de "Outros – Variáveis", sendo alocados agora para a rubrica de "Custo Fixo - O&M". Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

As receitas variáveis foram impulsionadas sobretudo pelo despacho médio, que atingiu 72% no 4T24 *versus* 37% no mesmo período do ano anterior. A geração por substituição no Complexo Parnaíba para atendimento ao despacho da UTE Porto de Sergipe I no 4T24 foi um dos principais fatores para o aumento entre períodos (maiores detalhes serão explorados na seção Hub Sergipe desse documento). Cabe destacar aqui as possibilidades de otimização operativa e mitigações de risco criadas pelo aumento de portfólio da Companhia, que hoje conta com o maior parque termelétrico do país e múltiplas soluções de acesso ao gás natural, dentre suas próprias reservas, seu terminal de regaseificação e a malha de transporte de gás.

Os demais fatores que contribuíram para a variação da receita entre os períodos estão descritos abaixo:

- Crescimento de R\$ 86,4 milhões na rubrica de “Receita Variável Contratual”, em função da maior geração para atendimento ao SIN no 4T24, impulsionando as receitas de despacho por ordem de mérito, principalmente em outubro/24, e restrição elétrica para atendimento à ponta de carga;
- Aumento de R\$ 69,3 milhões referente a outras receitas no mercado de curto prazo, incluindo: (i) R\$ 25,4 milhões relacionados ao evento *one-off* de geração por substituição para cumprimento de parte do despacho solicitado pela UTE Porto de Sergipe I; e (ii) R\$ 43,9 milhões referentes à geração para fins de inflexibilidade, concentrados em outubro/24, tanto decorrentes de necessidades operacionais da usina, quanto visando aproveitar os maiores níveis de PLD, utilizando o montante não comprometido com contratos regulados das UTEs;
- Incremento de R\$ 24,5 milhões referentes à exportação de energia para a Argentina, que, por sua vez, não ocorreu no 4T23;
- Redução de R\$ 12,1 milhões nas receitas com operações de trading, compensando parcialmente os efeitos positivos acima, em função do menor volume de transações no período, porém com um maior preço médio, contribuindo para uma margem EBITDA de R\$ 22,2 milhões nessas operações no 4T24 frente a R\$ 9,1 milhões no mesmo período do ano anterior.

Os custos operacionais fixos totalizaram R\$ 159,9 milhões, aumento de 14,0% em relação ao 4T23, acompanhando (i) o aumento de R\$ 6,2 milhões de TUST, em função do reajuste anual ocorrido em julho/24, e (ii) aumento de R\$ 13,5 milhões nos custos com O&M, com os principais impactos referentes aos maiores custos com apólices de seguros, início do contrato regulado de Parnaíba V, que por sua vez possui contrapartida positiva nas receitas fixas, além de reversão pontual de custos contabilizada no 4T23, com efeito positivo naquele período. Apesar dos maiores custos fixos, a margem fixa no 4T24 atingiu R\$ 299,3 milhões, crescimento de 38,5% frente ao mesmo trimestre do ano anterior, impulsionada pelo reajuste da receita fixa e pelo início do contrato regulado de Parnaíba V no período.

Os custos variáveis somaram R\$ 319,0 milhões, sendo 61,5% superiores na comparação com o mesmo trimestre de 2023, reflexo do maior despacho médio no período, com aumento nos custos relacionados à geração das UTEs, sobretudo, custos com gás natural, que aumentaram em R\$ 110,2 milhões *versus* o 4T23. Adicionalmente, no 4T24 foram realizadas operações de lastro para recomposição de garantia física referentes à indisponibilidade registrada ao longo dos últimos 60 meses das operações, sendo o principal efeito do aumento de R\$ 11,0 milhões na linha de Outros Custos Variáveis. Mesmo com o aumento nos custos variáveis no 4T24, a margem variável apresentou crescimento de R\$ 22,5 milhões, alcançando R\$ 6,1 milhões frente a margem negativa de R\$ 16,4 milhões registrada no 4T23, refletindo o aumento das receitas variáveis associadas ao maior despacho regulatório no período.

Considerando os fatores mencionados acima, o EBITDA das UTEs alcançou R\$ 293,8 milhões, crescimento de mais de 56% na comparação com o 4T23, refletindo, principalmente, o aumento da margem fixa, além da maior margem variável decorrente dos despachos no período.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

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

A UTE Jaguatirica 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 Jaguatirica II

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	207,0	193,7	6,9%	788,3	728,4	8,2%
Receita Fixa	146,0	139,4	4,8%	570,7	544,5	4,8%
Receita Variável	60,9	54,3	12,2%	217,6	184,0	18,3%
Contratual	60,9	54,3	12,2%	217,6	184,0	18,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(24,8)	(19,2)	29,7%	(83,1)	(137,8)	-39,7%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(15,3)	(10,1)	51,4%	(46,5)	(104,4)	-55,4%
Receita Operacional Líquida	182,1	174,5	4,4%	705,2	590,6	19,4%
Custos Operacionais	(112,0)	(120,8)	-7,2%	(420,5)	(398,3)	5,6%
Custo Fixo	(33,4)	(36,5)	-8,5%	(132,1)	(140,0)	-5,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(1,3)	(0,4)	228,2%	(4,9)	(1,2)	303,4%
O&M	(32,1)	(36,1)	-11,1%	(127,2)	(138,7)	-8,3%
Custo Variável	(41,6)	(41,8)	-0,4%	(134,3)	(128,1)	4,8%
Gás Natural	(17,0)	(15,2)	11,9%	(58,9)	(50,6)	16,5%
Transporte ²⁶	(17,9)	(16,9)	6,0%	(64,3)	(61,2)	5,0%
Outros	(6,7)	(9,7)	-30,9%	(11,1)	(16,3)	-31,9%
Depreciação e Amortização	(37,0)	(42,5)	-12,9%	(154,1)	(130,2)	18,3%
Despesas Operacionais	(8,4)	(9,4)	-11,4%	(28,9)	(30,2)	-4,4%
SG&A	(8,4)	(9,4)	-11,4%	(28,9)	(30,2)	-4,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	243,0%	(0,0)	(0,0)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,9)	0,5	N/A	(1,5)	1,8	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	97,8	87,2	12,1%	408,4	294,2	38,8%
Margem EBITDA (%)	53,7%	50,0%	3,7 p.p.	57,9%	49,8%	8,1 p.p.

No 4T24 a receita operacional líquida da UTE Jaguatirica II apresentou crescimento de 4,4% em relação ao 4T23, totalizando R\$ 182,1 milhões no período. O aumento está relacionado, principalmente, a dois fatores:

- Crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, em função do reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/24;
- Crescimento da receita variável bruta, em 12,2%, totalizando R\$ 60,9 milhões, tendo em vista o aumento de 5 p.p. do despacho no período, dada a maior demanda no estado de Roraima; e
- Parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 5,7 milhões referente às deduções sobre a receita bruta, em função do atraso do reestabelecimento do estoque de GNL após a parada programada ocorrida no 3T24, resultando em uma disponibilidade média de 91% no período, frente aos 94% registrados no 4T23.

Notas:

²⁶ 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 também foram reclassificados.

Os custos fixos do segmento registraram redução de 8,5% no período quando comparados ao 4T23, totalizando R\$ 33,4 milhões no 4T24, em função, principalmente, da capitalização de certos materiais de manutenção, que passaram a ser considerados como Imobilizado em serviço.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa líquida e redução dos custos fixos totais, resultou em um aumento de 6,7% na margem fixa do segmento, que atingiu R\$ 95,1 milhões no 4T24, *versus* R\$ 89,1 milhões no mesmo período de 2023.

Os custos variáveis, por sua vez, ficaram praticamente estáveis entre os períodos, somando R\$ 41,6 milhões ao final do 4T24, resultado de dois efeitos que se compensaram. O primeiro foi uma redução na linha de "Outros", reflexo do menor consumo de insumos na unidade de liquefação de gás no 4T24 *versus* 4T23, com a melhoria de eficiência da planta pós manutenção programada, ocorrida no 3T24, que melhorou o desempenho e a eficiência da planta de liquefação. Essa redução foi parcialmente compensada pelos maiores dispêndios com os custos de combustível no período, impulsionados pelo maior despacho no 4T24.

Os custos relativamente estáveis, em conjunto com o aumento da receita variável no período, resultaram em crescimento de R\$ 4,9 milhões da margem variável do segmento no 4T24 frente ao 4T23, que atingiu R\$ 12,0 milhões no 4T24. Já a margem variável unitária da geração cresceu de R\$ 34,1/MWh para R\$ 53,6/MWh entre os trimestres.

Como resultado dos efeitos acima explicados, o EBITDA do segmento registrou crescimento de 12,1% quando comparado ao 4T23, totalizando R\$ 97,8 milhões no 4T24, com crescimento de 3,7 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 53,7% no 4T24.

Vale ressaltar que a redução da rubrica de custos com depreciação e amortização no período é reflexo das baixas contratuais referentes aos contratos de arrendamento dos caminhões de transporte de GNL, em virtude da compra da Transpipeline pela GNL Brasil, que assumiu os contratos de transportes até então vigentes. Por conseguinte, a interrupção antecipada do contrato resulta na liquidação dos custos e depreciações previamente reconhecidos, impactando diretamente essa linha do resultado.

► Hub Sergipe (Geração a Gás UTE Porto de Sergipe I + Comercialização de Gás On-Grid)

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) do segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, com contratos a partir do 3º trimestre de 2024.

A CELSE 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 envolve operações de compra e venda de gás de terceiros e atividades de comercialização de soluções de fornecimentos de gás firmes, flexíveis e de curto prazo.

Vale ressaltar que 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, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Hub Sergipe

(R\$ Milhões)

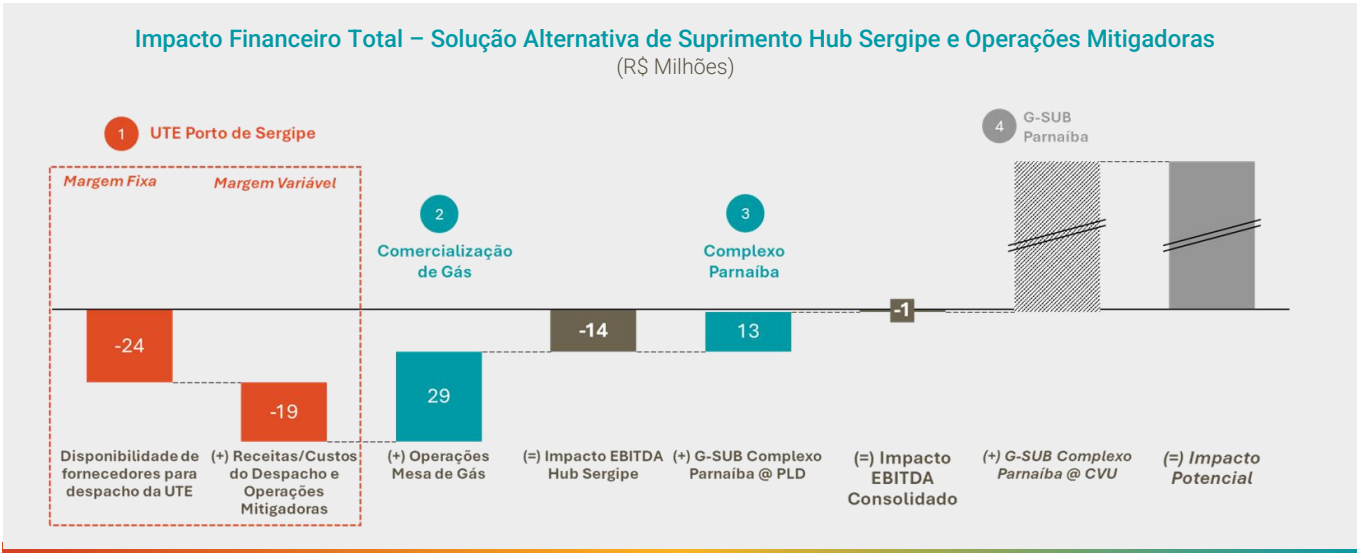
	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	1.226,3	723,4	69,5%	2.860,7	2.240,9	27,7%
Receita Fixa	537,6	513,1	4,8%	2.100,8	2.004,4	4,8%
Receita Variável	106,3	210,4	-49,5%	163,2	236,4	-31,0%
Contratual	93,0	0,0	N/A	93,0	0,0	N/A
Mercado de curto prazo	13,3	210,4	-93,7%	70,3	236,4	-70,3%
Lastro (FID)	13,3	39,4	-66,2%	70,3	65,4	7,4%
Outros	(0,0)	171,0	N/A	(0,0)	171,0	N/A
Comercialização de Gás	582,4	-	N/A	596,6	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(169,0)	(52,3)	223,3%	(324,3)	(201,7)	60,8%
Receita Operacional Líquida	1.057,3	671,2	57,5%	2.536,4	2.039,2	24,4%
Custos Operacionais	(815,2)	(428,7)	90,2%	(1.445,4)	(1.006,1)	43,7%
Custo Fixo	(157,3)	(117,9)	33,4%	(418,5)	(382,0)	9,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(41,9)	(40,0)	4,7%	(164,6)	(158,6)	3,8%
O&M ²⁷	(13,3)	(19,0)	-29,9%	(47,5)	(83,2)	-43,0%
Outros Fixos	(102,1)	(58,8)	73,4%	(206,5)	(140,1)	47,3%
Custo Variável	(115,2)	(207,0)	-44,4%	(181,3)	(236,7)	-23,4%
Gás Natural	(82,2)	-	N/A	(82,1)	(0,6)	N/A
Lastro (FID)	(33,0)	(35,0)	-5,7%	(96,6)	(59,7)	61,9%
Outros	-	(172,0)	N/A	(2,6)	(176,5)	-98,6%
Comercialização de Gás	(444,4)	-	N/A	(452,8)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(98,3)	(103,8)	-5,2%	(392,8)	(387,5)	1,4%
Despesas Operacionais	(3,9)	(7,1)	-44,9%	(15,0)	(28,4)	-47,1%
SG&A	(3,9)	(7,1)	-45,6%	(15,1)	(28,4)	-46,8%
Depreciação e Amortização	(0,0)	0,1	N/A	0,1	(0,0)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(8,3)	(1,1)	667,9%	(7,4)	58,8	N/A
EBITDA ICVM 527/12	328,2	338,0	-2,9%	1.461,3	1.451,0	0,7%
Margem EBITDA (%)	31,0%	50,4%	-19,3 p.p.	57,6%	71,2%	-13,5 p.p.

Notas:

²⁷ No 2T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que, até o 1T24 estavam contemplados na rubrica de "Outros – Variáveis", sendo alocados agora para a rubrica de "Custo Fixo - O&M" e "Outros Fixos". Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

O resultado do segmento no 4T24 tem como contexto: (i) a falha no *riser* que conecta o FSRU ao gasoduto marítimo, que supre o Hub Sergipe, ocorrida em 7 de outubro/2024, que impossibilitou o suprimento da usina Porto de Sergipe I e a comercialização de gás na malha através do FSRU ao longo do 4T24, conforme explicado no Release Operacional; assim como (ii) a estruturação de um plano de mitigação dos impactos financeiros pontuais relacionados a esta falha, especialmente para o período compreendido entre 30 de novembro/24 à 20 de dezembro/24, quando a UTE Porto de Sergipe I se encontrava despachada por ordem de mérito.

Nesse contexto, as ações implementadas pela Companhia envolveram: (i) solução alternativa de suprimento de gás natural a UTE Porto de Sergipe I, utilizando a conexão do Hub Sergipe à malha integrada de gás nacional; (ii) operações de geração por substituição, preliminarmente remunerada a PLD, utilizando o portfólio de ativos no Complexo Parnaíba; e (iii) as operações comerciais realizadas pela Mesa de Gás. No gráfico abaixo são demonstrados os impactos financeiros na Companhia por cada um desses segmentos:



Considerando toda a estrutura definida, o impacto total no EBITDA Consolidado foi de -R\$ 0,8 milhão, considerando -R\$ 13,8 milhões no Hub Sergipe e cerca de +R\$ 13,0 milhões no Complexo Parnaíba, sendo este último ainda passível de alteração da remuneração da geração por substituição de PLD para CVU, conforme discussões em andamento com os agentes operadores e reguladores do sistema.

Cabe aqui destacar que as diversas competências, ativos e ações da Eneva, como a recente conclusão da conexão da usina à malha de transporte de gás, o portfólio de ativos termelétricos com condições de geração flexíveis e a estruturação da mesa de gás em 2024, conforme acima destacado, potencializaram o aproveitamento de oportunidades e permitiram à Companhia desenvolver uma solução de forma tempestiva e eficiente, mesmo em um cenário adverso. A estruturação desse conjunto de iniciativas viabilizou tanto a resolução da falha operacional, com a troca do *riser*, quanto o atendimento ao despacho com mínimos impactos financeiros, demonstrando a capacidade da Companhia na mitigação de custos e gerenciamento de riscos através de seu próprio portfólio. Em um cenário alternativo, o potencial impacto negativo para a Companhia seria significativo, caso a UTE Porto de Sergipe I fosse uma usina *stand-alone*, fora de uma carteira diversificada de ativos e não conectada à malha.

Resultados Financeiros do Segmento

A receita operacional líquida do Hub Sergipe no 4T24 alcançou R\$ 1.057,3 milhões, crescimento de 57,5% frente ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente, a combinação dos seguintes fatores:

- Crescimento de R\$ 24,5 milhões na receita fixa relacionado ao reajuste do contrato regulado da UTE Porto de Sergipe I ocorrido em novembro/24;
- Receitas variáveis de geração de energia, principalmente, para atendimento ao despacho da UTE Porto de Sergipe I, no total de R\$ 93,0 milhões, referente à parcela de geração atendida pelo próprio ativo;
- Operações de comercialização de gás adicionando R\$ 582,4 milhões de receitas variáveis, considerando (i) venda de duas cargas de GNL, no âmbito das operações realizadas para mitigar os impactos da solução alternativa de geração no período, e (ii) contratos de venda de gás natural para clientes *on-grid*, considerando a parcela fixa e

variável dos contratos de reserva da capacidade do FSRU, incluindo valores associados à UTE Termopernambuco, e contratos bilaterais de fornecimento de gás para outros clientes.

Os custos fixos da UTE Porto de Sergipe I totalizaram R\$ 157,3 milhões, 33,4% superiores na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, refletindo, principalmente, o aumento de R\$ 43,2 milhões na rubrica de Outros Custos Fixos, em função de pagamento de disponibilidade de fornecedores para despacho da usina de R\$ 23,7 milhões, além de maiores custos com *Boil-Off-Gas* ("BOG") e consumo interno do FSRU, decorrente da maior movimentação das cargas no contexto das operações de comercialização comentadas anteriormente, e de custos com transporte na malha de gás contabilizados no período. Adicionalmente, a rubrica também considera os custos com cancelamento de carga remanescentes referentes a 2024 no total de R\$ 18,2 milhões (*versus* R\$ 17,0 milhões no 4T23, considerando o impacto positivo do resultado da operação de estocagem de GNL realizada no período). Vale lembrar que, no 3T24, já havia sido contabilizada uma parcela do *fee* de cancelamento de cargas, no total de R\$ 35,5 milhões, somando R\$ 53,7 milhões em 2024.

O aumento na rubrica de Outros Custos Fixos da UTE Porto de Sergipe I foi parcialmente compensado pela redução de cerca de 30% nos custos com O&M *versus* o 4T23, reflexo, principalmente, da revisão do escopo da apólice de seguros operacionais ocorrida em 2024.

Considerando os efeitos comentados acima, a margem fixa da usina atingiu R\$ 329,6 milhões no 4T24. Desconsiderando o custo pontual de disponibilidade de fornecedores associado à solução alternativa de suprimento para o despacho da UTE, a margem fixa seria de R\$ 353,3 milhões, redução de 1,4% frente ao 4T23, em função principalmente dos maiores custos com BOG e consumo interno, que apesar de serem custos usuais da operação, foram intensificados em função da comercialização de cargas no período.

Em contrapartida ao aumento dos custos fixos no 4T24, a UTE Porto de Sergipe I apresentou redução de R\$ 91,9 milhões nos custos variáveis frente ao 4T23, reflexo, sobretudo, do impacto pontual no 4T23 da contabilização da saída de estoque de GNL no valor de R\$ 169,0 milhões, com contrapartida na rubrica de "Outras Receitas", no contexto da operação de compra e venda de GNL para a Qatar Energy naquele período, que viabilizou uma redução de US\$ 7,0 milhões no valor do custo com cancelamentos de cargas de GNL, mencionada acima. Desconsiderando esse efeito pontual no 4T23, os custos variáveis apresentariam aumento de cerca de R\$ 77 milhões no 4T24, associados, principalmente, a contabilização de R\$ 82,2 milhões em custos de combustível relacionados ao atendimento ao despacho da UTE Porto de Sergipe I, cujo efeito não ocorreu no 4T23 dado a ausência de despacho no período, os quais foram ligeiramente compensados por menores custos com operações de lastro (FID). Dessa forma, a margem variável da usina totalizou -R\$ 18,9 milhões no 4T24 *versus* -R\$ 11,9 milhões no mesmo período do ano anterior. Desconsiderando os efeitos associados às operações mitigadoras relacionadas a falha do *riser* contabilizados na UTE, a margem variável no 4T24 seria de R\$ 4,5 milhões, aumento de R\$ 16,4 milhões na comparação com o 4T23.

Os custos do segmento de Comercialização de Gás totalizaram R\$ 444,4 milhões no 4T24, refletindo (i) custos com compra de gás para cumprimento dos contratos firmados no período, (ii) custos com as operações realizadas para a venda de cargas de GNL e (iii) custos com tarifa de uso de conexão e transporte na malha de gás, os quais passaram a ser cobrados a partir de outubro/24, com a conclusão da conexão ao *grid*.

Dessa forma, a margem do segmento de Comercialização de Gás atingiu R\$ 29,7 milhões no 4T24, com resultado positivo mesmo diante da necessidade de realização de operações complexas e pontuais para atender à demanda da Companhia.

As outras receitas e despesas no 4T24 foram impactadas pontualmente por (i) efeito contábil de baixa de ativo imobilizado referente ao *riser*, no total de R\$ 15,6 milhões, sendo compensado parcialmente pelo impacto positivo de R\$ 7,3 milhões referente à contabilização de tributos retroativos, principalmente, da ampliação do conceito de insumos e das operações de venda de energia para distribuidora localizada na Zona Franca de Manaus e compradora de aproximadamente 10,6% da energia comercializada pela UTE Porto de Sergipe I.

Como resultado dos fatores explicados acima, o EBITDA do Hub Sergipe no 4T24 foi de R\$ 328,2 milhões, sendo R\$ 298,5 milhões referentes à UTE Porto de Sergipe I e R\$ 29,7 milhões à Comercialização de Gás. Vale destacar que ambos os segmentos possuem impactos pontuais no total de R\$ 29,4 milhões no contexto da falha da tubulação do *riser* e do plano de mitigação dos impactos financeiros, sendo -R\$ 13,8 milhões na margem operacional dos segmentos e -R\$ 15,6 milhões de efeito não-caixa relacionado a contabilização da baixa do ativo imobilizado. Desconsiderando os efeitos pontuais do trimestre, o EBITDA do Hub Sergipe seria de R\$ 357,6 milhões, apresentando um crescimento de cerca de 6% frente aos R\$ 338,0 milhões contabilizados no 4T23.

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto por: (i) a UTE Fortaleza, ativo adquirido com a empresa Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("CGTF") em 2022, empresa incorporada em março/23 pela Eneva S.A.; (ii) a controlada Linhares, com 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; (iii) a controlada Povoação, com o ativo operacional UTE Povoação I, com CER vigente até 10 de janeiro/26; e (iv) a controlada Tevisa, com o ativo operacional UTE Viana I, com CER vigente até 31 de dezembro/25.

É importante destacar que os resultados apresentados das UTEs LORM, LORM1, Povoação I e Viana I (em conjunto, "Térmicas a Gás Espírito Santo") a seguir referem-se às contabilizações pró rata realizadas após a conclusão da aquisição dos ativos em 25 de outubro/24, representando cerca de dois terços do resultado típico para um trimestre.

Por outro lado, a UTE Fortaleza foi desligada em dezembro/23 após a conclusão do contrato de geração com a distribuidora. O ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para a usina. Os resultados da usina são apresentados em linha separada ao final da DRE abaixo.

DRE – Térmicas a Gás Espírito Santo

(R\$ Milhões)	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	519,5	-	N/A	519,5	-	N/A
Receita Fixa	462,6	-	N/A	462,6	-	N/A
Receita Variável	56,8	-	N/A	56,8	-	N/A
Contratual	45,8	-	N/A	45,8	-	N/A
Mercado de curto prazo	11,1	-	N/A	11,1	-	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	11,1	-	N/A	11,1	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(72,5)	-	N/A	(72,5)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ²⁸	(19,9)	-	N/A	(19,9)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	446,9	-	N/A	446,9	-	N/A
Custos Operacionais	(101,3)	-	N/A	(101,3)	-	N/A
Custo Fixo	(76,9)	-	N/A	(76,9)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(1,8)	-	N/A	(1,8)	-	N/A
Take or Pay - Combustível	(62,6)	-	-	(62,6)	-	-
O&M	(12,5)	-	N/A	(12,5)	-	N/A
Outros Fixos	-	-	-	-	-	-
Custo Variável	(16,6)	-	N/A	(16,6)	-	N/A
Combustível	(16,5)	-	N/A	(16,5)	-	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(0,1)	-	N/A	(0,1)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(6,8)	-	N/A	(6,8)	-	N/A
Despesas Operacionais	(2,8)	-	N/A	(2,8)	-	N/A
SG&A	(2,7)	-	N/A	(2,7)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(0,1)	-	N/A	(0,1)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	1,1	-	N/A	0,2	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	350,9	-	N/A	350,9	-	N/A
Margem EBITDA (%)	78,5%	-	N/A	78,5%	-	N/A

DRE – UTE Fortaleza

(R\$ Milhões)	4T24	4T23	%	2024	2023	%
EBITDA ICVM 527/12	(3,9)	160,3	N/A	(12,7)	605,1	N/A

Notas:

²⁸ Essa rubrica considera R\$ 19,9 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.

No 4T24, as usinas que compõem o segmento somaram R\$ 519,5 milhões de receita operacional bruta. Desse total, R\$ 462,6 milhões foram referentes à receita fixa contratual pelos contratos regulados vigentes, enquanto R\$ 56,8 milhões é resultado do despacho regulatório dos ativos. A UTE LORM, usina com despacho antecipado, foi a responsável por R\$ 53,5 milhões desse total, sendo R\$ 43,5 milhões decorrente da receita por geração termelétrica do próprio ativo e R\$ 10,0 milhões referentes à operação de geração por substituição firmada com a Petrobras S.A. ("Petrobras"), conforme possibilidade prevista em contrato de fornecimento de combustível, substituindo o fornecimento de combustível pela margem variável de geração calculada utilizando o último período de despacho regulatório em que a usina encontrava-se em operação.

Os custos fixos somaram R\$ 76,9 milhões no período, sendo: (i) R\$ 62,6 milhões referentes à reserva de capacidade de fornecimento inflexível de combustível firmado entre as Térmicas a Gás do Espírito Santo e a Petrobras - vale ressaltar que os montantes consumidos para a geração termelétrica do período foram contabilizados na rubrica de custos variáveis - ; (ii) R\$ 8,9 milhões referentes aos custos de operação, manutenção e materiais utilizados ao longo do período; (iii) 4,4 milhões de custo de pessoal. Como resultado, a margem fixa do segmento contabilizou R\$ 319,6 milhões no período de 25 de outubro/24 até o final do trimestre.

Já os custos variáveis somaram R\$ 16,6 milhões, sendo: (i) R\$ 16,5 milhões referentes ao custo de combustível; e (ii) R\$ 0,1 milhão referente aos custos de produtos químicos associados ao processo de geração. Como resultado, a margem variável do segmento totalizou R\$ 32,9 milhões no período analisado.

As despesas administrativas, por sua vez, contabilizaram R\$ 2,7 milhões no período, dos quais R\$ 1,8 milhão refere-se aos custos de pessoal administrativo.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 350,9 milhões de EBITDA e margem EBITDA de 78,5% no período em questão. Cabe ressaltar aqui, novamente, que o referido resultado refere-se ao período de 67 dias compreendido entre 25 de outubro/24 até o final do 4T24, aquém da contribuição potencial dos ativos em um trimestre completo.

Em relação à UTE Fortaleza, com o fim do contrato de comercialização de energia entre a usina e a COELCE, o ativo encontra-se em estágio de hibernação operacional desde o final do 4T23. Ao longo do 4T24, foram contabilizados dispêndios no montante de R\$ 3,5 milhões na linha de "Outras Receitas e Despesas" e R\$ 0,3 milhão de SG&A para a manutenção e conservação do ativo. Como resultado, o EBITDA da usina totalizou -R\$ 3,9 milhões no 4T24, frente a R\$ 160,3 milhões no 4T23, quando a usina ainda estava operacional.

► Geração Térmica a Carvão

Este segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A.

DRE – Geração a Carvão

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	432,5	315,5	37,1%	1.331,6	1.084,4	22,8%
Receita Fixa	276,5	263,9	4,8%	1.080,6	1.030,9	4,8%
Receita Variável	155,9	51,6	202,0%	251,0	53,5	369,0%
Contratual	154,1	44,0	250,0%	251,9	44,1	470,9%
Mercado de curto prazo	1,9	7,6	-75,3%	(1,0)	9,4	N/A
Lastro (FID)	1,9	7,6	-75,3%	(1,0)	-	N/A
Outros	-	0,0	N/A	-	9,4	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(45,5)	(32,6)	39,7%	(138,5)	(112,0)	23,7%
Receita Operacional Líquida	387,0	282,9	36,8%	1.193,1	972,4	22,7%
Custos Operacionais	(315,3)	(204,1)	54,5%	(811,5)	(561,4)	44,5%
Custo Fixo	(68,6)	(86,0)	-20,2%	(278,8)	(288,3)	-3,3%
Transmissão e encargos regulatórios	(19,7)	(18,0)	8,9%	(73,5)	(69,9)	5,1%
O&M	(48,9)	(67,9)	-28,0%	(205,3)	(218,4)	-6,0%
Custo Variável	(189,8)	(67,5)	181,0%	(322,1)	(71,0)	353,5%
Combustível	(185,6)	(57,7)	221,6%	(308,2)	(57,7)	N/A
Lastro (FID)	(0,4)	(4,7)	-90,5%	-	(5,8)	N/A
Outros	(3,8)	(5,1)	-26,3%	(13,9)	(7,5)	86,6%
Depreciação e Amortização	(56,9)	(50,6)	12,5%	(210,6)	(202,1)	4,2%
Despesas Operacionais	(10,6)	(11,6)	-8,3%	(42,4)	(41,5)	2,2%
SG&A	(10,3)	(11,6)	-11,0%	(41,1)	(40,2)	2,3%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,0)	919,3%	(1,3)	(1,3)	0,6%
Outras Receitas/Despesas	(635,5)	(1,7)	N/A	(634,2)	3,2	N/A
Impairment Carvão (não caixa)	(634,7)	-	N/A	(634,7)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(517,2)	116,1	N/A	(83,1)	576,0	N/A
Margem EBITDA (%)	-133,7%	41,0%	N/A	-7,0%	59,2%	N/A
EBITDA Ajustado (Ex-Impairment)	117,5	116,1	1,2%	551,6	576,0	-4,2%
Margem EBITDA Ajustado (Ex-Impairment) (%)	30,4%	41,0%	-10,7 p.p.	46,2%	59,2%	-13,0 p.p.

No 4T24, o segmento de geração a carvão totalizou R\$ 432,5 milhões de receita operacional bruta, crescimento de R\$ 117,0 milhões comparado ao 4T23, reflexo da combinação de: (i) incremento de R\$ 104,3 milhões de receita variável contratual em função do maior patamar de despacho registrado no 4T24 versus o mesmo período de 2023; e (ii) aumento de R\$ 12,7 milhões na rubrica de receita fixa em função do reajuste anual contratual, efetivado em novembro/24.

Os custos fixos do segmento somaram R\$ 68,6 milhões no 4T24, redução de 20,2% na comparação com o 4T23, em função, principalmente, de dois efeitos pontuais de estorno contabilizados no 4T24, sendo: (i) R\$ 8,5 milhões provisionados a maior ao longo do 9M24 referente aos contratos de transporte de carvão do Porto de Itaqui às dependências da UTE e movimentação interna de estoque; e (ii) R\$ 10,8 milhões relacionados a dispêndios com manutenções e materiais ao longo de 2024 após reavaliação contábil acerca da natureza dos gastos, com reclassificação para Imobilizado em serviço.

Como resultado, a margem fixa do segmento registrou alta de R\$ 28,2 milhões na variação dos períodos, atingindo R\$ 178,8 milhões no 4T24. Desconsiderando os efeitos contábeis dos estornos referentes à períodos anteriores ao 4T24, conforme acima destacados, a margem fixa no 4T24 apresentou alta de 5,9% ou R\$ 8,9 milhões na comparação entre períodos. Nos 12M24, a margem fixa aumentou em R\$ 53,3 milhões ou 8,4% versus o 12M23.

Os custos variáveis, por outro lado, registraram crescimento de R\$ 122,3 milhões quando comparados ao mesmo período de 2023, refletindo principalmente os custos de combustível do 4T24, devido ao maior nível de despacho do 4T24. Como resultado, a margem variável do segmento registrou redução de R\$ 29,0 milhões no período, impactada negativamente pelo descasamento entre o custo médio de estoque de carvão adquirido anteriormente e o CVU médio do período, com menor preço de commodity CIF-ARA, conforme detalhado no quadro abaixo:

Custo e CVU Médio por UTE - Geração a Carvão

4T24	Itaqui	Pecém II
Despacho (%)	32%	28%
Custo médio de estoque ²⁹ (R\$/MWh)	433,9	346,2
CVU médio ³⁰ (R\$/MWh)	362,06	377,97

Vale ressaltar que o atual custo médio de estoque de carvão ainda reflete as cargas adquiridas ao longo do ano de 2021, para fazer frente ao elevado patamar de despacho térmico no SIN naquele ano, em um cenário de preços de commodity CIF-ARA significativamente mais elevados *versus* o patamar atual, dados (i) os efeitos da redução da oferta de carvão, no contexto da pandemia de Covid-19, quando algumas unidades produtoras pararam suas operações, e (ii) do cenário de aumento da demanda por carvão em 2021, pós fim das políticas de confinamento mais restritivas e redução da oferta de gás natural na Europa, no período que antecedeu o início da guerra na Ucrânia.

É importante pontuar que, ao longo do 4T24, a Companhia adquiriu cerca de 250 mil toneladas de carvão, sendo 100 mil toneladas em Itaqui e 150 mil em Pecém II, a preços correntes de mercado, visando o suprimento dos estoques das usinas no contexto do retorno do despacho regulatório. Essas aquisições reduziram o preço médio de estoque de R\$ 1.129,23/ton para R\$ 892,99/ton na UTE Itaqui e de R\$ 921,30/ton para R\$ 739,51/ton na UTE Pecém II. Considerando o consumo médio das usinas ao longo do 4T24, o custo relativo de combustível reduziu de R\$ 438,52/MWh para R\$ 346,78/MWh em Itaqui e de R\$ 360,61/MWh para R\$ 289,46/MWh em Pecém II.

Ainda no 4T24, no âmbito da realização de testes de recuperabilidade (*Impairment*) dos ativos, foram constatados indicativos de desvalorização do valor recuperável dos ativos térmicos a carvão, em função da falta de visibilidade sobre a realização de leilão específico para a reconstrução utilizando o combustível atual (carvão) das usinas Itaqui e Pecém II, cujos prazos de seus contratos regulados se encerrarão em 2027 e 2028. Neste cenário, a Companhia vem aprimorando os estudos relativos à conversão destas plantas para suprimento a gás natural, que inicialmente demonstraram viabilidade técnica. No entanto, essa conversão depende da ocorrência de leilão em condições adequadas para suportar a recuperabilidade dos investimentos necessários para a conversão. Como consequência dos testes de valor recuperável considerando esses novos parâmetros, a Companhia registrou despesa total não caixa relacionada às baixas com *Impairment* de R\$ 634,7 milhões, sendo R\$ 516,9 milhões em Itaqui e R\$ 117,9 milhões em Pecém II³¹.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento de geração a carvão contabilizou resultado negativo de R\$ 517,2 milhões, frente aos R\$ 116,1 milhões registrados no mesmo período de 2023, resultado influenciado, principalmente, pelo efeito contábil não caixa de R\$ 634,7 milhões do *Impairment* explicado acima. Excluindo o efeito contábil não caixa do *write-off*, o EBITDA totalizaria resultado positivo de R\$ 117,5 milhões, crescimento de R\$ 1,4 milhão *versus* o 4T23.

Notas:

²⁹ O custo médio de estoque considera o custo da commodity e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas.

³⁰ O CVU médio dessa tabela reflete o CVU da geração, sendo definido pela razão entre as receitas variáveis contratuais e a geração líquida do período.

³¹ Para mais informações sobre as condições e premissas-chave relacionadas ao teste de recuperabilidade, vide a Nota Explicativa 17 de Imobilizado nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2024 da Eneva S.A.

► Geração Térmica a Óleo

Este segmento é composto pelas usinas a óleo combustível das empresas controladas Gera Maranhão e Tevisa, que possuíam CCEAR vigentes de venda de disponibilidade de energia até 31 de dezembro/24.

É importante destacar que os resultados apresentados a seguir referem-se às contabilizações pró rata realizadas após a aquisição dos ativos, sendo em 25 de outubro/24 de Viana e, em 11 de dezembro/24 referente à Gera Maranhão, após conclusão da aquisição de 100% deste ativo. Vale ressaltar que as contabilizações de resultados de Gera Maranhão entre 14 de novembro/24 e 10 de dezembro/24, período em que a Eneva S.A. detinha apenas 50% do capital social, foram contabilizados via equivalência patrimonial na Holding.

DRE – Térmicas a Óleo

(R\$ Milhões)	4T24	2024
Receita Operacional Bruta	54,3	54,3
Receita Fixa	46,5	46,5
Receita Variável	7,8	7,8
Contratual	7,0	7,0
Mercado de curto prazo	0,8	0,8
Lastro (FID)	-	-
Outros	0,8	0,8
Deduções sobre a Receita Bruta	(6,0)	(6,0)
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(0,5)	(0,5)
Receita Operacional Líquida	48,2	48,2
Custos Operacionais	(24,6)	(24,6)
Custo Fixo	(13,6)	(13,6)
Transmissão e encargos regulatórios	(5,0)	(5,0)
O&M	(8,6)	(8,6)
Custo Variável	(7,2)	(7,2)
Combustível	(6,9)	(6,9)
Lastro (FID)	-	-
Outros	(0,3)	(0,3)
Depreciação e Amortização	(3,1)	(3,1)
Despesas Operacionais	(8,2)	(8,2)
SG&A	(8,1)	(8,1)
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)
Outras Receitas/Despesas	0,1	0,1
Equivalência Patrimonial	-	-
EBITDA ICVM 527/12	18,7	18,7
Margem EBITDA (%)	38,8%	38,8%

O segmento de geração a óleo combustível contabilizou R\$ 54,3 milhões de receita operacional bruta no período compreendido, sendo: (i) R\$ 46,5 milhões referentes à receita fixa contratual dos ativos pelos contratos regulados, que vigoraram até dezembro/24; e (ii) R\$ 7,8 milhões de receita variável em função, sobretudo, do despacho regulatório da UTE Viana no 4T24.

Os custos fixos somaram R\$ 13,6 milhões, sendo: (i) R\$ 5,0 milhões referentes aos custos de TUST de ambas as usinas; e (ii) R\$ 8,5 milhões referentes aos custos de pessoal, materiais e serviços de terceiros para a operação e manutenção das usinas. Como resultado, a margem fixa do segmento totalizou R\$ 27,8 milhões no período.

Já os custos variáveis somaram R\$ 7,2 milhões, referentes aos custos de combustível.

As despesas administrativas, por sua vez, contabilizaram R\$ 8,1 milhões no período analisado, dos quais R\$ 7,0 milhões são referentes ao bônus por performance atrelado ao sucesso na operação de venda da Gera Maranhão, que, por sua vez, foi integralmente descontado do preço pago na aquisição dos ativos.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 18,7 milhões de EBITDA e margem EBITDA de 38,8%. Cabe aqui ressaltar, novamente, que os resultados contabilizados refletem o período após 25 de outubro/24 para Viana e após 11 de dezembro/24 para Gera Maranhão.

► 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.

A operação comercial do Complexo Futura teve início ao final de maio/23, passando por período de estabilização até o início do 4T23, finalizado em outubro/23.

DRE – Geração Solar

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	83,2	89,2	-6,8%	297,8	241,8	23,1%
Receita Fixa	74,8	85,9	-12,9%	278,3	225,9	23,2%
Receita Variável	8,4	3,4	151,3%	19,5	15,9	22,6%
Mercado de curto prazo	8,4	3,4	151,3%	19,5	15,9	22,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(5,6)	(6,6)	-15,7%	(19,5)	(19,5)	-0,1%
Receita Operacional Líquida	77,6	82,6	-6,0%	278,3	222,3	25,2%
Custos Operacionais	(101,7)	(53,4)	90,4%	(316,8)	(212,6)	49,0%
Custo Fixo	(23,1)	(22,7)	2,0%	(86,8)	(72,6)	19,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,8)	(10,5)	12,3%	(45,1)	(41,9)	7,6%
O&M	(11,3)	(12,2)	-6,9%	(41,6)	(30,6)	36,0%
Custo Variável	(50,0)	(4,2)	N/A	(118,5)	(69,0)	71,8%
Compra de Energia (Lastro FID)	(36,7)	(3,8)	874,4%	(80,8)	(37,2)	117,1%
Ressarcimento Encargos	(13,3)	(0,9)	1372,0%	(37,9)	(33,0)	15,0%
Outros	0,0	0,5	-98,1%	0,2	1,2	-80,4%
Depreciação e Amortização	(28,7)	(26,6)	7,8%	(111,5)	(71,1)	57,0%
Despesas Operacionais	(4,1)	(7,4)	-44,4%	(14,6)	(18,1)	-19,3%
SG&A	(4,0)	(7,2)	-44,9%	(14,2)	(17,6)	-19,6%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,2)	-20,3%	(0,5)	(0,5)	-7,1%
Outras Receitas/Despesas	(12,2)	(0,8)	N/A	(9,8)	(0,8)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(11,6)	47,8	N/A	49,1	62,4	-21,4%
Margem EBITDA (%)	-15,0%	57,8%	N/A	17,6%	28,1%	-0,4 p.p.

No 4T24, o segmento de geração solar contabilizou R\$ 77,6 milhões de receita operacional líquida, redução de 6,0% na comparação com o 4T23, refletindo, sobretudo, a menor receita fixa no período decorrente da renegociação com a White Martins dos preços de venda de energia ocorrida no 1T24, reduzindo o preço acordado a ser pago à SPEs Futura 1, 3 e 4, porém com contrapartida equivalente nas operações de compra de energia da Comercializadora. Dessa forma, apesar do impacto negativo nas receitas fixas do segmento de geração solar, a compensação nos preços de compra de energia com a Comercializadora torna o efeito nulo no EBITDA Consolidado.

Por outro lado, em novembro/24 iniciou-se o contrato bilateral, na modalidade de autoprodução, de venda de energia entre a SPE Futura 6 e a SicBras Carbetto de Silício do Brasil Ltda, no montante de cerca de 12 MW médios de energia contratada até 2039. Com a assinatura deste contrato, o Complexo Futura passou a ter todas as suas SPEs com energia contratada.

Na tabela abaixo são demonstrados o percentual médio contratado e o preço médio de venda de energia de todos os contratos firmados nas 6 SPEs do Complexo Futura, considerando tanto a renegociação mencionada acima quanto o novo contrato firmado com a Sicbras:

Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)

Complexo Solar Futura 1	2024 - 2030	2031+
% de Energia Contratada (MW médios ano)	89%	34%
Preço Médio (R\$/MWh)	185,8	188,1

Os custos fixos, por sua vez, totalizaram R\$ 23,1 milhões no 4T24, aumento marginal de 2,0% em comparação ao 4T23, explicado, principalmente, por maiores valores relacionados à TUST, reajustada em julho/24, efeito parcialmente compensado por menores custos de O&M na comparação entre períodos.

Já os custos variáveis no 4T24 somaram R\$ 50,0 milhões, crescimento de R\$ 45,8 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente os impactos dos maiores valores gastos com compra de energia, necessários para fazer frente à quantidade de energia vendida e não gerada, devido, principalmente, a:

- **Geração comprometida e não realizada**, sendo grande parte em função do desligamento forçado do transformador de potência da planta nos meses de novembro/24 (41,6 GWh) e dezembro/24 (48,1 GWh), que gerou indisponibilidade parcial da planta. A substituição do transformador ocorreu no final de dezembro/24, permitindo a retomada da operação plena do parque. Além disso, ao longo do 4T24 o parque foi impactado por *curtailments* do ONS, contabilizando geração frustrada de 48,9 GWh. Os cortes de geração no Complexo Futura no 4T24 foram sobretudo devido a: (i) o final do período sazonalmente associado à maior geração eólica brasileira, contribuindo para a sobreoferta de energia no subsistema Nordeste no início do 4T24; e (ii) restrições de intercâmbio entre o Nordeste e outros subsistemas no início do trimestre, com limites mais restritivos de escoamento nas linhas de transmissão desde o apagão de agosto/23, que vigoraram até 17 de outubro/24. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada foi de R\$ 22,9 milhões no 4T24, considerando todos os eventos do trimestre.
- **Efeitos de modulação** no preço médio de compra de energia, com impacto de R\$ 9,0 milhões, em decorrência da diferença dos preços estabelecidos nos contratos firmados com as contrapartes nas SPEs e os preços de energia horário praticados no mercado *spot*, que por sua vez, apresentaram patamares elevados ao longo do 4T24, sobretudo em outubro/24.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados**, ainda persistentes no início do 4T24 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 impacto desse efeito foi de R\$ 4,8 milhões no 4T24.

É importante destacar que o aumento nos preços de energia, com potencial de intensificar os efeitos acima, está diretamente ligado à maior demanda por despacho termelétrico. Isso ocorre tanto para substituir a matriz hidráulica em períodos de baixa hidrologia quanto para atender à demanda de ponta. Nesse contexto, a Companhia conta com um *hedge* natural em seu parque termelétrico, proporcionado pela diversificação de seu portfólio de ativos.

A Companhia também contabilizou R\$ 13,3 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 4T24, considerando as características da energia contratada, apresentando aumento de R\$ 12,4 milhões quando comparado ao 4T23. Esse crescimento se deve, também, aos efeitos detalhados acima.

Adicionalmente, no 4T24, na rubrica de "Outras Receitas/Despesas" foram contabilizadas despesas líquidas de R\$ 12,2 milhões. O valor foi resultante de dois efeitos, sendo:

- (i) contabilização de R\$ 15,9 milhões de despesas jurídicas referentes a *fees* de sucesso pela conclusão do procedimento arbitral com contraparte que era a antiga fornecedora de placas solares ao Complexo Solar Futura;
- (ii) recebimento de R\$ 4,0 milhões no 4T24 a título de reembolso de valores de seguros conforme apólices de riscos operacionais, com ressarcimento de lucro cessante associado a eventos ocorridos no processo de estabilização do parque ao longo de 2023.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 11,6 milhões no 4T24, frente aos R\$ 47,8 milhões no mesmo período de 2023.

► 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)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	385,1	238,5	61,4%	1.151,1	829,5	38,8%
Receita Fixa	72,9	72,9	0,0%	291,8	291,8	0,0%
Receita Variável	312,1	165,6	88,5%	859,3	537,8	59,8%
Contrato de Venda de Gás	270,5	144,1	87,7%	710,8	411,9	72,6%
Contrato de Arrendamento	29,7	12,9	129,6%	103,7	63,0	64,5%
Venda de Condensado	11,9	8,6	38,9%	44,8	62,8	-28,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(55,1)	(30,2)	82,8%	(156,6)	(109,7)	42,6%
Receita Operacional Líquida	330,0	208,4	58,3%	994,5	719,8	38,2%
Custos Operacionais	(122,8)	(72,0)	70,5%	(352,8)	(279,7)	26,1%
Custo Fixo	(42,1)	(21,5)	95,8%	(122,8)	(108,4)	13,3%
Custo O&M (OPEX)	(42,1)	(21,5)	95,8%	(122,8)	(108,4)	13,3%
Custo Variável	(38,3)	(22,7)	69,2%	(100,4)	(67,0)	49,9%
Participações Governamentais	(36,5)	(20,1)	82,1%	(91,0)	(56,2)	62,0%
Custo com Compressores	(1,8)	(2,6)	-30,9%	(9,4)	(10,8)	-13,1%
Depreciação e Amortização	(42,3)	(27,9)	52,0%	(129,6)	(104,4)	24,2%
Despesas Operacionais	(53,0)	(39,0)	35,9%	(151,8)	(151,5)	0,2%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(49,0)	(35,0)	39,7%	(130,3)	(130,1)	0,2%
Poços Secos	-	(17,5)	N/A	(23,2)	(29,4)	-21,1%
SG&A	1,1	(1,0)	N/A	(6,7)	(11,0)	-39,4%
Depreciação e Amortização	(5,1)	(3,0)	70,9%	(14,8)	(10,4)	42,2%
Outras Receitas/Despesas	4,8	(1,0)	N/A	4,8	(1,2)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	206,4	127,2	62,3%	639,1	402,2	58,9%
EBITDA excluindo poços secos ³²	206,4	144,6	42,7%	662,3	431,6	53,5%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	62,5%	69,4%	-6,9 p.p.	66,6%	60,0%	6,6 p.p.

No 4T24, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 330,0 milhões, apresentando um aumento de 58,3% frente ao montante do 4T23, justificado, sobretudo, pelo incremento de R\$ 126,4 milhões nas receitas de vendas de gás, tendo em vista o maior despacho das usinas a gás do Complexo Parnaíba. Adicionalmente, as receitas *intercompany* provenientes dos contratos de arrendamento variável das termelétricas do Complexo Parnaíba, que repassam margem variável para o *Upstream* (mas que são eliminadas no resultado consolidado), apresentaram aumento de R\$ 16,8 milhões, refletindo a maior geração nas UTEs Parnaíba I e III versus o 4T23.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 80,5 milhões no trimestre, um incremento de 82,1% em relação ao contabilizado no 4T23. Esse aumento é reflexo de alguns fatores que impactaram a rubrica de O&M, dentre eles: (i) reclassificação contábil dos gastos relativos à permissoria e manutenção, no valor de R\$ 7,0 milhões, anteriormente alocados na rubrica de SG&A; (ii) realizações de manutenções programadas no trimestre, gerando um impacto de aproximadamente R\$ 5,0 milhões no período; (iii) incremento no valor relativo aos seguros, de R\$ 1,5 milhão, dado o maior volume produzido no período e (iv) efeito retroativo relativo à reclassificação de determinados contratos para IFRS16 no 4T23, com impacto de cerca de R\$ 5,0 milhões, reduzindo o montante apresentado no 4T23. Adicionalmente, tendo em vista o cenário de maior produção de gás natural no Parnaíba para atendimento ao despacho das térmicas, os custos com Participações Governamentais (*royalties*) no período, apurados sobre o volume de gás produzido no trimestre, também aumentaram. Já os custos com compressores apresentaram ligeira redução em relação ao mesmo período no ano anterior, tendo em vista um descasamento temporal causado por um atraso na medição do prestador de serviço.

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.

Como resultado do maior despacho no Parnaíba, a margem variável cresceu de R\$ 122,0 milhões no 4T23 para R\$ 229,1 milhões no 4T24, impulsionada principalmente pelo aumento das receitas variáveis com venda de gás, que cresceram em proporção superior ao aumento dos custos variáveis. Por sua vez, a margem variável unitária, considerando a receita de venda de gás e arrendamento variável, atingiu R\$ 11,67/MMbtu no 4T24, apresentando crescimento de 13,9% na comparação entre os trimestres.

Já as despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, registraram aumento de R\$ 11,9 milhões no 4T24 em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo do crescimento dos dispêndios com Exploração, Geologia e Geofísica, tendo em vista o início da aquisição sísmica em andamento na Bacia do Paraná. Vale ressaltar que, no 4T24, as despesas com sísmica foram de R\$ 22,0 milhões, frente a menos de R\$ 1,0 milhão em despesas dessa natureza no 4T23, referentes aos valores residuais restantes contabilizados após o encerramento da campanha sísmica no Parnaíba no 3T23. Ainda no trimestre, não foram registradas despesas com baixas de poços secos, frente aos R\$ 17,5 milhões apurados no mesmo período de 2023.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 206,4 milhões no 4T24, aumentando R\$ 79,2 milhões em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o EBITDA ajustado para excluir o impacto de poços secos, apresentou aumento de R\$ 61,7 milhões no período.

Vale observar que a depreciação no segmento *Upstream* varia de acordo com as unidades produzidas, sendo assim, tendo em vista o aumento da produção unitária, o montante de depreciação reconhecido em resultado também aumentou.

► 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 e outros óleos combustíveis 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)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	40,5	-	N/A	46,6	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(4,7)	-	N/A	(6,1)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	35,8	-	N/A	40,5	-	N/A
Custos Operacionais	(26,0)	-	N/A	(33,0)	-	N/A
Depreciação e Amortização (Custos e Despesas)	(7,7)	-	N/A	(7,9)	-	N/A
Despesas Operacionais - SG&A	(1,4)	(0,4)	237,6%	(4,9)	(1,1)	350,0%
Outras Receitas/Despesas	(10,2)	-	N/A	(10,2)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(1,8)	(0,4)	356,9%	(7,7)	(1,1)	607,5%
Margem EBITDA (%)	-5,1%	0,0%	-5,1 p.p.	-19,1%	0,0%	-19,1 p.p.

O segmento de Comercialização de Gás Off-Grid apresentou receitas operacionais líquidas de R\$ 35,8 milhões, compostas tanto pelas receitas dos contratos firmados de venda de GNL em pequena escala (SSLNG) para clientes a partir da planta de liquefação do Complexo Parnaíba, como também pelas receitas dos serviços logísticos prestados pela GNL Brasil.

Em meados de dezembro/24, após o período necessário de testes e comissionamentos, ocorreu o início efetivo da operação comercial do primeiro trem da planta de liquefação, viabilizando assim a utilização da estrutura para a entrega do volume programado nos contratos de venda de gás firmados. Com a operação comercial do segundo trem da planta de liquefação em fevereiro/25, a Companhia conta agora com 100% de sua capacidade operacional. Adicionalmente, em janeiro/25, antes mesmo do comissionamento do segundo trem, a Companhia concluiu a contratação do volume total de 600 mil m³/dia da planta, após a assinatura do aditivo contratual com a Virtu GNL Ltda ("Virtu GNL"), cujo suprimento se inicia em março/25, e estabelece aumento gradual do volume contratado, iniciando em 10 mil m³/dia e alcançando 150 mil m³/dia no 4T26. A produção total do volume contratado ocorrerá conforme as demandas das contrapartes.

Adicionalmente, ao final de outubro/24, a GNL Brasil adquiriu os ativos do fornecedor que prestava serviços de transporte de GNL para a UTE Jaguatirica II, portanto, a partir de novembro/24, os serviços de transportes de GNL da Companhia passaram a ser majoritariamente realizados pela GNL Brasil.

Dessa forma, as receitas operacionais apresentadas no 4T24 são referentes a:

- Contratos de venda de GNL no 4T24 no total de R\$ 22,5 milhões, sendo referentes aos contratos firmados com a: (i) Companhia Pernambucana de Gás ("Copergás"), com entrega de até 40 mil m³/dia, cujo início do contrato ocorreu em agosto/24; (ii) Suzano Papel e Celulose S.A. ("Suzano"), com volume de até 160 mil m³/dia; e com a (iii) Vale S.A. ("Vale"), com compromisso de entrega de até 250 mil m³/dia, sendo que os contratos com a Vale e Suzano passaram a serem entregues apenas em dezembro/24. Vale destacar que os volumes demandados por essas contrapartes, assim como pela Virtu GNL, apresentarão um crescimento gradual até atingir o volume máximo contratado, e que todos os contratos contam com *take-or-pay* médios que variam entre 80% a 90% ao ano;
- Serviços logísticos prestados pela GNL Brasil, incluindo a receita de arrendamento fixo do transporte de GNL da UTE Jaguatirica II, que somaram R\$ 18,0 milhões no 4T24, os quais possuem contrapartida nos custos de transporte e despesas financeiras na UTE, e, portanto, são eliminadas na visão consolidada da Companhia.

Vale ressaltar que as receitas dos serviços de logística da GNL Brasil direcionadas ao atendimento dos contratos de venda de GNL com a Vale, Suzano e Copergás já estão eliminadas na visão desse segmento, uma vez que essas receitas da GNL Brasil possuem contrapartida nos custos da planta de liquefação.

Os custos operacionais, desconsiderando depreciação e amortização, dos segmentos somaram R\$ 26,0 milhões, sendo compostos, principalmente, por (i) compra de GNL de terceiros para cumprimento do volume contratado a ser entregue em outubro, novembro e dezembro/24 nas operações de SSLNG, anteriormente ao início da operação do primeiro trem de liquefação, totalizando cerca de R\$ 13,4 milhões; (ii) custos associados ao consumo de diesel somando cerca de R\$ 5,7 milhões referentes ao transporte da UTE Jaguatirica II e (iii) R\$ 4,0 milhões de custos com serviços de logística terceirizada em complemento a logística própria utilizada pontualmente no período de *ramp-up* das plantas de liquefação para atendimento de um dos contratos firmados no segmento de SSLNG.

A linha de Outras Receitas e Despesas totalizou R\$ 10,2 milhões, composta, principalmente, por despesas pontuais de R\$ 2,3 milhões relacionadas à operação de aquisição de ativos realizada pela GNL Brasil e encargos contratuais acordados no valor de R\$ 7,6 milhões referentes ao período em que a planta de liquefação do Complexo Parnaíba estava em comissionamento.

Considerando todos os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid*, incluindo os contratos firmados de venda de SSLNG e os serviços de logística da GNL Brasil, totalizou R\$ 1,8 milhão negativo, em função dos maiores custos associados ao período de *ramp-up* da planta de liquefação, assim como despesas pontuais referentes à aquisição de ativos concluída no 4T24 pela GNL Brasil.

► 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)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Líquida	2.331,8	761,8	206,1%	4.165,7	2.856,7	45,8%
Custos Operacionais	(1.889,1)	(748,8)	152,3%	(3.587,3)	(2.707,0)	32,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.887,5)	(747,7)	152,4%	(3.579,8)	(2.703,5)	32,4%
Outros	(1,6)	(1,0)	48,1%	(7,5)	(3,4)	119,6%
Receitas/(Custos) Líquidos Var. MtM	(492,7)	(6,5)	N/A	(468,7)	214,7	N/A
Despesas Operacionais	(12,3)	(13,6)	-9,5%	(50,6)	(57,6)	-12,2%
SG&A	(11,9)	(13,3)	-10,3%	(49,1)	(56,3)	-12,9%
Depreciação e Amortização	(0,4)	(0,3)	18,8%	(1,5)	(1,3)	16,5%
Outras Receitas/Despesas	(4,5)	2,6	N/A	(1,9)	2,0	N/A
Equivalência Patrimonial	-	0,0	N/A	-	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(66,4)	(4,2)	N/A	58,7	310,1	-81,1%
Margem EBITDA (%)	-2,8%	-0,5%	-2,3 p.p.	1,4%	10,9%	-9,4 p.p.

Neste trimestre, o resultado do segmento foi influenciado por operações de compra e venda de energia realizadas entre o 4T24 e o 1T25, como parte da gestão de capital de giro da Companhia. Basicamente o que ocorreu foi a antecipação do caixa de parte dos contratos futuros para o 4T24, com automática baixa parcial da Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM") contra o aumento da receita líquida. Para efeitos de EBITDA o impacto foi nulo, mas foram observadas grandes variações nas linhas individuais.

Importante ressaltar que o efeito das operações no 4T24 acima descritas será integralmente recomposto no saldo de MtM do 1T25, quando serão observados movimentos inversos entre as rubricas e, novamente, sem impacto no EBITDA.

Resultados Financeiros do Segmento

A receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 2.331,8 milhões no 4T24, aumento de 206,1% em relação aos R\$ 761,8 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, resultado principalmente do:

- maior volume total de energia comercializado entre os períodos, de 6.990 GWh no 4T23 para 9.969 GWh no 4T24;
- aumento da curva de preços de energia no início do trimestre, devido à hidrologia desfavorável, ao baixo armazenamento e à contínua tendência de aumento de carga no período.

Do volume total de 9.969 GWh comercializados no período, 2.204 GWh referem-se às operações estruturadas realizadas no trimestre, que geraram R\$ 726,0 milhões em receita operacional líquida. Excluindo os impactos dessas operações, a receita operacional líquida do trimestre seria de R\$ 1.605,8 milhões, representando aumento de 110,8% em relação ao 4T23, justificado pelos motivos indicados acima.

Os custos operacionais do segmento cresceram 152,3% em comparação com o 4T23, totalizando R\$ 1.889,1 milhões, refletindo o maior volume e preço da energia comercializada no trimestre. Do montante total dos custos, R\$ 181,4 milhões referem-se as operações temporais que impactaram o saldo e a variação do MtM no 4T24. Excluindo esse impacto, os custos operacionais totalizariam R\$ 1.707,7 milhões, aumento de 128,1% em relação ao 4T23.

No 4T24, a variação contábil do MtM dos contratos futuros de energia totalizou -R\$ 492,7 milhões, em comparação com -R\$ 6,5 milhões no 4T23. A variação do MtM no período, conforme mencionado anteriormente, foi principalmente resultado das operações estruturadas do trimestre, que impactaram em -R\$ 544,6 milhões o 4T24. Excluindo esse impacto, o MtM seria de R\$ 51,9 milhões no 4T24, resultado, entre outros fatores, de novas operações na carteira da comercializadora e da variação de preços que beneficiaram a linha no período.

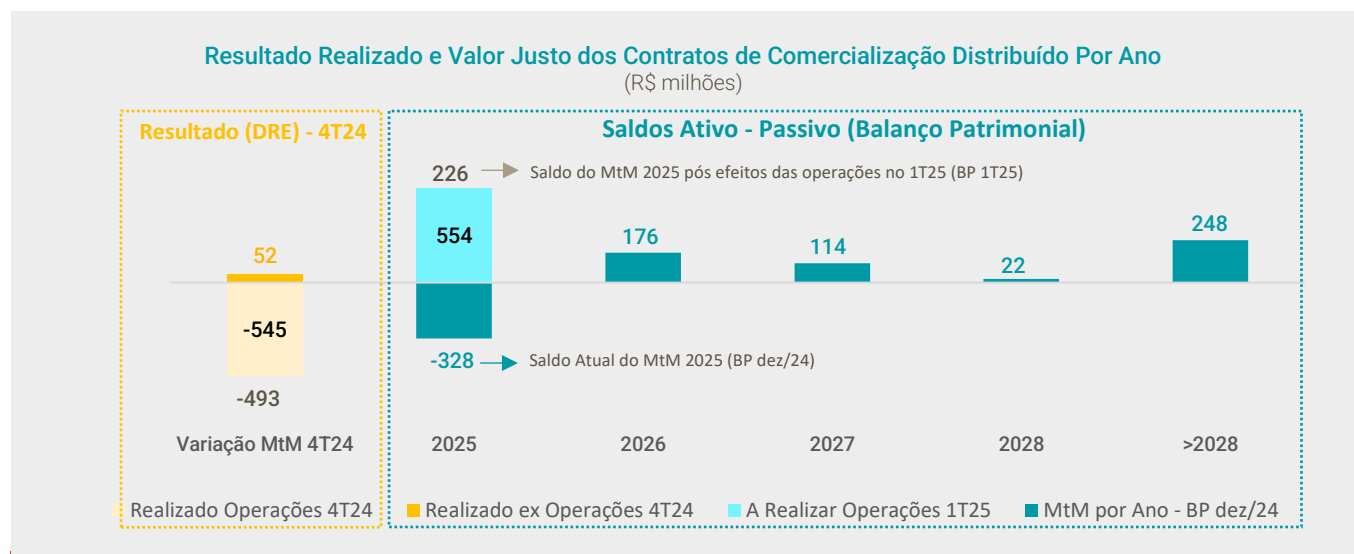
Vale ressaltar que o MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do período, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

As despesas operacionais reduziram 9,5% em comparação ao 4T23, totalizando R\$ 12,3 milhões no 4T24, em função, principalmente, da melhora de despesas administrativas no período.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou -R\$ 66,4 milhões no 4T24 com Margem EBITDA de -2,8%, redução em relação ao 4T23, principalmente devido à volatilidade na curva de preços de energia ao longo do 4T24.

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\$ 232,1 milhões³³, 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 4T24 pelas taxas de desconto correspondentes³⁴.

A margem realizada no trimestre (concretização do MtM) e a distribuição anual da posição de R\$ 232,1 milhões, conforme a maturidade de cada contrato, são apresentadas no gráfico abaixo onde também é possível observar o impacto temporal e pontual das operações realizadas entre o 4T24 e o 1T25, que apresentam efeito praticamente nulo entre as posições de MtM desses trimestres, uma vez que a redução da parcela referente a essas operações observada no MtM do 4T24, no valor total de R\$ 545 milhões, será revertida no 1T25. Para fins de esclarecimento, o valor justo dos contratos de comercialização de energia, desconsiderando esses efeitos, seria de R\$ 226,2 milhões em 2025 (comparado a -R\$ 327,9 milhões considerando as operações), totalizando R\$ 786,2 milhões de posição de MtM registrada no final do trimestre (comparado aos R\$ 232,1 milhões já mencionados).



Notas:

³³ O valor de R\$ 232,1 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para hedge de exposição cambial.

³⁴ 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 4T24, 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. e; (iii) durante o 2T24, as SPes Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia.

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.

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 desse trimestre a Companhia passou a apresentar ambos os segmentos isoladamente nas seções “Hub Sergipe” e “Comercialização de Gás *Off-Grid*”, respectivamente. Vale observar que, no 3T24 os segmentos de Comercialização de Gás *On-Grid* e Gás *Off-Grid* foram consolidados nesse segmento. Para promover melhor comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores referentes a esses segmentos foram retirados do segmento Holding e Outros e passam a constar em suas respectivas seções nesse documento.

DRE – Holding e Outros

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Líquida	(0,0)	0,2	N/A	(0,1)	3,2	N/A
Custos Operacionais	(0,2)	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(51,9)	(23,2)	123,8%	(241,0)	(212,3)	13,5%
SG&A	(33,2)	(49,6)	-33,1%	(162,0)	(174,5)	-7,1%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(18,7)	26,4	N/A	(79,0)	(37,8)	108,9%
Depreciação e Amortização	(127,4)	(62,1)	105,2%	(213,9)	(208,8)	2,5%
Outras Receitas/Despesas	(25,4)	(1,4)	N/A	(2,3)	(3,2)	-28,7%
Equivalência Patrimonial ³⁵	(793,7)	34,1	N/A	318,9	1.051,1	-69,7%
EBITDA ICVM 527/12	(871,2)	9,7	N/A	75,3	838,7	-91,0%
EBITDA ex-Equivalência ³⁵	(77,5)	(24,4)	218,2%	(243,6)	(212,4)	14,7%

As despesas do segmento de Holding e Outros, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 51,9 milhões no 4T24. O aumento de R\$ 28,7 milhões, na comparação com o mesmo período do ano anterior, é mais que integralmente justificado pelo aumento de R\$ 45,2 milhões na rubrica de “Incentivo de Longo Prazo (“ILPs””, que no 4T23 foi impactada positivamente em R\$ 48,0 milhões pela reversão de despesas relacionadas à revisão do cálculo e contabilização do *fair value* de determinados programas de ILP da Companhia entre 2021 e 2023.

Excluindo as despesas referentes aos ILPs, as despesas gerais e administrativas somaram R\$ 33,2 milhões, apresentando uma queda de R\$ 16,4 milhões em relação ao 4T23, explicada, principalmente, pela redução de R\$ 8,5 milhões nas provisões referentes ao pagamento de bônus/PLR na comparação com o mesmo período do ano anterior, além de um decréscimo de R\$ 6,7 milhões em despesas com serviços de terceiros, sobretudo associado a otimizações de despesas com consultorias e gerenciamento de projetos.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou R\$ 25,4 milhões negativos no 4T24, refletindo a combinação de fatores pontuais ocorridos no período, sendo os principais:

- Contabilização de R\$ 25,6 milhões de despesas jurídicas referentes ao Procedimento Arbitral pela Eneva, na qualidade de sucessora da Focus Energia, com a contraparte fornecedora anterior de placas solares ao Complexo Solar Futura. A conclusão do processo ocorreu ao final do 3T24, com os gastos jurídicos incorridos ao longo de todo o processo registrados contabilmente como despesas do 4T24. Os detalhes referentes aos procedimentos arbitrais foram abordados na seção do segmento de Geração Solar;

Notas:

³⁵ 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.

- Despesas com assessoria jurídica, consultorias, fees e outras despesas associadas tanto à conclusão do processo da Oferta de Distribuição Pública Primária de Ações, quanto à conclusão do processo de aquisição dos ativos de Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão ocorridas ao longo do 4T24;
- Reversões de provisões ocorridas no trimestre, com destaque para as relacionadas a processos trabalhistas parcialmente compensando as despesas comentadas acima.

Como resultado dos fatores explicados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia), foi de R\$ 77,5 milhões negativos.

Adicionalmente, a rubrica de depreciação e amortização no 4T24 foi impactada pela contabilização da amortização contábil do ágio e da mais valia referente à SPE Celse, no contexto de sua aquisição pela Companhia em 2022, sendo: (i) R\$ 37,8 milhões referentes à amortização do ágio, considerando R\$ 18,9 milhões relacionado à contabilização retroativa compreendendo o período entre final de junho/24 e setembro/24; e (ii) 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/24³⁶.

Vale também ressaltar que, na rubrica de Equivalência Patrimonial, foi registrado um valor total de R\$ 145,2 milhões a título de amortização de mais e menos valia, referente às SPEs na qual a Eneva possui investimento, que não estão consolidadas na Holding. Desse montante, R\$ 143,0 milhões referiram-se aos valores amortizados referentes aos saldos de mais e menos valia gerados no valor de R\$ 1.116,9 milhões, com a conclusão da aquisição das empresas Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão no 4T24, cujas amortizações se iniciaram a partir da conclusão da transação³⁷. Para mais informações a respeito da Combinação de Negócios e os efeitos gerados, vide Notas Explicativas 3 e 18 nas Demonstrações Financeiras referentes a 31 de dezembro de 2024 da Eneva S.A.

Notas:

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

³⁷ Conforme exposto na observação acima, como essas 4 empresas não estavam incorporadas na Holding até o final de dezembro/24, as amortizações de mais e menos valia são registradas na Holding a nível de Equivalência, sendo reclassificadas para a rubrica de Depreciação e Amortização a nível Consolidado, seguindo o disposto no CPC18. A partir do 1T25, com a incorporação de Linhares, Viana e Povoação na Holding, as amortizações referentes aos ativos das três empresas passarão a ser registrados automaticamente na rubrica de D&A da Holding.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro

(R\$ Milhões)

	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receitas Financeiras	205,2	348,3	-41,1%	507,3	610,8	-17,0%
Receitas de aplicações financeiras	101,8	98,6	3,2%	321,2	314,0	2,3%
Multas e juros recebidos	19,6	0,8	N/A	48,8	6,8	614,3%
Juros entre partes relacionadas	0,9	0,3	183,0%	8,0	0,8	933,8%
Efeitos Refinanciamento CELSE	-	237,6	N/A	-	237,6	N/A
Outros	82,8	11,0	653,3%	129,2	51,7	150,1%
Despesas Financeiras	(746,4)	(1.476,7)	-49,5%	(2.718,9)	(3.282,3)	-17,2%
Encargos de dívida ³⁸	(60,1)	(64,4)	-6,6%	(265,4)	(398,7)	-33,4%
Juros sobre debêntures	(246,8)	(365,6)	-32,5%	(1.200,2)	(1.266,0)	-5,2%
Variação monetária	(145,9)	(90,1)	61,9%	(462,6)	(288,7)	60,2%
Juros sobre arrendamento mercantil e outros ³⁹	(66,8)	(61,5)	8,7%	(255,8)	(241,7)	5,8%
Variação cambial líquida	18,5	7,3	153,9%	7,7	(68,0)	N/A
Comissões e corretagens financeiras	(6,0)	(40,1)	-85,1%	(70,1)	(81,7)	-14,2%
IOF/IOC	(4,8)	(16,3)	-70,4%	(15,7)	(33,2)	-52,9%
Juros a incorrer Antecipação Recebíveis	(126,3)	(27,3)	363,2%	(272,3)	(36,2)	651,2%
Efeitos Refinanciamento CELSE	-	(431,6)	N/A	-	(431,6)	N/A
Reclassificação Valor Justo Debêntures	-	(370,1)	N/A	-	(370,1)	N/A
Outros	(108,2)	(17,0)	536,6%	(184,5)	(66,4)	177,9%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento ³⁹	(402,2)	113,3	N/A	(925,9)	253,4	N/A
Variação da marcação a mercado de swaps	(410,8)	3,3	N/A	(424,1)	27,4	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(1.354,2)	(1.011,8)	33,8%	(3.561,7)	(2.390,8)	49,0%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa ⁴⁰	(541,2)	(564,3)	-4,1%	(2.211,6)	(2.107,4)	4,9%

No 4T24, o resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 1.354,2 milhões, uma redução de 33,8% frente aos -R\$ 1.011,8 milhões do 4T23. No entanto, é importante evidenciar que ambos os períodos contabilizaram efeitos não recorrentes específicos ou sem impacto caixa que dificultam a análise da performance financeira em base comparativa e a correlação do resultado financeiro líquido com o fluxo de caixa.

Notas:

³⁸ Inclui amortizações sobre os custos de transação.

³⁹ Conforme IFRS16/CPC 06.

⁴⁰ Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Receitas – Efeito Refinanciamento CELSE (não recorrente);

(ii) Despesas - Efeito Refinanciamento CELSE (não recorrente); (iii) Reclassificação Valor Justo Debêntures (não recorrente);

(iv) Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil (não caixa) e (v) Variação da marcação a mercado de swaps (não caixa).

Desses efeitos, os principais são:

- Registro de R\$ 402,2 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 significativa valorização da taxa de câmbio *spot* ao final do 4T24, resultando em um aumento no saldo remanescente do passivo contabilizado em moeda nacional ao final do período. Por outro lado, no 4T23, foi contabilizado impacto positivo de R\$ 113,3 milhões de variação cambial sobre o arrendamento do navio FSRU, como resultado da desvalorização do dólar frente ao real observada naquele período. A combinação desses dois fatores resultou em uma variação de -R\$ 515,5 milhões na comparação entre os trimestres;
- Contabilização de R\$ 410,8 milhões na rubrica de “Variação da marcação a mercado dos *swaps*”, efeito recorrente não-caixa, referente (i) 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\$ 264,4 milhões no resultado do 4T24. Com o aumento mais acelerado da curva DI neste trimestre, é necessário marcar o ajuste futuro do deságio embutido no desconto dos recebíveis da UTE. 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; e (ii) ao resultado da marcação a mercado das operações de compra de energia nas UTEs Linhares, Povoação e Viana, com impacto de R\$ 124,1 milhões no 4T24. Vale ressaltar que estas operações foram realizadas com o intuito de mitigar a exposição das receitas dos contratos do Procedimento Competitivo Simplificado das usinas, não sujeitas a marcação a mercado, a flutuações do PLD;
- Além disso, no 4T23, foram contabilizados os seguintes valores *one-off* referentes ao processo de refinanciamento da dívida da Celse, sendo: (i) despesas no total de R\$ 431,6 milhões, sendo R\$ 294,1 milhões relacionados à baixa integral dos custos de captação das dívidas anteriores e R\$ 137,5 milhões referentes aos fees pagos aos credores prévios para a liquidação antecipada da dívida; e (ii) receita de R\$ 237,6 milhões referente ao desconto financeiro obtido na recompra da 1ª Emissão de Debêntures da CELSE realizada no 4T23, a 94% do seu valor de face, sem impacto no fluxo de caixa; e
- No 4T23, foram ainda contabilizadas despesas *one-off* não caixa em um total de R\$ 370,1 milhões, relacionadas à reclassificação da contabilização do reconhecimento integral em resultado do valor justo das debêntures após liquidação antecipada dos *swaps* contratados para conversão da exposição de IPCA para CDI, sem impacto no fluxo de caixa.

Desconsiderando os efeitos elencados acima, o resultado financeiro negativo normalizado seria de -R\$ 541,2 milhões no 4T24, *versus* -R\$ 564,3 milhões no 4T23, melhoria de 4,1% na comparação entre os períodos. Ao longo do 4T24 ocorreram movimentos compensatórios entre as rubricas, sendo as principais detalhadas abaixo:

- Variação positiva consolidada de R\$ 67,3 milhões no 4T24 vs. 4T23, considerando a soma das variações das principais rubricas de atualização de dívida, “Encargos de Dívida”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, refletindo principalmente a liquidação antecipada de debêntures no âmbito do processo de *liability management* concluído no 3T24;
- Impacto negativo na comparação entre os períodos de R\$ 99,0 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 então o montante contabilizado nessa linha refletia apenas as antecipações realizadas em Itaqui e Pecém II.
- Também vale destacar a contabilização de R\$ 63,9 milhões na rubrica de “Receitas Financeiras – Outros”, com contrapartida de R\$ 66,1 milhões na rubrica de “Despesas Financeiras – Outros” decorrente das operações de *trading* de energia com recebimento antecipado constituída entre a UTE Viana I e os bancos ABC, Santander e Itaú. Essas operações foram estruturadas ao longo do 1S24.

Investimentos

CAPEX

(R\$ Milhões)

	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23	1T23	2024	2023
Geração a Carvão	27,0	5,8	3,7	3,9	13,2	6,2	5,0	3,7	40,4	28,1
Pecém II	11,5	4,0	0,9	(0,0)	7,0	1,0	1,8	(0,2)	16,4	9,7
Itaqui	15,5	1,8	2,8	3,9	6,2	5,2	3,2	3,9	24,0	18,4
Geração a Óleo ^a	1,9	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-
Geração a Gás	58,4	17,5	20,0	14,8	48,0	39,3	34,1	18,5	110,6	139,9
Parnaíba I ^b	29,8	1,8	9,0	(4,3)	18,0	5,9	6,2	(2,7)	36,2	27,4
Parnaíba II ^c	11,8	7,3	9,5	9,4	13,6	5,3	8,8	(4,5)	38,0	23,2
Parnaíba III ^c	1,9	-	0,5	(0,0)	4,0	0,1	0,0	2,0	2,4	6,2
Parnaíba IV ^c	0,1	-	0,2	0,1	0,2	2,6	0,4	(3,2)	0,3	0,1
Parnaíba V	11,6	8,3	0,8	9,7	8,7	15,9	17,1	26,6	30,4	68,3
UTE Fortaleza	1,4	0,1	0,0	(0,1)	3,4	9,5	1,5	0,4	1,5	14,8
UTES Gás Espírito Santo ^a	1,9	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-
Hub Sergipe	124,4	20,6	23,8	9,3	10,6	1,1	5,8	7,9	178,1	25,4
Parnaíba VI ^c	42,0	54,2	21,2	49,2	60,5	87,7	78,0	72,7	166,6	298,9
Azulão-Jaguatirica	38,1	21,6	12,0	26,3	16,1	17,7	26,7	24,0	98,0	84,5
Azulão 950	554,3	589,0	492,1	125,3	375,6	277,9	234,5	211,2	1.760,7	1.099,2
E&P	20,1	26,3	8,5	5,4	82,7	45,7	78,1	87,3	60,3	293,8
UTE	534,2	562,7	483,6	119,9	293,0	232,3	156,3	123,9	1.700,4	805,4
Futura 1	17,6	8,7	-	(3,3)	18,4	(5,0)	3,6	92,0	23,0	109,0
Upstream	141,7	162,4	89,1	88,3	96,0	130,2	179,0	44,5	481,6	449,7
Desenvolvimento	120,6	143,6	70,5	58,8	40,3	93,7	169,3	32,3	393,5	335,5
Exploração	21,2	18,8	18,6	29,5	55,8	36,5	9,7	12,2	88,1	114,2
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão	36,2	63,4	87,7	123,3	102,4	100,5	100,8	39,9	310,6	343,6
Holding e Outros	82,3	23,9	43,7	17,5	48,4	60,4	15,3	2,5	167,4	126,7
Total ^d	1.124,0	966,9	793,2	454,7	789,3	716,1	682,7	516,8	3.338,8	2.704,9

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

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

b - 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.

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

d - 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.

Os investimentos da Companhia no 4T24 somaram R\$ 1.124,0 milhões, sendo 68,9% do total direcionado aos projetos ainda em construção e ao desenvolvimento no *Upstream* no trimestre, conforme detalhado abaixo:

- **Azulão 950:** total de R\$ 554,3 milhões investidos no 4T24, sendo R\$ 258,0 milhões relativos aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e Linhas de Transmissão, com a montagem das torres de transmissão e dos demais equipamentos principais da Subestação, além da montagem dos módulos da caldeira. Adicionalmente, R\$ 83,0 milhões foram utilizados para fazer frente aos contratos da GE, referentes aos marcos de chegada da turbina a vapor, do gerador e do retorno do rotor ao site, bem como custos relacionados à logística e comissionamento. Ainda no período, R\$ 102,0 milhões se referem ao término da etapa de obras civis, à pagamentos de marcos contratuais específicos à fornecedores de equipamentos, ao aluguel de guindastes de *heavy lift* e serviços de engenharia especializada. Adicionalmente, um total de R\$ 45 milhões foram relacionados a obras de captação de água e adutora e cerca de R\$ 31 milhões relacionados a outros equipamentos, como planta de tratamento de água desmineralizada, GSU, e bombas e válvulas. Do montante remanescente, R\$ 20,1 milhões são relativos às atividades de E&P, principalmente, em função dos clusters e gasodutos.
- **UTE Parnaíba VI:** total de R\$ 42,0 milhões, dos quais R\$ 21,0 milhões foram referentes às atividades de construção e montagem eletromecânica e demais atividades de comissionamento. Ainda no trimestre foram concluídas etapas importantes de comissionamento e testes operacionais que antecedem o COD, abrangendo sistemas de geração, controle, condensação e lubrificação.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** montante total de R\$ 36,2 milhões, sendo R\$ 22,0 milhões destinados às atividades de construção e montagem, além de R\$ 13,0 milhões para pagamentos relativos aos serviços de comissionamento do fornecedor de tecnologia e para compra de materiais sobressalentes.
- **Upstream:** os investimentos relacionados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) somaram R\$ 141,7 milhões no 4T24. Deste total, R\$ 76,1 milhões são referentes ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, em função das obras para conexão do gasoduto do polo sul, cujo investimento total desde o início das obras já soma cerca de R\$ 380 milhões. Adicionalmente, R\$ 31,6 milhões foram destinados à mobilização sísmica no AM, para a campanha de 2025, e outros R\$ 25,5 milhões são relativos às equipes técnicas de engenharia.

No Hub Sergipe, por sua vez, foram investidos R\$ 124,4 milhões no período, dos quais R\$ 112,0 milhões se referem à troca do *riser*, o que incluiu, dentre diversas atividades e serviços, dispêndios com locação de embarcações e contratação de equipe de mergulhadores especializados. Do montante restante, R\$ 6,4 milhões são relativos à contratação de *Front End Engineering Design*, no âmbito do projeto de expansão do Hub Sergipe e R\$ 5,2 milhões foram destinados à instalação do compressor BOG *onshore*, visando mitigar as perdas de GNL e possibilitar a comercialização do BOG, tendo em vista a conexão do Hub à malha. O processo de instalação do compressor foi concluído no 4T24 e, no total, os investimentos relativos à atividade somaram R\$ 19,9 milhões.

O segmento de geração a gás, por sua vez, totalizou R\$ 58,4 milhões. Desse montante, R\$ 29,8 milhões foram investidos na UTE Parnaíba I, sendo R\$ 9,0 milhões para aquisição de sobressalentes e R\$ 6,0 milhões para atividades e obras de adequações e melhorias na UTG. Do valor remanescente, R\$ 6,0 milhões são referentes aos dispêndios relativos à parada de manutenção da UTG e aos pagamentos adicionais previstos contratualmente à GE atrelados ao atingimento de marcos específicos. Além disso, R\$ 11,8 milhões foram destinados à Parnaíba II, referentes, principalmente, ao pagamento à GE referente aos *milestones* contratuais atingidos no período e, ainda, R\$ 11,6 milhões, referentes à Parnaíba V para compra de materiais sobressalentes e implementação de melhorias na planta.

No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, o total investido foi de R\$ 38,1 milhões, dos quais R\$ 14,0 milhões se referem aos dispêndios relativos à manutenção de turbinas e sistemas de autogeração, incluindo o pagamento de *fees* e serviços especializados. Ainda no período, R\$ 12,0 milhões foram relativos à compra de materiais sobressalentes relativos à manutenção dos equipamentos de criogenia e outros materiais diversos e à certificação e substituição de alguns equipamentos para garantia de segurança operacional dos *cryoboxes*. Do montante restante, R\$ 4,0 milhões foram investidos na conclusão das obras de recuperação de taludes, bem como em obras voltadas à melhoria da infraestrutura operacional e de suporte.

Já o segmento de geração a carvão totalizou R\$ 27,0 milhões, dos quais R\$ 15,5 milhões são relativos à UTE Itaquí. Desse montante, R\$ 7,0 milhões foram destinados à compra de materiais diversos e sobressalentes e R\$ 2,8 milhões foram investidos em atividades de reparo e de modernização do sistema de bombas. Adicionalmente, foram investidos R\$ 11,5 milhões em Pecém II, sendo R\$ 4,0 milhões para compra de sobressalentes e R\$ 2,0 milhões para melhorias operacionais e modernização do ativo.

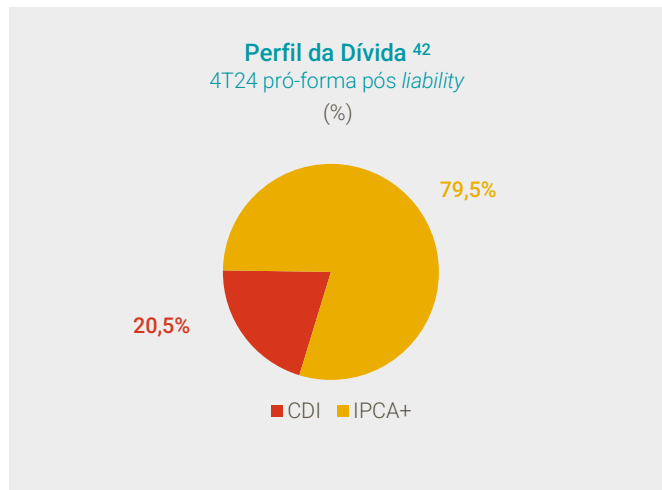
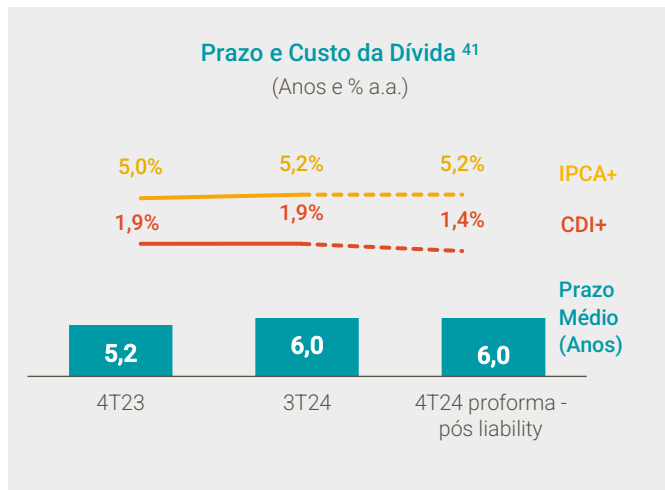
Os investimentos em Futura 1 totalizaram no período R\$ 17,6 milhões, destinados, principalmente, às atividades relativas a adequações à rede média de tensão e a demais obras civis. No período, houve, ainda, dispêndios relativos a reclassificações contábeis referentes a atividades de melhorias e adequações realizadas em trimestres anteriores.

Os valores investidos em Holding e Outros representaram 7,3% do total de investimentos do trimestre, dos quais R\$ 62,4 milhões foram destinados à GNL Brasil, referentes, principalmente, à aquisição dos ativos da Transpipeline.

Endividamento

► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 17.386 milhões no encerramento de dezembro/24, frente a R\$ 19.701 milhões em dezembro/23 e R\$ 17.427 milhões ao final de setembro/24. Vale ressaltar que, após o encerramento do 4T24, no início de janeiro/25, a Companhia concluiu a 13ª Emissão de Debêntures da Eneva S.A., encerrando um processo de *liability management* iniciado ao final de dezembro/24. Com isso, a análise dessa seção, referente ao endividamento de dezembro/24, já contemplará este efeito pró-forma ("4T24 pró-forma – pós *liability*"). A dívida bruta consolidada 4T24 pró-forma – pós *liability* totalizou R\$ 18.225 milhões.



O prazo médio de vencimento da dívida consolidada 4T24 pró-forma – pós *liability* era de cerca de 6,0 anos, estável em relação ao 3T24 e apresentando alongamento de prazo de 0,8 anos frente ao 4T23, com cerca de 80% de sua dívida consolidada com exposição a IPCA e 20% com exposição a CDI. As iniciativas concluídas no 1T25 também levaram à redução do custo da dívida indexada ao CDI, reduzindo o *spread* médio de 1,9% no 4T23 e 3T24 para 1,4% no 4T24. Vale, ainda, observar que os saldos de dívida apresentados no período já contemplam as dívidas dos ativos recentemente adquiridos, cujos processos foram concluídos antes do fechamento do trimestre.

► Movimentação da Dívida Bruta



Notas:

⁴¹ O Custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre, a exceção da visão pró-forma, cujo custo médio ponderado da dívida considera a data da conclusão do processo de *liability management*. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP.

⁴² O perfil em CDI considera Pré e EURIBOR+, equivalentes a 0,8% e 0,6%, respectivamente.

⁴³ 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 4T24 foram:

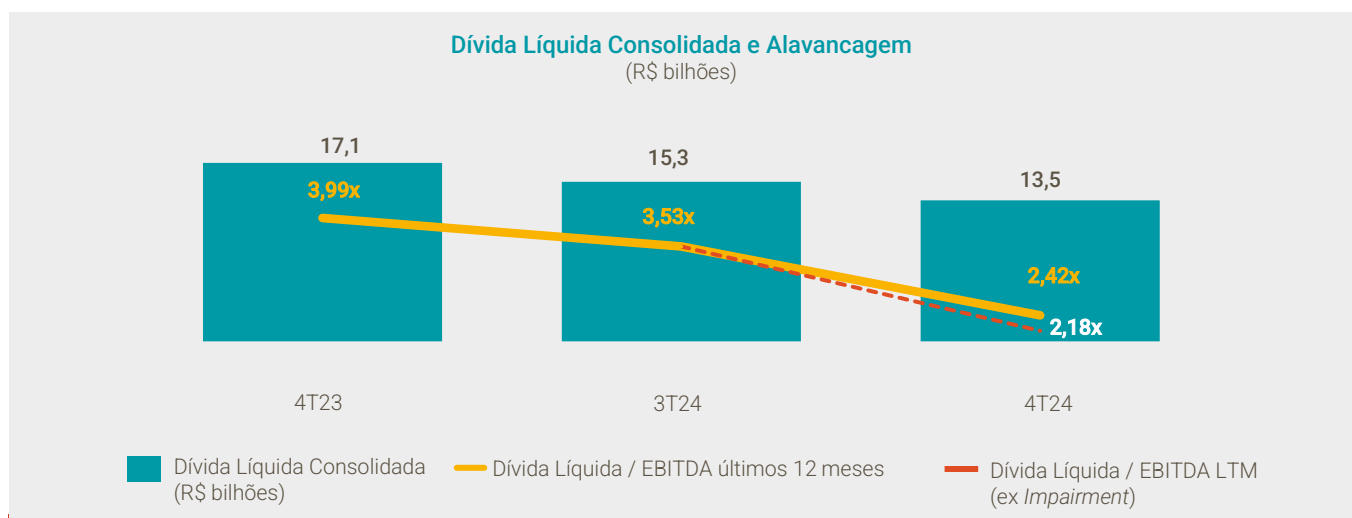
- Primeiro desembolso relativo ao Financiamento da UTE Azulão II, junto ao FDA, no valor de R\$ 500 milhões, no âmbito do contrato firmado em 28 de agosto/24. As condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,68% a.a. e prazo total de 18 anos, com 4 anos de carência de principal e juros;
- Captação de R\$ 100 milhões, em outubro/24, em função da 1ª Emissão de Debêntures da GNL Brasil, joint-venture de logística em que a Eneva possui 51% de participação, para reforço de caixa, garantindo a liquidez necessária para o repagamento do mútuo firmado anteriormente com a Eneva, além de possibilitar os investimentos na frente de Comercialização de gás natural *Off-Grid*;
- Entrada no balanço da dívida dos ativos adquiridos em R\$ 173 milhões, das empresas Linhares e Tevisa;
- Desembolso de R\$ 18,6 milhões, referente ao financiamento da Sonda de Perfuração. O financiamento conta com um prazo total de 10 anos e custo indexado ao EURIBOR + 0,80% ao ano. Até o momento, foram desembolsados cerca de 95% do total contratado;
- Pagamentos de principal, juros e depósitos vinculados, no montante de R\$ 1.380,5 milhões, referentes, principalmente, ao resgate parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva em R\$ 868,7 milhões, em dezembro/24, no âmbito do processo de *liability management* da Companhia, que também envolveu a captação de R\$ 838,1 milhões em janeiro/25; e
- Variação Monetária e Cambial, totalizando R\$ 186,0 milhões, referente aos contratos indexados ao IPCA e EURIBOR, respectivamente.

Como resultado dos efeitos destacados acima e considerando os efeitos pró-forma, a dívida bruta consolidada totalizava R\$ 18.225 milhões no final de dezembro/24.

► Dívida Líquida e Alavancagem

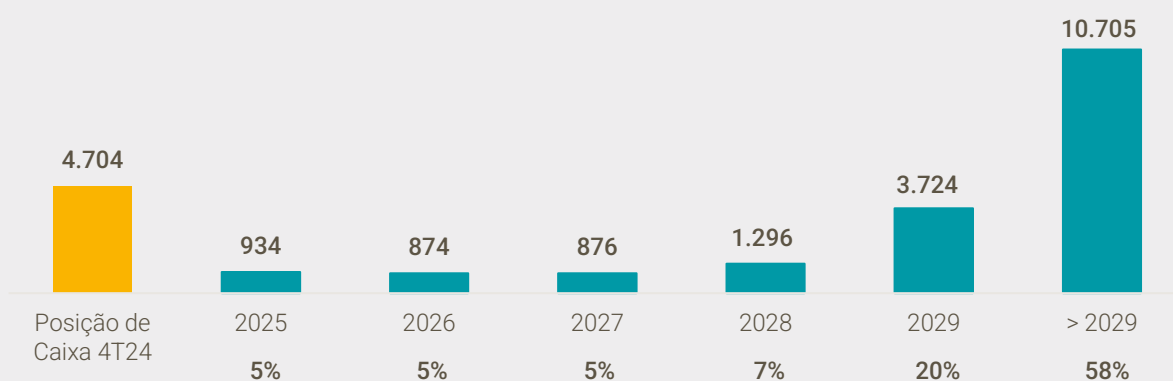
Ao final de dezembro/24 e considerando o valor captado com a 13ª Emissão em janeiro/25, o saldo de caixa 4T24 pró-forma – pós *liability* totalizou R\$ 4.704 milhões, crescimentos de R\$ 2.111 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 2.593 milhões em dezembro/23, e de R\$ 2.581 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em setembro/24, de R\$ 2.123 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 13.520 milhões ao final do 4T24, com a relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,42x. 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 do *Impairment* no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,18x.



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.

Cronograma de Vencimento da Dívida Ajustado (Principal) – Final de 2024 (pós-liability) ⁴⁴ (R\$ Milhões)



Mercado de Capitais

ENEV3

	4T24	3T24	4T23
Nº de ações - final período	1.932.591.767	1.584.697.571	1.584.572.378
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	10,53	13,97	13,61
Ações negociadas (Milhões) - média diária	8,5	8,8	8,9
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	97,6	107,1	89,8 ⁴⁵
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁴⁶	20.338	22.121	21.540
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁴⁷	33.871	37.442	38.674

Composição Acionária

O 4T24 foi marcado por duas operações de aumento de capital; (i) o *Follow-On*; e (ii) as operações de combinação de negócios e aquisição de sociedades ("operações de M&A").

► Follow-On

Em 10 de outubro/24, após a conclusão do procedimento de *bookbuilding*, o *Follow-On* foi precificado, tendo sido realizado o aumento de capital social no valor de R\$ 3.200.000.006,00. Na ocasião, foram emitidas 228.571.429 ações ordinárias, ao preço de R\$ 14,00 por ação. Como consequência, o capital social da Companhia passou de R\$ 13.263.745.287,34 para R\$ 16.463.745.293,34.

Vale ressaltar que o *Follow-On* também foi realizado no contexto da implementação das Operações de M&A anunciadas em julho/24 e concluídas em outubro/24 e dezembro/24, por meio das quais a Eneva se tornaria titular da totalidade das participações

Notas:

⁴⁴ O fluxo em questão considera o valor do principal da dívida líquido de custos de transação, depósitos vinculados e *accrual* de juros.

⁴⁵ No 4T23, 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*) e o volume financeiro médio do 3T24 está rerepresentado na tabela.

⁴⁶ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

⁴⁷ *Enterprise Value* equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

acionárias das empresas Tevisa, Povoação, Gera Maranhão e Linhares, sendo o *Follow-On* uma das condições precedentes para a conclusão das operações.

► **Aumento de Capital no âmbito do *Closing Parcial M&A***

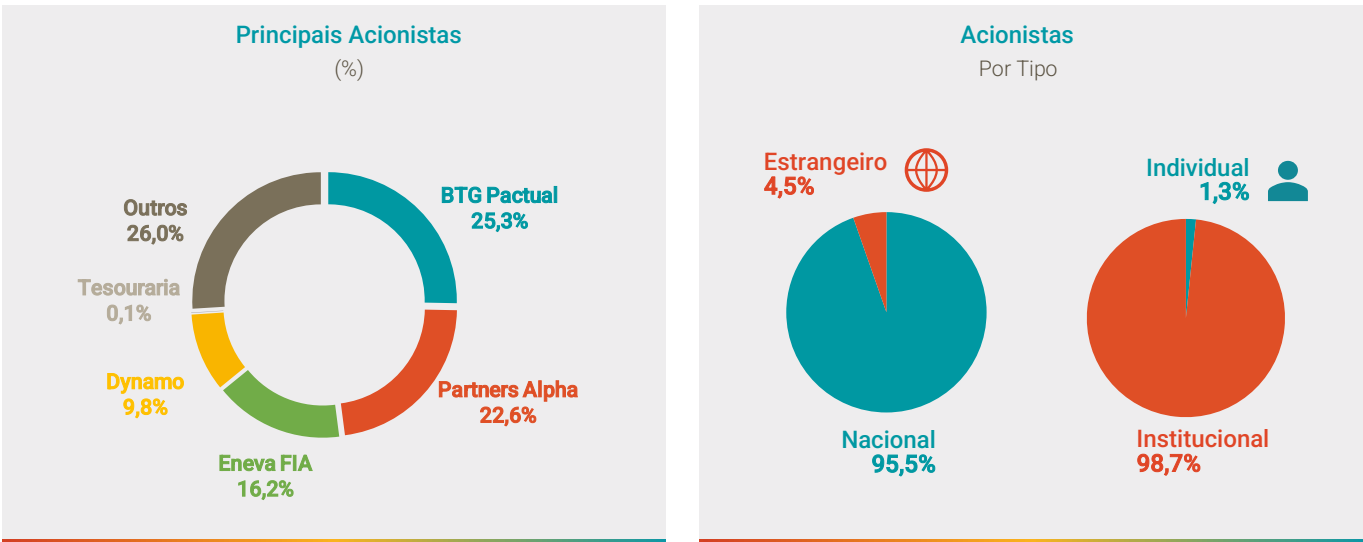
Em 25 de outubro/24, a Companhia concluiu parcialmente as operações de M&A ("*Closing Parcial do M&A*") com: (i) a aquisição de 100% das ações da Linhares e das debêntures da 2ª emissão da Linhares, com desembolso em caixa, no valor total de R\$ 855 milhões; e (ii) a cisão parcial da BTG Pactual Holding Participações S.A., com a incorporação de 100% das ações da Tevisa e da Povoação, que previa pagamento em ações. No âmbito do *Closing Parcial do M&A*, a Eneva concluiu um novo aumento de capital com a emissão de 119.322.767 novas ações ordinárias da Companhia, no valor de R\$ 1.670.518.740,34, em favor do Banco BTG Pactual S.A., para pagamento dos ativos Tevisa e Povoação.

Como resultado das operações de aumento de capital acima descritas, ao final de dezembro/24 o capital social da Companhia era de R\$ 18.134.264.033,68, dividido em 1.932.591.767 ações ordinárias, com 99,781% das ações em circulação.

A composição acionária está detalhada abaixo:

► **Perfil do Capital Social da Eneva**

Em 31 de dezembro de 2024



Evento Subsequente

Em 05 de janeiro/25, foi aprovado, pelo Conselho de Administração da Companhia, o programa de aquisição de ações de emissão própria ("Programa de Recompra"). O Programa de Recompra tem como objetivo maximizar a geração de valor para o acionista por meio de uma administração eficiente da alocação de capital, considerando o potencial de rentabilidade das ações da Companhia.

A quantidade máxima de ações a serem adquiridas foi definida em 50.000.000 de ações ordinárias, equivalentes, naquela data, a aproximadamente 2,587% das ações totais emitidas pela Companhia e a aproximadamente 2,593% do total de ações em circulação.

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 – 4T24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	HUB Sergipe	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmen- tos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmen- tos	Total
(R\$ Milhões)																
Receita Operacional Bruta	879,8	207,0	1.226,3	519,4	2.832,5	385,1	(459,8)	2.757,8	432,5	54,3	83,2	2.086,3	40,5	-	21,8	5.476,4
Deduções da Receita Bruta	(95,4)	(24,8)	(169,0)	(72,6)	(361,9)	(55,1)	88,8	(328,1)	(45,5)	(6,0)	(5,6)	(247,3)	(4,7)	(0,0)	43,5	(593,8)
Receita Operacional Líquida	784,4	182,1	1.057,3	446,9	2.470,6	330,0	(371,0)	2.429,6	387,0	48,2	77,6	1.839,1	35,8	(0,0)	65,3	4.882,6
Custos Operacionais	(531,6)	(112,0)	(815,2)	(101,3)	(1.560,1)	(122,8)	371,9	(1.311,0)	(315,3)	(24,6)	(101,7)	(1.889,1)	(33,7)	(0,2)	(78,2)	(3.753,7)
Depreciação e amortização	(52,6)	(37,0)	(98,3)	(6,8)	(194,8)	(42,3)	-	(237,1)	(56,9)	(3,1)	(28,7)	-	(7,7)	-	-	(333,4)
Despesas Operacionais ¹	(10,2)	(8,4)	(3,9)	(7,4)	(29,8)	(53,0)	2,5	(80,3)	(10,6)	(8,2)	(4,1)	(12,3)	(1,4)	(179,3)	(147,6)	(443,9)
SG&A ²	(10,0)	(8,4)	(3,9)	(3,0)	(25,2)	1,1	2,5	(21,7)	(10,3)	(8,1)	(4,0)	(11,9)	(1,4)	(51,9)	(2,5)	(111,8)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	(0,0)	(4,4)	(4,6)	(5,1)	-	(9,6)	(0,3)	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,0)	(127,4)	(145,2)	(283,1)
Outras receitas/despesas	(1,7)	(0,9)	(8,3)	(2,5)	(13,3)	4,8	(1,3)	(9,8)	(635,5)	0,1	(12,2)	(4,5)	(10,2)	(25,4)	0,5	(697,1)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(793,7)	797,1	3,4
EBITDA ICVM 527/12	293,8	97,8	328,2	347,0	1.066,8	206,4	2,1	1.275,3	(517,2)	18,7	(11,6)	(66,4)	(1,8)	(871,2)	782,2	607,9
EBITDA Ajustado (s/ Impairment) ³	293,8	97,8	328,2	347,0	1.066,8	206,4	2,1	1.275,3	117,5	18,7	(11,6)	(66,4)	(1,8)	(871,2)	782,2	1.242,7
Resultado Financeiro Líquido	(28,5)	(21,9)	(710,3)	(128,0)	(888,7)	(127,2)	3,1	(1.012,8)	(37,7)	1,8	(4,0)	1,5	(9,3)	(303,4)	9,7	(1.354,2)
EBT	212,4	39,0	(480,4)	207,7	(21,3)	31,7	5,2	15,6	(612,1)	17,3	(44,5)	(65,3)	(18,8)	(1.302,0)	646,9	(1.362,9)
Impostos Correntes	(27,8)	3,8	-	(56,5)	(80,6)	-	-	(80,6)	(0,6)	(3,3)	(4,8)	(0,1)	(2,1)	0,0	-	(91,6)
Impostos Diferidos	(4,1)	(6,5)	35,3	25,7	50,4	-	-	50,4	212,3	0,7	4,6	170,8	(3,0)	173,0	-	608,9
Resultado Líq. Período	180,4	36,3	(445,1)	176,9	(51,5)	31,7	5,2	(14,6)	(400,4)	14,8	(44,7)	105,3	(23,9)	(1.129,0)	646,9	(845,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117,0
Resultado Líq. Eneva	180,4	36,3	(445,1)	176,9	(51,5)	31,7	5,2	(14,6)	(400,4)	14,8	(44,7)	105,3	(23,9)	(1.129,0)	529,9	(962,6)

1- Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionados às atividades exploratórias do Upstream.
2 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.
3 - EBITDA Ajustado (S/ Impairment) se trata do EBITDA CVM, desconsiderando o efeito one-off de despesa contábil não caixa relacionada a Impairment.

DRE – 4T23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	HUB Sergipe	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmen- tos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmen- tos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	597,5	193,7	723,4	432,9	1.947,5	238,5	(218,0)	1.967,9	315,5	-	89,2	841,4	-	0,2	(173,4)	3.041,0
Deduções da Receita Bruta	(59,9)	(19,2)	(52,3)	(86,3)	(217,7)	(30,2)	44,0	(203,9)	(32,6)	-	(6,6)	(86,1)	-	-	16,0	(313,1)
Receita Operacional Líquida	537,5	174,5	671,2	346,6	1.729,8	208,4	(174,1)	1.764,1	282,9	-	82,6	755,3	-	0,2	(157,3)	2.727,9
Custos Operacionais	(377,5)	(120,8)	(428,7)	(192,7)	(1.119,6)	(72,0)	174,1	(1.017,6)	(204,1)	-	(53,4)	(748,8)	-	-	157,3	(1.866,6)
Depreciação e amortização	(39,7)	(42,5)	(103,8)	(4,3)	(190,2)	(27,9)	-	(218,1)	(50,6)	-	(26,6)	-	-	-	-	(295,2)
Despesas Operacionais ¹	(11,5)	(9,4)	(7,1)	(0,6)	(28,6)	(39,0)	4,2	(63,3)	(11,6)	-	(7,4)	(13,6)	-	(85,3)	(60,8)	(242,0)
SG&A ²	(11,2)	(9,4)	(7,1)	(0,6)	(28,4)	(1,0)	4,2	(25,1)	(11,6)	-	(7,2)	(13,3)	-	(23,2)	(4,8)	(85,2)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	0,1	-	(0,2)	(3,0)	-	(3,2)	(0,0)	-	(0,2)	(0,3)	-	(62,1)	(56,0)	(121,8)
Outras receitas/despesas	(0,9)	0,5	(1,1)	2,7	1,2	(1,0)	(0,2)	(0,0)	(1,7)	-	(0,8)	2,6	-	(1,4)	0,2	(0,9)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	-	34,1	(34,0)	0,1
EBITDA ICVM 527/12	187,7	87,2	338,0	160,3	773,3	127,2	4,0	904,5	116,1	-	47,8	(4,2)	-	9,7	(38,5)	1.035,8
EBITDA Ajustado (s/ Impairment) ³	187,7	87,2	338,0	160,3	773,3	127,2	4,0	904,5	116,1	-	47,8	(4,2)	-	9,7	(38,5)	1.035,8
Resultado Financeiro Líquido	(31,4)	(20,4)	(323,3)	(0,1)	(375,2)	(6,6)	0,0	(381,7)	(44,3)	-	(0,9)	1,7	-	(586,4)	(0,1)	(1.011,8)
EBT	116,3	24,4	(89,0)	155,9	207,6	89,8	4,1	301,4	21,2	-	20,1	(2,9)	-	(638,8)	(94,7)	(393,5)
Impostos Correntes	(14,6)	(0,5)	11,7	-	(3,5)	-	-	(3,5)	0,2	-	(5,5)	(1,5)	-	0,2	-	(10,0)
Impostos Diferidos	(6,8)	(5,2)	(14,9)	-	(26,8)	-	-	(26,8)	(1,8)	-	(2,1)	2,6	-	191,4	-	163,2
Resultado Líq. Período	94,9	18,7	(92,2)	155,9	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	-	12,5	(1,7)	-	(447,1)	(94,7)	(239,8)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,9
Resultado Líq. Eneva	94,9	18,7	(92,2)	155,9	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	-	12,5	(1,7)	-	(447,1)	(145,5)	(290,6)

Anexos - Tabelas DRE por Segmento (Continuação)

DRE – 12M24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	HUB Sergipe	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmen- tos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmen- tos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	3.213,7	788,3	2.860,7	519,5	7.382,1	1.151,1	(1.198,1)	7.335,1	1.331,6	54,3	297,8	4.157,3	46,6	-	(420,0)	12.802,6
Deduções da Receita Bruta	(460,0)	(83,1)	(324,3)	(72,5)	(939,9)	(156,6)	229,7	(866,7)	(138,5)	(6,0)	(19,5)	(460,4)	(6,1)	(0,1)	82,1	(1.415,1)
Receita Operacional Líquida	2.753,7	705,2	2.536,4	446,9	6.442,2	994,5	(968,4)	6.468,4	1.193,1	48,2	278,3	3.697,0	40,5	(0,1)	(337,9)	11.387,5
Custos Operacionais	(1.627,3)	(420,5)	(1.445,4)	(101,3)	(3.594,4)	(352,8)	969,3	(2.978,0)	(811,5)	(24,6)	(316,8)	(3.587,3)	(40,9)	(0,2)	325,2	(7.424,0)
Depreciação e amortização	(185,4)	(154,1)	(392,8)	(6,8)	(739,1)	(129,6)	-	(868,8)	(210,6)	(3,1)	(111,5)	-	(7,9)	-	0,2	(1.201,7)
Despesas Operacionais ¹	(38,8)	(28,9)	(15,0)	(20,3)	(103,0)	(151,8)	8,5	(246,3)	(42,4)	(8,2)	(14,6)	(50,6)	(5,1)	(455,0)	(246,1)	(1.068,3)
SG&A ²	(37,9)	(28,9)	(15,1)	(3,1)	(84,9)	(6,7)	8,5	(83,1)	(41,1)	(8,1)	(14,2)	(49,1)	(4,9)	(241,0)	(8,5)	(450,0)
Depreciação e amortização	(1,0)	(0,0)	0,1	(17,2)	(18,1)	(14,8)	-	(32,9)	(1,3)	(0,1)	(0,5)	(1,5)	(0,2)	(213,9)	(237,6)	(487,9)
Outras receitas/despesas	(5,4)	(1,5)	(7,4)	(11,2)	(25,6)	4,8	(1,0)	(21,7)	(634,2)	0,1	(9,8)	(1,9)	(10,2)	(2,3)	(0,0)	(680,1)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318,9	(312,1)	6,8
EBITDA ICVM 527/12	1.268,5	408,4	1.461,3	338,2	3.476,4	639,1	8,5	4.124,0	(83,1)	18,7	49,1	58,7	(7,7)	75,3	(333,4)	3.901,5
EBITDA Ajustado (s/ Impairment) ³	1.268,5	408,4	1.461,3	338,2	3.476,4	639,1	8,5	4.124,0	551,6	18,7	49,1	58.669	(7,72)	75,3	(333,4)	4.536,3
Resultado Financeiro Líquido	(137,2)	(74,4)	(1.647,6)	(123,4)	(1.982,6)	(158,9)	3,9	(2.137,5)	(153,6)	1,8	(27,4)	6.3213	(11,98)	(1.248,0)	8,8	(3.561,7)
EBT	945,0	179,9	(579,0)	190,7	736,6	335,8	12,4	1.084,9	(448,6)	17,3	(90,4)	63,4	(27,8)	(1.386,6)	(562,2)	(1.348,8)
Impostos Correntes	(110,5)	(11,5)	-	(56,5)	(178,5)	-	-	(178,5)	(8,1)	(3,3)	(16,2)	(21,1)	(2,1)	(8,5)	-	(237,9)
Impostos Diferidos	(39,1)	(14,8)	(43,0)	25,7	(71,2)	-	-	(71,2)	186,7	0,7	4,2	36,1	(0,9)	1.981,5	-	2.137,1
Resultado Líq. Período	795,3	153,6	(621,9)	159,9	486,8	335,8	12,4	835,1	(270,0)	14,8	(102,4)	78,5	(30,8)	586,4	(562,2)	549,5
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507,5	507,5
Resultado Líq. Eneva	795,3	153,6	(621,9)	159,9	486,8	335,8	12,4	835,1	(270,0)	14,8	(102,4)	78.4946	(30,8)	586,4	(1.069,7)	42,0
1- Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.																
2- No SG&A também estão contidas despesas com ILP.																
3- EBITDA Ajustado (S/ Impairment) se trata do EBITDA CVM, desconsiderando o efeito one-off de despesa contábil não caixa relacionada a Impairment.																

DRE – 12M23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	HUB Sergipe	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmen- tos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmen- tos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	2.337,0	728,4	2.240,9	1.755,1	7.061,4	829,5	(738,8)	7.152,1	1.084,4	-	241,8	3.396,4	-	0,5	(461,3)	11.414,0
Deduções da Receita Bruta	(314,7)	(137,8)	(201,7)	(362,8)	(1.017,0)	(109,7)	134,7	(992,1)	(112,0)	-	(19,5)	(325,1)	-	2,7	42,7	(1.403,3)
Receita Operacional Líquida	2.022,2	590,6	2.039,2	1.392,3	6.044,4	719,8	(604,1)	6.160,0	972,4	-	222,3	3.071,4	-	3,2	(418,6)	10.010,7
Custos Operacionais	(1.346,9)	(398,3)	(1.006,1)	(810,3)	(3.561,6)	(279,7)	604,1	(3.237,2)	(561,4)	-	(212,6)	(2.707,0)	-	-	418,6	(6.299,6)
Depreciação e amortização	(157,3)	(130,2)	(387,5)	(22,7)	(697,8)	(104,4)	-	(802,2)	(202,1)	-	(71,1)	-	-	-	-	(1.075,3)
Despesas Operacionais ¹	(37,6)	(30,2)	(28,4)	(2,2)	(98,4)	(151,5)	4,2	(245,7)	(41,5)	-	(18,1)	(57,6)	-	(421,1)	(317,5)	(1.101,5)
SG&A ²	(36,8)	(30,2)	(28,4)	(2,2)	(97,6)	(11,0)	4,2	(104,3)	(40,2)	-	(17,6)	(56,3)	-	(212,3)	(4,2)	(435,0)
Depreciação e amortização	(0,9)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,9)	(10,4)	-	(11,3)	(1,3)	-	(0,5)	(1,3)	-	(208,8)	(313,2)	(536,4)
Outras receitas/despesas	(1,5)	1,8	58,8	2,6	61,7	(1,2)	0,2	60,7	3,2	-	(0,8)	2,0	-	(3,2)	(0,2)	61,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	1.051,1	(1.050,0)	0,8
EBITDA ICVM 527/12	794,4	294,2	1.451,0	605,1	3.144,7	402,2	4,4	3.551,3	576,0	-	62,4	310,1	-	838,7	(1.054,4)	4.284,1
EBITDA Ajustado (s/ Impairment) ³	794,4	294,2	1.451,0	605,1	3.144,7	402,2	4,4	3.551,3	576,0	-	62,4	310,1	-	838,7	(1.054,4)	4.284,1
Resultado Financeiro Líquido	(182,1)	(89,1)	(790,6)	(0,5)	(1.062,3)	(29,4)	0,1	(1.091,6)	(165,9)	-	1,3	11,3	-	(1.145,3)	(0,7)	(2.390,8)
EBT	454,2	74,8	272,9	581,9	1.383,7	258,0	4,6	1.646,3	206,7	-	(7,8)	320,1	-	(515,4)	(1.368,3)	281,6
Impostos Correntes	(45,5)	(0,5)	-	(18,8)	(64,9)	-	-	(64,9)	(2,9)	-	(11,9)	(40,0)	-	(0,9)	-	(120,6)
Impostos Diferidos	(37,7)	(22,7)	(92,0)	(3,3)	(155,8)	-	-	(155,8)	(28,8)	-	(5,3)	(67,2)	-	399,5	0,1	142,4
Resultado Líq. Período	370,9	51,5	180,9	559,7	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	-	(25,0)	212,9	-	(116,8)	(1.368,2)	303,4
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85,7	85,7
Resultado Líq. Eneva	370,9	51,5	180,9	559,7	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	-	(25,0)	212,9	-	(116,8)	(1.453,9)	217,7
1- Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.																
2- No SG&A também estão contidas despesas com ILP.																
3- EBITDA Ajustado (S/ Impairment) se trata do EBITDA CVM, desconsiderando o efeito one-off de despesa contábil não caixa relacionada a Impairment.																



eneva

ENEVA S.A.

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

EARNINGS

RELEASE **4Q24**



4Q24 Earnings Conference Call

Friday, March 21st, 2025

10:00 a.m. (US EST)/11:00 a.m. (Brasília time)

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

Eneva discloses results for the fourth quarter of 2024

► All-time high Adjusted EBITDA of R\$1,242.7 million in 4Q24;

► COD of the 2nd train of the natural gas liquefaction plant in Parnaíba, with 100% of its nominal capacity contracted; and

► Closing of R\$3.2 billion Follow-On, at R\$14.00/share, and M&A involving the acquisition of BTG's thermal assets, contributing to the Company's deleverage to 2.4x at the end of 4Q24.

Rio de Janeiro, March 20th, 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 three-month period ended December 31st, 2024 (4Q24). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

4Q24 Highlights

- Closing of acquisition of BTG's thermal generation asset portfolio ("M&A"), adding 859 MW of operational installed capacity to the portfolio with regulated short- and long-term contracts;
- Closing of Public Offering for Primary Distribution of Shares ("Follow-On") in October 2024, by issuing 228,571,429 common shares, priced at R\$ 14.00/share, totaling R\$3,200.0 million;
- Dispatch across Eneva's operational thermal assets, including those acquired, primarily to meet the SIN and Roraima, also considering the dispatch of Porto de Sergipe I TPP, as generation commitment was met with asset's own energy generation and generation by replacement from the Parnaíba Complex;
- Record Consolidated EBITDA of R\$1,242.7 million in 4Q24, up 20.0% over 4Q23, primarily reflecting increased dispatch of Eneva's plants and the recording of *pro rata* results from the thermal assets acquired in 4Q24;
- Company's leverage decline by 1.11x to 2.42x at the end of 4Q24 versus 3T24, after Follow-On and M&A, with lower consolidated net debt and the recording of EBITDA from the acquired assets. Considering Adjusted EBITDA ex-impairment effect, leverage would fall to 2.18x;
- Upgrade by credit rating agency Fitch Ratings of Eneva's national long-term corporate rating to 'AAA(bra)' with a 'Stable Outlook';
- Successful replacement of the riser connecting the Floating Storage and Regaseification Unit ("FSRU") to the Sergipe Hub by late December 2024, resuming natural gas operations from the FSRU to the Porto de Sergipe I TPP and the natural gas transportation grid;
- Design of alternative solution for dispatching and carrying out operations that enabled the fulfillment of contractual obligations at the Sergipe Hub, including the plant's early dispatch and the fulfillment of gas trading contracts previously signed by the Gas Trading Desk, with a total net effect of only negative R\$0.8 million on EBITDA;
- Subsequent events in 4Q24 include:
 - (i) Approval, on January 5th, 2025, of Eneva's Share Buyback Program with a maximum quantity of up to 50 million shares, representing 2.6% of the total free float on that date;
 - (ii) Closing on January 25th, 2025 of the merger of subsidiaries Linhares, Viana and Povoação into Eneva S.A., aiming at streamlining Eneva group's ownership structure, besides reducing operating and administrative costs and gaining additional synergies;
 - (iii) Consolidation of the natural gas and LNG off-grid trading model by contracting 100% of the nominal capacity of the Parnaíba's natural gas liquefaction plant after a contractual amendment signed in January 2025 and with the COD of the plant's second train in February 2025, raising the aggregate liquefaction capacity to 600,000m³/day;
 - (iv) Disclosure, during 1Q25, of the Systematic Ordinance, Public Consultation Notice and other documents related to the 2025 Capacity Reserve Auction ("LRCAP 2025") aiming at contracting electricity. The LRCAP 2025, scheduled to take place on June 27th, 2025, and that will rely on 10 products for new and current thermal and hydroelectric assets with new generating units, with distinguished deliveries per product between 2025 and 2030, closed the deadlines for registering projects in February 2025;
 - (v) COD of Parnaíba VI TPP on March 1st, 2025, with a 25-year CCEAR in force as of January 1st, 2025.

Main indicators

(R\$ million)	4Q24	4Q23	Var. %	2024	2023	Var. %
Net Operating Revenues	4,882.6	2,727.9	79.0%	11,387.5	10,090.9	12.8%
Adjusted EBITDA¹	1,242.7	1,035.8	20.0%	4,536.3	4,284.1	5.9%
EBITDA Margin (%)	25.5%	38.0%	-12.5 p.p.	39.8%	42.5%	-2.6 p.p.
Eneva Net Income ²	(962.6)	(290.6)	231.2%	42.0	217.7	-80.7%
Investments (Accrual basis)	1,124.0	789.3	42.4%	3,338.8	2,704.9	23.4%
Operating Cash Flow	1,139.9	932.5	22.2%	4,476.8	3,104.1	44.2%
Net Debt (R\$ Billion)	13,520.4	17,108.1	-21.0%	13,520.4	17,108.1	-21.0%
Net Debt/EBITDA LTM³	2.42x	3.99x	-1.57x	2.42x	3.99x	-1.57 x

Notes:

¹ Adjusted EBITDA excludes the non-cash accounting effect of the impairment recognized in 4Q24 on coal-fired assets.

² Net income deducting minority interest in subsidiaries.

³ Calculated considering YTD EBITDA according to ICVM 527/12 guidelines of the last 12 months and, in 4Q24 and 2024, considers the LTM EBITDA of assets acquired in 4Q24, including pre-acquisition, according to covenants approved by the Company's creditors at Debenture Holders Meetings held in 2022.

Message from Management

Dear Shareholders,

In the past few years, Eneva strived to enforce an aggressive CAPEX program to meet the obligations from the successful outcome of the 2021 and 2022 energy auctions and the contracts won to supply LNG out of the Parnaíba Complex. Although it's been challenging to concomitantly implement several capital projects and massive CAPEX disbursements, we managed to step up the Company's competencies, regulate costs, and boost operational efficiency, while sustaining a deleverage trend.

In 2024, we progressed in fast steps and on various fronts, paving the way for our next growth cycle. We commissioned two large capital projects: Parnaíba VI and the gas liquefaction plant in Parnaíba, besides finishing the 120 km gas pipeline connecting Gavião Mateiro and Gavião Belo fields to the gas treatment plant in the Parnaíba Complex. Concurrently, we made progress in implementing the Azulão 950 project, which remains on schedule. Also in 2024, we achieved our best health and safety performance for the past 10 years, reducing accident rates by more than 50% over 2023.

On the financial and M&A front, we took a bigger step forward by acquiring an 859 MW thermal portfolio and conducting a Follow-On. We tapped operational and financial synergies that created value for our shareholders, while making room in our balance sheet for a new investment cycle. This transaction also helped simplify the Company's governance with a new shareholder base distribution.

During 2024, we were also immersed in understanding Brazil's energy needs, involving whether the electricity matrix or the use of natural gas or small-scale LNG, and ended up developing several expansion projects that make the most of Eneva's core competencies. These projects are exceptionally competitive, have high monetization capacity in the near future, and bring substantial value creation potential for the Company, its shareholders and society.

Eneva embarks on 2025 stronger and more efficient than ever, with a healthy balance sheet, a larger and more flexible operational portfolio, enhanced capacity to execute capital projects, and within a needy market for the solutions we regularly offer to Brazilian society. In this letter, I want to share our thoughts on the Brazilian energy market and how we are positioning our Company to ultimately win upcoming opportunities, while also contributing to Brazil's sustainable development.

► Brazilian Energy Market and Opportunities Developed by Eneva

Broadly speaking, a country's energy matrix is made up of all those sources required to endure economic activity and social development, including sources of electricity generation and fuels used in industry, agribusiness, and transportation.

In the realm of global climate change discussions, countries are seeking to expand the electrification of energy matrices, mostly with sources having the lowest greenhouse gas emissions, as well as feasible technical and financial attributes.

In this respect, Brazil differs from other countries in that it already has one of the world's most sustainable energy generation matrices, where between 85% and 90% of its energy comes from renewable sources. This achievement can be attributed to the country's vast hydroelectric potential and high-capacity factors for wind and solar generation, but also largely to the heavy incentives directed to the expansion of wind parks, solar panel farms and distributed generation. Yet, the accelerated growth of intermittent generation sources unaccompanied by proper planning, along with the well-known seasonality of the energy stored in Brazil's hydroelectric reservoirs, has been causing instability in the National Interconnected System ("SIN"), particularly during periods of disconnect between demand and generation, which occur at the end of the day, when solar generation nears zero and consumption experiences a considerable uptick.

Brazil is not alone in facing this challenge, as it also affects other regions worldwide that rely significantly on intermittent and non-dispatchable sources. In other words, too much energy is being produced when it is not needed, in the middle of the day, and of the system lacks responsive during load peaks, in the evening and early at night. This problem is worsened in Brazil because load peaks have been heightening and the average energy stored in hydroelectric reservoirs has been depleting. Up to a few years ago, intermittency could still be compensated by hydroelectric power plants, by means of the energy stored in reservoirs, with thermal plants serving as backup to be activated in low rainfall periods.

More recently, with the exhaustion of the potential of the country's major river basins and more severe rainfall and drought seasons, the daily operation of the SIN has shown that hydroelectric power plants alone fail to mitigate the daily decoupling between load and generation. This requires flexible thermal dispatch at peak hours of the day, with plants that can be switched on and off daily. So, the matter no longer concerns the need to expand thermal facilities to face this challenge. This is already an unvarnished reality, and the system operator has already been using flexible thermal plants for this purpose at certain times. For environmental reasons, natural gas, the least polluting and most abundant of fossil fuels, emerges as the best solution for this purpose.

This issue, and the related opportunity now materialized in the 2025 Capacity Reserve Auction (LRCAP-2025), are way familiar to Eneva. To address them, we have devoted resources to deploy projects in tandem with the country's needs, positioning Eneva as the best player by far to tap this opportunity. In addition to enhancing the system's reliability, expanding the flexible thermal complex will also enable future progress of renewable energy projects. Different energy sources are complementary and will coexist for many years to come, with renewables meeting the demand for clean energy and dispatchable natural gas thermal plants ensuring supply.

On another front, Brazil must undertake extensive efforts ahead to overhaul its energy matrix and lower emissions from energy sources like diesel and fuel oil, especially when it comes to heavy transportation and industrial processes. In 2023, Brazil consumed 64.6 billion liters of diesel, nearly 25% of which was imported. These fuels are among the strongest emitters of greenhouse gases and pollutants harmful to human's health and to the environment, such as Nox, Sox and particulates. By introducing natural gas into these processes, it is possible to achieve considerable reductions in CO2 emissions and almost eliminate other pollutants, until 100% renewable solutions are available.. Natural gas can also be blended with biomethane as it becomes financially viable in the market, further decreasing net emissions from processes that were initially converted to natural gas.

In the natural gas market, Eneva is at the forefront of liquefied natural gas (LNG) offerings in regions of Brazil that are not served by gas pipelines. The gas liquefaction plant in Silves, pertaining to the state of Amazonas, and the one in Parnaíba, in the state of Maranhão, produce LNG that is carried by LNG-fired trucks to consumption units in industries, electricity and other applications that previously used diesel or fuel oil. More recently, in the last quarter of 2024, Eneva signed a contract to supply natural gas to a partner company that will offer transportation services for agribusiness products in the MATOPIBA* - Itaquí Port route, solely using natural gas-fired trucks, thereby lowering CO2 emissions by at least 20% on this route and inaugurating Brazil's first blue transportation corridor. The solution to monetize the reserves in Parnaíba, which has been thoroughly and exclusively mapped by Eneva, kicked off operations by late 2024 and has already driven the attention of other companies willing to decarbonize and mitigate the environmental impact of their businesses in the North and Northeast regions of the country.

Eneva also makes significant contributions to the country's energy security and emission reduction on a third front: the development of LNG import terminals connected to the gas pipeline network, which serves part of the country's Northeast, Southeast and South regions. These terminals are used to supply adjacent thermal plants or other users connected to the gas pipeline grid. This infrastructure plays a key role in ensuring flexible natural gas supply for intermittent dispatch in a market where natural gas generation is linked to oil production and cannot be interrupted or restarted as demanded by the utilities industry.

To penetrate this market, in 2022 Eneva acquired the Porto de Sergipe I thermal plant and the attached LNG regasification terminal ("Sergipe Hub"), with a focus on increasing these assets' capacity. To this end, we finished the connection of the terminal to the gas pipeline grid and, capitalizing on the opening of the Brazilian gas market, we started offering firm gas contracts and flexible gas options to clients on-grid. The connection also allows gas withdrawal for consumption at the complex's thermal plants, enabling the sale of gas withdrawal solutions to users that are occasionally unable to consume the firm quantities contracted with associate gas producers.

To leverage the Hub's full capabilities, we inaugurated our gas trading desk, which handles the origination and sale of the product and is seeing way more activity and market dynamics than originally anticipated. One of the most competitive solutions for the New Natural Gas Thermal Power product under the LRCAP-2025 is the expansion of the Sergipe Hub's thermal complex, which will make use of current infrastructure and the terminal's idle regasification capacity. Accordingly, the Sergipe Hub already stands out as one of the most relevant assets for SIN's security and reliability, and for promoting and enhancing the use of natural gas, the energy transition fuel.

In 2024, Eneva made substantial and accelerated progress in its strategy, materializing several opportunities we had discussed with our investors in the past. By year-end, some of the opportunities came true and became part of future expansion plans, creating new avenues for capital allocation with yields above the sector's average. Therefore, I'm delighted to briefly share with you our progress in each of the six cornerstones of our strategy:

1. Consolidate our expansion in the state of Amazonas and execute the Azulão 950 project:

We have significantly evolved in implementing the project, with the arrival of all major equipment and the assembly kick-off of turbines, boiler, generators, transformers, and substation. All gas pipelines pertaining to the first phase of the Azulão reserve development have been completed. The towers for the 13-km transmission line were also finished and the electrical cables have been laid. The commissioning of the gas treatment unit will take place in the fourth quarter 2025, and all Azulão I's ancillary systems will be completed, with the start-up of the gas turbine in the first quarter of 2026. In E&P, we completed the reprocessing of all available seismic data and incorporated the results of the wells drilled in 2023 into the basin's geological model. We also started the arrangements for the acquisition of 3D seismic data in the Tambaqui accumulation area and 2D lines in exploratory prospects nearby Azulão. Once the data is processed and interpreted, we plan to resume the drilling of exploration, delineation, and development wells in the second half of 2026. The Japiim concession contract was signed, and we plan to run a long-duration test next year to assess the accumulation potential.

2. Expand reserves in Parnaíba and extend the assets' life cycle:

We concluded the installation of the gas pipeline connecting the Gavião Belo (GVBL) and Gavião Mateiro (GVM) fields to the gas treatment unit of the Parnaíba Complex. All services required to resume the drilling campaign in the Parnaíba Basin were contracted, and the first well was drilled in February this year. The rig acquired by Eneva will be commissioned and will start permanent operations in May 2025. Eneva's current reserves already exceed the required amount to qualify for the re-contracting of Parnaíba I and III in the LRCAP-2025 and for future expansion of our small-scale LNG liquefaction and distribution capacity. We also successfully concluded and started the commercial operation of Parnaíba VI and the first two gas liquefaction trains. GNL Brasil, a joint venture that carries liquefied gas by road, is fully operational, servicing Vale, Suzano and Copergás, and will soon start deliveries to Virtu LNG's supply centers. Later this year, we will begin the construction work to build the GVM and GVBL production facilities, which should deliver the first gas in 2026 and 2027, respectively.

3. Develop a portfolio of gas hubs connected to the grid:

The Sergipe Hub's connection to the transportation gas pipeline network was finished and the contracts signed by the gas trading desk came into force in 2024. In 2025, we plan to occupy all the Hub's operational capacity by expanding the thermal generation complex next to the terminal and by tapping new contracts to serve clients on-grid. Given the need to increase dispatchable thermal generation in upcoming years and the changing dynamics of the natural gas market in Brazil, Eneva has been devising projects to build a second gas hub when the Sergipe Hub reaches full capacity. Besides terminals, we seek to tap additional gas reserves that might also be connected to the transportation gas pipelines, bolstering our operations on the grid. To this end, we resumed seismic data gathering in the Paraná basin, which will be completed in the third quarter of 2025. After processing and interpreting the data, we plan to drill the first exploratory wells in 2027.

4. Expand small-scale LNG businesses and gas solutions off-grid:

As the first two gas liquefaction trains at the Parnaíba Complex are fully operational and the asset's full capacity is contracted, we now plan to resume the plant's capacity expansion project. The Company's commercial department has already been approached by other potential customers looking for solutions to lessen the emissions from their operations. The option to monetize the Parnaíba reserves by selling small-scale LNG raises the opportunity cost of gas reserves, increasing the value of the Maranhão gas fields. This business model will be developed in phases, with CAPEX deployed over time, as new customers join the solution proposed by Eneva. Since the Company is uniquely positioned in regions lacking gas pipelines, with operational assets, onshore natural gas reserves and exceptional competencies, this is an almost-exclusive and high-potential market for Eneva to expand its activities.

5. Seize opportunities in new energies supported by the Trading Company and develop low-carbon technologies:

Considering Eneva's substantial role in the reliability of the Brazilian electricity system, we thoroughly monitor the development of technologies that might offer the same attribute that gas-fired thermal plants provide to the SIN. Renewable energy storage in batteries is one of the technologies attracting most of the world's research and development resources. In 2024, the Ministry of Mines and Energy put out a public call for consultation for an auction to contract battery reserve capacity. This technology is unable to meet the SIN's power needs, which are way higher than what can be economically achieved with batteries. Even so, this technology could use surplus energy from renewable sources and send it back to the system during load peaks. We are enhancing our knowledge and assessing the possibility of taking part in this auction. On another front, we remain invested in understanding CO2 capture, utilization, and storage (CCUS) technologies, capitalizing on Eneva's existing competencies. Our expertise when it comes to the subsoil in different onshore sedimentary basins, gas compressing and processing, as well as drilling and operation of gas wells used for injection, places us in a suitable position to develop these projects. Lastly, another technology of strategic interest is the production of biogas and biomethane, which can be added to natural gas and further reduce the carbon footprint of clients using the solutions proposed by Eneva.

6. Optimize capital structure and build an agile organization suited to the challenges:

We strengthened our balance sheet with the conclusion of the capital increase and M&A operations executed simultaneously in 2024. Meanwhile, we enhanced our cost control and efficiency culture and, despite the expansion timing facing the implementation of major capital projects, we managed to reduce the Company's SG&A and O&M costs in the year-over-year comparison. To support the expansion plans of the Company's asset portfolio, we pursued investments in another three strategic initiatives:

- (i) **Excellence in O&M:** We built a corporate O&M team to support and standardize maintenance operations for Eneva's large and diverse asset portfolio.
- (ii) **Excellence in project execution:** We created a team to support capital projects in the contracting, quality control and commissioning of new assets.
- (iii) **Development of leaders and technical staff:** We continued our training program for the development of employees that will hold leadership positions in executing the Company's strategy. We also reinforced our initiatives to attract, retain and develop technical staff from the regions where we operate.

We also made progress in developing data analysis solutions, including the training on artificial intelligence algorithms that support seismic data interpretation. This tool will also be used along with Eneva's operational and lessons learned database to help the decision-making process in activities involving the maintenance and construction of capital projects.

► Energy Transition, Society and the Environment

With the constantly growing understanding of how human activity affects the planet's climate, governments and the society are trying to enforce policies and behaviors that might mitigate the negative effects from the accelerated energy demand by humanity. Greenhouse gas emissions from the use of fossil fuels have been identified as one of the main causes of global climate change. Against this backdrop, the concept of energy transition was born and, particularly in developed countries after the pandemic, there was the belief that it would be possible to promptly and drastically reduce or eliminate CO2 emissions, using a set of measures and policies seeking "energy disruption". Consequences emerged from this trend and the issues that followed, which are widely known today, concern the technical and economic feasibility of an accelerated transition, which does not consider energy security and the cost of energy. Both are affected by misguided policies and have adverse effects on the economy and social development.

As mentioned earlier, over 85% of Brazil's electricity generation comes from renewable sources. However, the incentives to the unrestrained expansion of these sources created more instability in the system, demanding ongoing extension of the transmission grid and additional dispatchable sources to offset the seasonality and intermittency. However, little has been done where the Brazilian energy matrix mostly contributes to greenhouse gas emissions: the consumption of diesel and fuel oil in heavy transportation and industrial processes.

Based on the aforementioned developments about Eneva's assets and operations, our strategy is intrinsically connected to offering economically viable solutions to these problems that affect society and its drive towards cleaner and more efficient energy systems. We strive to develop solutions that use the cleanest fossil fuel in promoting a more reliable energy system and creating applications to replace more pollutant fuels. We also direct efforts to investigate alternatives that might leverage our technical expertise and help create new value chains that will continue to impact energy transition in the future, like CCUS projects adding biogas and biomethane to systems that already use natural gas. We believe in an orchestrated energy transition that entails security and economic feasibility. As such, it is our understanding that the economically viable solutions in place, with potential to positively impact the climate issue, should be promptly implemented. As disruptive technologies arise, these will gradually be adopted in each country's energy matrix. We should also acknowledge that each region has access to different natural resources and technologies and has therefore developed energy matrices suited to their contexts. We can't just reproduce the energy policies of other countries that face a completely different outlook than ours. Here in Brazil, there is plenty of energy sources, and none should be discarded. It is important to understand how to best use each alternative, seeking to balance the global energy trilogy: environmental sustainability, safety, and inclusion.

On top of the climate issues, it is worth noting that Eneva develops its projects mostly using the natural gas explored and produced in Brazil and implements large capital projects in remote regions of the country, creating jobs and income in areas with poor HDI. Our social programs are catered to communities and regions within the scope zone of our projects and have a positive impact on the lives of thousands of people who would have no other option but to rely on extractivism or subsistence crops. I invite you to visit the sustainability page on our site ([clicking here](#)) to gather further understanding about some of our award-winning social programs in areas such as education, development of women in vulnerable situations, agroforestry crops, the development of agricultural cooperatives, among others.

► Capital Allocation and Value Creation Opportunities

Eneva has a longstanding history of allocating capital in projects that outperform market average. The Company has evolved around these projects, creating unprecedented or underexplored solutions and value chains, and developing the necessary competencies to carry out these activities as they arose.

Since 2013, Eneva has been working on the development of the Parnaíba complex. Today, the complex has 1.9 GW of installed power, gas liquefaction capacity and road distribution over 1,000 km and 36 BCM of 2P natural gas reserves. In 2018, we entered the Amazon Basin, acquired the Azulão field and implemented the Azulão - Jaguaritica project, which uses liquefied natural gas transported through 1,100 km to replace diesel generation in the state of Roraima, and we are currently building another 950 MW with the Azulão I and II thermal plants. Then, in 2022, we acquired Celse, which was converted into a gas hub connected to the grid, offering new products to the Brazilian gas market, and where we are now developing a highly competitive project to expand thermal generation capacity, with a view towards the LRCAP 2025. These are just a few examples of how well the Company can execute and how Eneva's platform can create value and build a unique set of assets in the Brazilian market. Eneva is a verticalized company, with singular competencies in multiple value chains in the energy and natural gas industry and is prepared to keep finding and developing capital allocation opportunities in highly profitable projects.

► Final Remarks

Eneva already has a proven track record of growing its fixed revenue base and EBITDA generation, from R\$1.6 billion in 2020 to R\$6.2 billion in 2024 (LTM acquired assets and ex-impairment in coal segment). This expedited progress mainly derives from organic growth, after winning long-term contracts and implementing groundbreaking projects that generate solid cash.

For this reason, and for everything else I've covered in this letter, Eneva stands out distinctly from other Brazilian utilities. We are a platform encompassing the most competitive business models in the sectors where we operate and bringing unique value propositions, for which a myriad of opportunities has come to place and will continue to arise in the next few years, including the following:

- (a) Increase access to the gas molecule through exploratory efforts in the four sedimentary basins where Eneva carries out E&P activities (Parnaíba, Amazonas, Solimões and Parará) or LNG imports at terminals on the Brazilian coast;
- (b) Expand the thermal plant portfolio in LRCAP-2025 and in other auctions that should be held to ensure the reliability of the Brazilian energy system;
- (c) Raise the capacity for liquefying and distributing LNG by road, supplying industries and heavy load transportation;

- (d) Trade firm contracts and flexible contracts for gas injection or withdrawal in the Brazilian gas pipeline grid;
- (e) Trade energy on free market;
- (f) Additional margin from seasonal or intermittent thermal dispatch, especially considering the margin on proprietary onshore gas production;
- (g) Export energy to neighboring countries, leveraging the competitiveness of the plants in the Parnaíba complex.

Accordingly, valuing the Company solely based on the cash flows of its prevailing contracts is a short-sighted approach. If analysts price the fair value of Company's shares including the materialization of some of these upsides, even with risk-adjusted factors, they will see that there is a big opportunity to outperform the market. Eneva has a solid track record of executing these options and is in a much better position today to tap these opportunities and deliver projects on schedule.

On top of that, broadening the Company's portfolio, whether in the access to the gas molecule or through generation assets, significantly lowers our operational risk, allowing the implementation of mitigating initiatives, like replacing an unavailable asset with an available one. With this same flexibility, the Company can pursue ways to optimize its portfolio or provide flexibility to third parties, something that no other utility can do as easily.

Investing in the Company should be seen both as a hedge opportunity against changes in the macroeconomic setting, given the firm guarantee of long-term fixed revenues with quality counterparties and adjustments for inflation or the US dollar, and as an opportunity with upsides that other utilities are unable to offer.

To wrap up, I remain confident in the team's capacity to keep pursuing innovative solutions for the Brazilian energy sector, offering products that create value for society, and delivering returns above market average. I would like to congratulate our long-standing shareholders that have believed in the Company's value creation potential, and I invite new investors to seize this unique opportunity in the Brazilian stock market.

Key Operational Data

Operational Data

► Upstream	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Parnaíba					
Production (Bi m³)	0.53	0.67	0.04 ⁴	0.20	0.29
Remaining Reserves (Bi m³)	36.1	36.7	37.3	37.4	37.6
Amazonas					
Production (Bi m³)	0.06	0.05	0.06	0.06	0.07
Remaining Reserves (Bi m³)	9.8	9.9	9.9	10.0	10.0
► Gas Thermal Generation - Parnaíba	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Parnaíba I					
Availability (%)	98%	99%	100%	98%	98%
Dispatch (%)	66%	85%	10%	22%	23%
Net Generation (GWh)	939	1,252	155	322	326
Gross Generation (GWh)	984	1,309	162	337	345
Parnaíba II					
Availability (%)	95%	99%	100%	89%	95%
Dispatch (%) ⁵	92%	82%	0%	33%	73%
Net Generation (GWh)	888	898	0	356	780
Gross Generation (GWh)	1,047	942	0	372	827
Parnaíba III					
Availability (%)	100%	100%	99%	100%	100%
Dispatch (%)	45%	40%	0%	12%	20%
Net Generation (GWh)	169	154	0	45	75
Gross Generation (GWh)	176	159	0	46	78
Parnaíba IV					
Availability (%)	96%	96%	100%	98%	98%
Dispatch (%)	44%	71%	19%	25%	33%
Net Generation (GWh)	51	83	19	29	37
Gross Generation (GWh)	53	85	21	29	39
Parnaíba V					
Availability (%)	99%	100%	100%	100%	96%
Dispatch (%)	71%	90%	11%	27%	23%
Net Generation (GWh)	543	700	82	203	180
Gross Generation (GWh)	573	740	88	215	190
► Gas Thermal Generation - Roraima	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Jaguarica II					
Availability (%)	91%	85%	97%	99%	94%
Dispatch (%)	83%	68%	75%	82%	78%
Net Generation (GWh)	224	180	198	216	209
Gross Generation (GWh)	234	189	207	226	219

Each asset's operational data is available on the Investor Relations website in the [Interactive Spreadsheets](#) section.

Source: National System Operator ("ONS"), Electric Power Trading Chamber ("CCEE"), Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses. The 4Q24 data already refers to the final accounting of ONS and CCEE.

Notes:

⁴ Data for Upstream Parnaíba relating to 2Q24 were revised.

⁵ In 2024, the contractual inflexibility period of the Parnaíba II TPP was established at 100% of the month of January and 100% between August and December 2024, while in 2023 the contractual inflexibility period of the plant was fully concentrated between June and November 2023.

Operational Data

► Gas Thermal Generation – Third-party LNG

	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Porto de Sergipe I (Sergipe Hub)					
Availability (%)	92%	96%	95%	98%	97%
Dispatch (%)	4%	0%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	145	0	0	0	0
Gross Generation (GWh)	155	0	0	0	0

Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 (PCS) ⁶

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

LORM

Availability (%)	98%	99%	76%	100%	100%
Dispatch (%)	34%	0%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	144	0	1	0	0
Gross Generation (GWh)	145	0	1	0	0

► Coal Thermal Generation

	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Itaqui and Pecém II					
Availability (%)	82%	94%	100%	99%	96%
Dispatch (%)	30%	19%	0%	0%	9%
Net Generation (GWh)	420	265	0	3	120
Gross Generation (GWh)	473	298	0	3	137

► Oil Thermal Generation⁷

	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Viana, Geramar I and Geramar II					
Availability (%)	98%	98%	100%	100%	99%
Dispatch (%)	5%	7%	0%	1%	4%
Net Generation (GWh)	35	75	0	15	46
Gross Generation (GWh)	37	75	0	15	47

► Solar Generation

	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23
Futura 1					
Availability (%)	78%	97%	97%	95%	93%
Capacity Factor (%) ⁸	32.6%	30.3%	26.6%	29.1%	34.5%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	-49	-91	-21	-10	-22
Gross Generation After Restriction (GWh)	338	360	370	408	469
Net Generation (GWh)	336	357	367	405	466
Generation Settled – Stop Market (%) ⁹	1%	0%	0%	1%	4%
Generation Settled – Bilateral Contracts (%)	99%	100%	100%	99%	96%

Each asset's operational data is available on the Investor Relations website in the [Interactive Spreadsheets](#) section.

Source: National System Operator ("ONS"), Electric Power Trading Chamber ("CCEE"), Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses. The 4Q24 data already refers to the final accounting of ONS and CCEE.

Notes:

⁶ For the purposes of quarter-over-quarter comparison, the tables show the operating results for periods prior to the conclusion of the acquisitions of Linhares, Tevisa and Povoação TPPs, which became part of Eneva's portfolio on October 25th, 2024. These assets' generation is only Eneva's responsibility upon conclusion of these acquisitions.

⁷ For the purposes of quarter-over-quarter comparison, the tables show the operating results for the periods prior to the conclusion of the acquisitions of Linhares, Tevisa and Povoação TPPs, which became part of Eneva's portfolio on October 25th, 2024, and Gera Maranhão TPPs, which only became Eneva's portfolio (50%) on November 14th, 2024 and 100% on December 14th, 2024, upon conclusion of their respective acquisitions. These assets' generation is only Eneva's responsibility upon conclusion of these acquisitions.

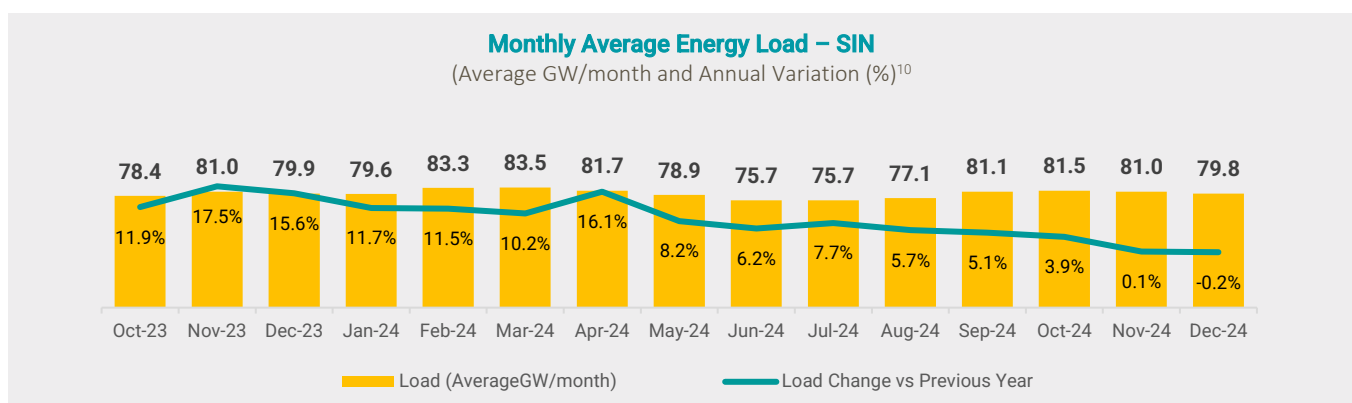
⁸ The capacity factor seeks to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers the generation of the quarter, adjusted to include frustrated generation due to restrictions in the period, regarding the operational installed capacity (adjusted for availability) in the period.

⁹ Throughout 2024, SPE Futura 6 settled a large part of its generation (around 10 GWh/month) for a short-term contract signed with Eneva's Energy Trading segment.

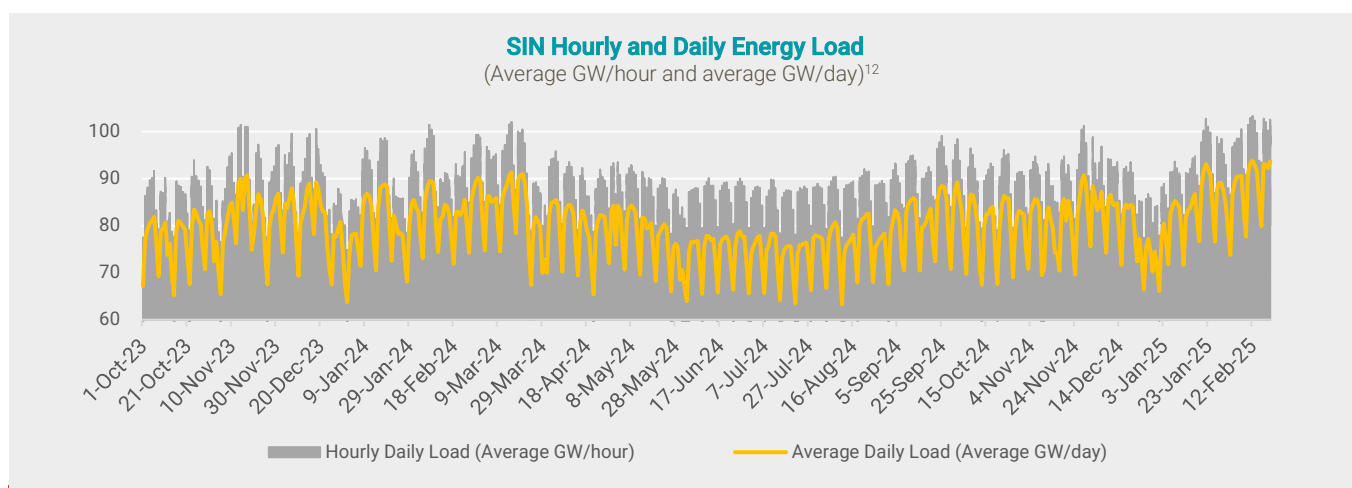
Industry Environment

- Regulatory thermal dispatch continues in the SIN, with accelerated on-merit dispatch and out-of-merit generation to meet daily and hourly load peaks, with lower on-merit dispatch in the second half of the quarter due to the onset of the wet season
- Thermal power exports are constrained by the need for firm thermal generation in the SIN

In 4Q24, the average electricity load of the National Interconnected System ("SIN") totaled average 80.7 GW, an advance compared to the average 77.9 GW recorded in 3Q24 and the average 79.8 GW in 4Q23, once again reaching all-time high average load for a fourth quarter.



Average daily load continued to reach high values during 4Q24, despite the milder temperatures of the period compared to 4Q23, standing above average 80 GW in 62% of the quarter and average 85 GW in almost 1/4 of the period. Hourly load peaks of over average 90 GW were also recorded for a few hours on more than half of the days in the quarter, exceeding average 95 GW on 10 days in the quarter. After the end of 2024, increasing hourly load peaks above average 95 GW continued to be recorded throughout January 2025 and February 2025, with even five records of maximum hourly load in the SIN in 1Q25, reaching a maximum hourly load of average 105.5 GW on February 24th, 2025.¹¹



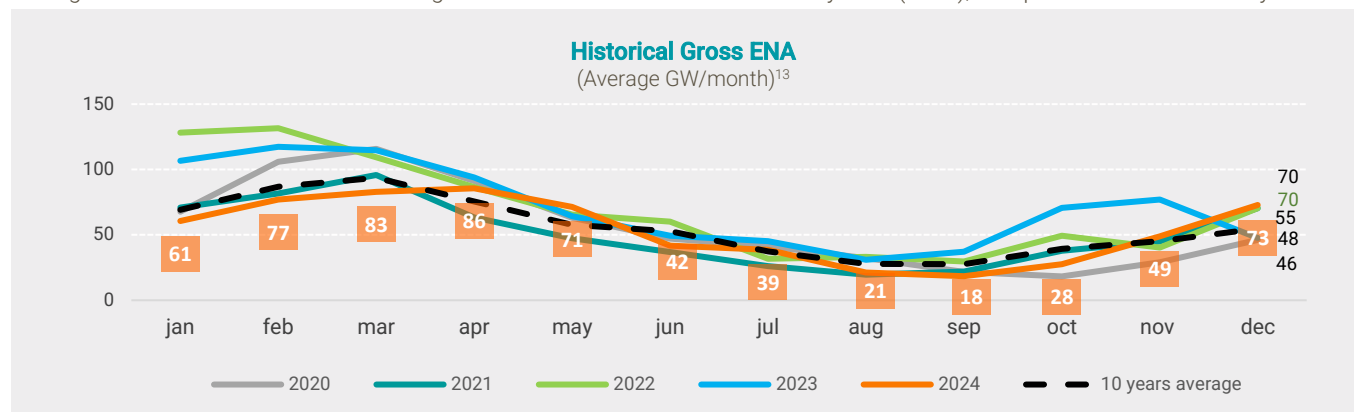
Notes:

¹⁰ 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.

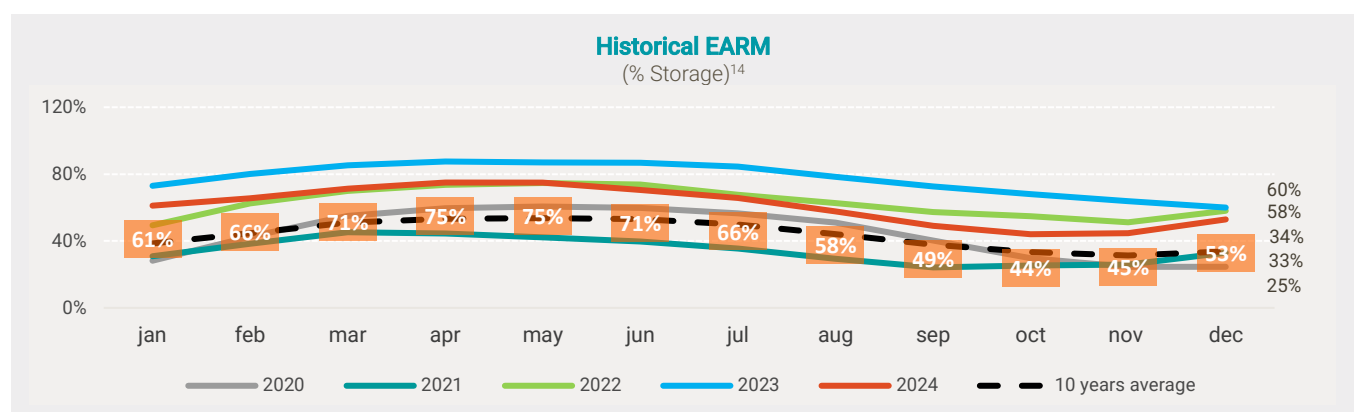
¹¹ Source: Data available on the website of the ONS, at: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Accessed on March 6th, 2025.

¹² 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.

After a general deterioration in hydrological conditions in the four subsystems during 3Q24, the fourth quarter showed a reversal trend, given the onset of the wet season; rainfall volumes and Affluent Natural Energy ("ENA") recorded higher levels than historical averages as of November/24 considering the entire National Interconnected System ("SIN"), composed of the four subsystems.

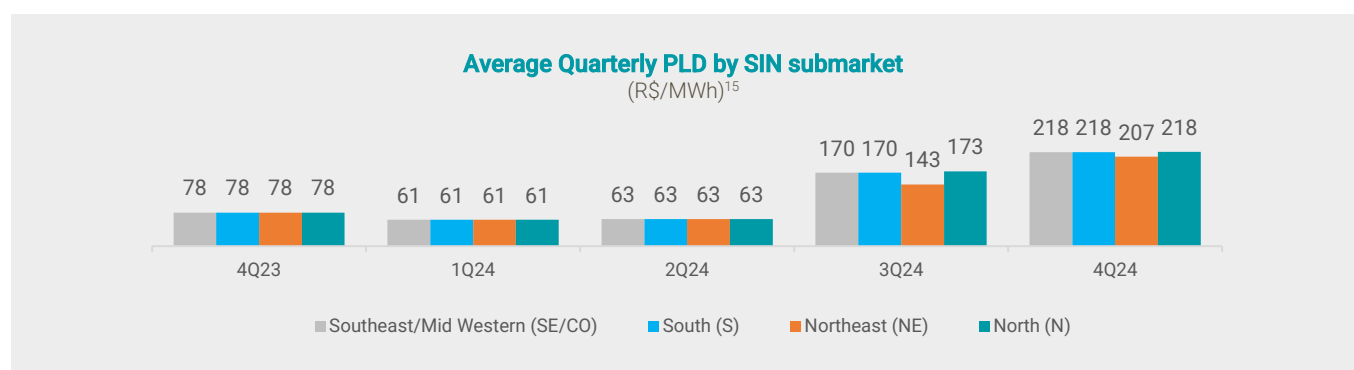


The reservoirs, although still below 2022 and 2023 levels, recorded Stored Energy ("EARM") volumes at levels higher than the averages of the last 10 years across all subsystems, reaching 53% of average EARM in the SIN in December 2024.



Load growth trend continued to boost the PLD, which decoupled from the floor during the first 40 days of the quarter and in certain days of November 2024 and December 2024. In October 2024, the average PLD totaled R\$473.48/MWh, declining to monthly averages of R\$103.20/MWh in November 2024 and R\$64.80/MWh in December 2024 with the onset of the wet season, and returned to the floor in all submarkets as of December 4th, 2024.

After relevant PLD decoupling among submarkets during most of 3Q24, particularly in the Northeast, reflecting increased generation from intermittent sources at this time of year and restrictions on the flow of energy implemented by the ONS after the blackout of August, 2023, PLD levels remained virtually flat among the four markets during most of 4Q24, with decoupling observed in few days of October 2024.



Notes:

¹³ 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.

¹⁴ 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.

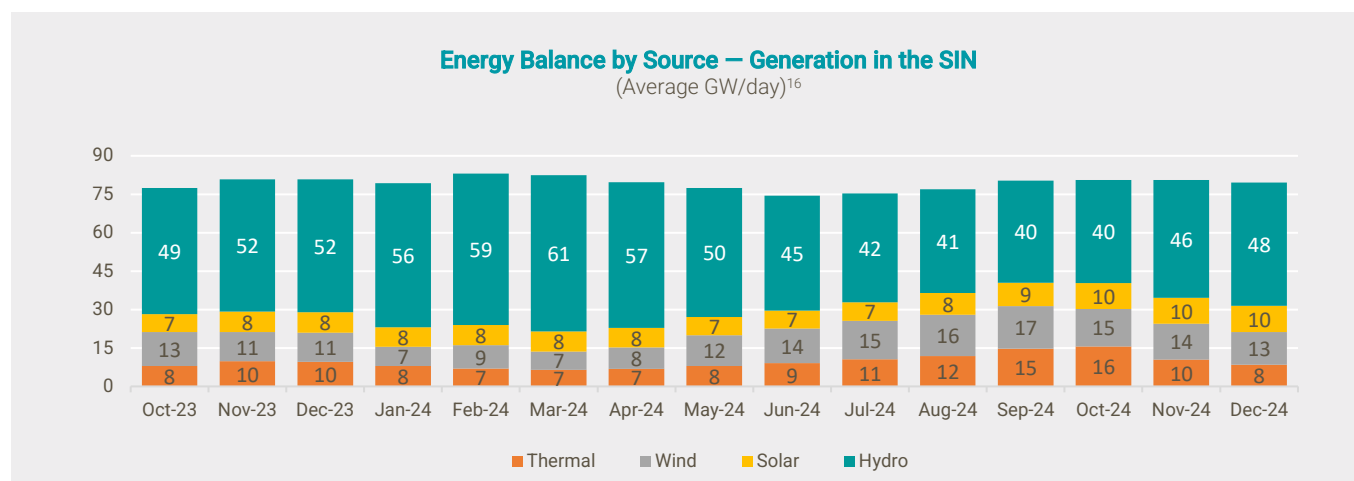
¹⁵ Source: Data available on the website of the ONS, at: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Accessed on February 23rd, 2025.

Following the above context, hydroelectric sources reversed the previous trend of reducing their relative share in relation to the SIN's total energy generation in 4Q24, going from a daily average of 53% in 3Q24 to 56% at the end of December 2024, although still below the 64% average of 4Q23.

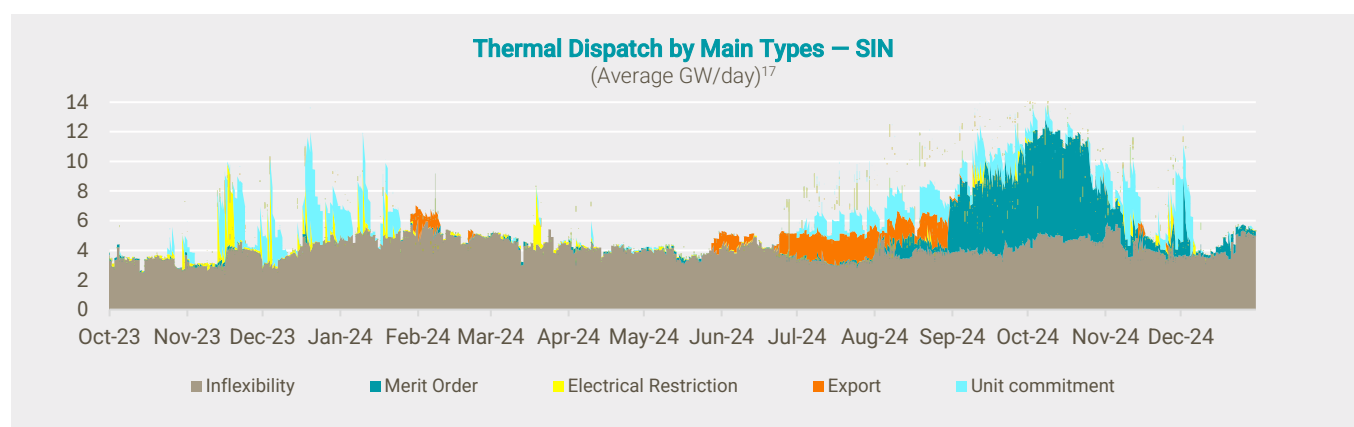
Solar generation's relative and absolute share sustained its upward trend, corresponding to 13% of the SIN's total average generation in 4Q24, versus 11% in 3Q24 and 10% in 4Q23. The improved share reflects both increased installed capacity from centralized sources and distributed generation in both periods comparison, and the onset of the period of higher solar irradiation in 4Q24 versus 3Q24.

Wind generation's share in the SIN's total generation reached a daily average of 17% in 4Q24, down from 21% in 3Q24, mainly due to the end of the historical period of wind seasonality on the Brazilian coast, with greater intensity between July and September.

Mainly due to the onset of the wet season, thermal dispatch slightly declined in 4Q24 versus 3Q24, from an average share of 16% in 3Q24 compared to total SIN generation to 14%. However, we saw an increase compared to the average share of 11% in 4Q23, driven by high load values and higher out-of-merit dispatch to meet load peaks.



Thus, thermal generation not only reflected the need to meet seasonal demand and the availability of hydrological resources, but also to meet the need for firm energy at times when wind and solar generation was lower, due to the accelerated growth of intermittent sources. Out-of-merit dispatch 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 electrical restriction dispatches to ensure the electricity system's reliability and stability.

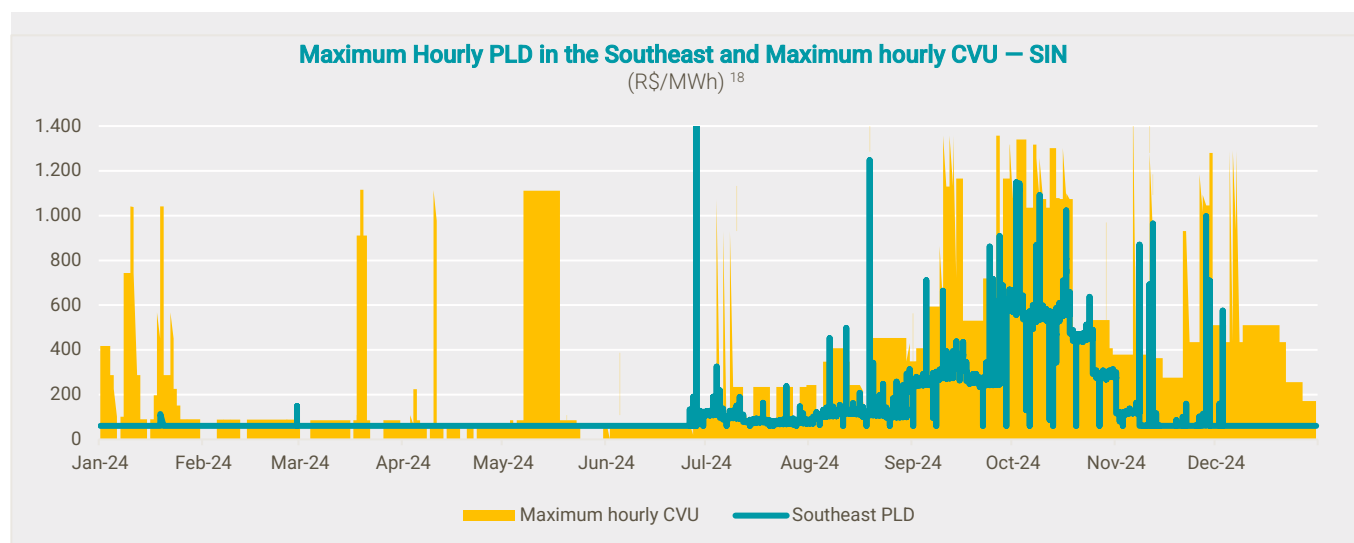


Notes:

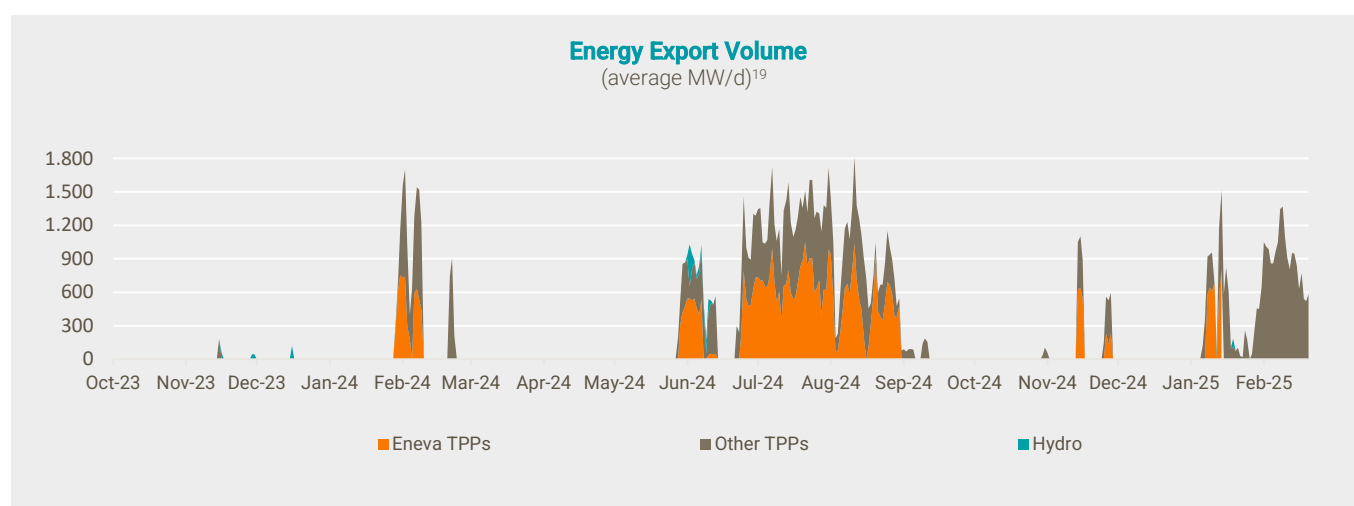
¹⁶ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on February 23rd, 2025.

¹⁷ Source: Data available on the website of the ONS – Open Data, Thermal Generation data due to dispatch, available at: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2>.

The graph below shows the plants dispatch with CVUs higher than the maximum hourly PLDs, reflecting successive regulatory thermal dispatches in the SIN due to electrical restrictions requested by the ONS to supply instantaneous power.



In 4Q24, there was no significant volume of energy generated for export from Brazil to Argentina and Uruguay, with export operations taking place on only 10 days of the quarter.



As of January/25, due to the lower thermal dispatch in the SIN, and significant higher average temperatures in Argentina, the country indicated a demand for energy with thermal energy exports resumption in Brazil, however export activities slowed down by late January 2025 due to the need for repairs to the Xingu bipole, with the collapse of five power transmission towers after a storm. The bipole's unavailability meant that the limits for transferring energy from the North and Northeast to the Southeast had to be reduced by 4GW to ensure system security, precluding generation exports from thermal plants in these regions, due to the high occupation of transmission lines due to the seasonal generation period of waterline hydroelectric power plants in the North. As a result, in addition to lower exports, the system also ended up activating power plants located in the SE/CO (Southeast/Mid-Western) subsystem with higher CVUs during 1Q25, due to the unfeasibility of the energy flow from the northernmost regions to the Southeast and South.

Notes:

¹⁸ Source: Data available on the websites of CCEE (PLD) and ONS (CVU of marginal TPP that generated) – Accessed in January 2025.

¹⁹ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Accessed on February 23rd, 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 February 23rd, 2025.

Financial Performance

Consolidated

Consolidated Income Statement

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Net Operating Revenues	4,882.6	2,727.9	79.0%	11,387.5	10,090.9	12.8%
Operating Costs	(3,420.3)	(1,571.3)	117.7%	(6,232.3)	(5,304.4)	17.5%
Operating Expenses	(160.8)	(119.7)	34.4%	(580.4)	(565.1)	2.7%
SG&A	(111.9)	(84.6)	32.1%	(450.1)	(435.0)	3.5%
SOP/Long-Term Incentive (ILP) Expenses	(18.7)	26.4	N/A	(79.0)	(37.8)	108.9%
Other expenses	(93.1)	(111.1)	-16.2%	(371.1)	(397.2)	-6.6%
Exploration Expenses - Geology and Geophysics	(49.0)	(35.0)	39.7%	(130.3)	(130.1)	0.2%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	-	(17.5)	N/A	(23.2)	(29.4)	-21.1%
Depreciation and Amortization	(616.6)	(417.0)	47.9%	(1,689.6)	(1,611.7)	4.8%
Costs	(333.4)	(295.2)	12.9%	(1,201.7)	(1,075.3)	11.8%
Expenses	(283.2)	(121.8)	132.5%	(487.9)	(536.4)	-9.0%
Other Revenue/Expenses	(697.1)	(0.9)	N/A	(680.1)	61.9	N/A
Coal impairment (non-cash)	(634.7)	-	N/A	(634.7)	-	N/A
Equity Income	3.4	(0.1)	N/A	6.8	0.8	735.3%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	607.9	1,035.8	-41.3%	3,901.5	4,284.1	-8.9%
Adjusted EBITDA (ex-Impairment) ²⁰	1,242.7	1,035.8	20.0%	4,536.3	4,284.1	5.9%
Net Financial Result	(1,354.2)	(1,011.8)	33.8%	(3,561.7)	(2,390.8)	49.0%
EBT	(1,362.9)	(393.0)	246.8%	(1,349.8)	281.6	N/A
Current taxes	(91.6)	(10.0)	813.8%	(237.9)	(120.6)	97.3%
Deferred taxes	608.9	163.2	273.0%	2,137.1	142.4	N/A
Net Income - End of Period	(845.7)	(239.8)	252.7%	549.5	303.4	81.1%
Net Result – Minority Interests	117.0	50.9	130.0%	507.5	85.7	491.8%
Eneva Net Income	(962.6)	(290.6)	231.2%	42.0	217.7	-80.7%

In 4Q24, consolidated EBITDA as of ICVM 527/12 went down 41.3% to R\$607.9 million from 4Q23, primarily due to a non-cash accounting expense of R\$634.7 million in 4Q24, related to the impairment tests of the coal-fired generation assets, Itaqui and Pecém II TPPs, which revealed a reduction in assets' recoverable value, considering the plants' conversion to natural gas due to the lack of visibility on the holding of an auction to re-contract the assets using the current fuel. Further details on this effect will be covered in the Coal Generation section.

Notes:

²⁰ Adjusted EBITDA excludes the non-cash accounting impact of R\$634.7 million referring to the impairment test of the Itaqui and Pecém II TPPs.

Excluding the impairment effect, **EBITDA would total R\$1,242.6 million in 4Q24, a record quarterly result for the Company**, besides a 20.0% growth from 4Q23, even considering the *pro rata* results of assets acquired in 4Q24. The key highlights behind the EBITDA growth were related to:

- Growth of R\$369.6 million in the EBITDA referring to the less-than-three-month *pro rata* results of the acquisitions of Linhares Geração S.A. ("Linhares"), Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), Povoação Energia S.A. ("Povoação") assets, concluded on October 25th, 2024, and Geradora de Energia do Maranhão S.A. ("Gera Maranhão"), 100% concluded on December 11th, 2024, with 95% of the amount related to the gas-fired generation assets located in Espírito Santo ("Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants"), coming mainly from the contribution of the assets' contractual fixed revenues and, to a lesser extent, from the variable revenues referring to the regulatory dispatches that occurred in 4Q24;
- Growth of R\$106.0 million in the generation segment of the Parnaíba Complex, mainly due to the higher fixed margin in 4Q24, following the contractual readjustment in November/24 and the start of the regulated contract for Parnaíba V TPP in 2024 (given that in 2023 the plant operated only in the free market), as well as increased variable margin, due to the greater average dispatch in the period versus 4Q23;
- Improvement of R\$79.2 million in the EBITDA of the Upstream segment, boosted by the higher variable revenues resulting from the increased dispatch at Parnaíba in 4Q24, more than offsetting greater variable costs in the period;
- Growth of R\$10.6 million in the EBITDA of Generation in Roraima by the Jaguatirica II TPP, on the back of the higher fixed margin, reflecting the contractual readjustment in November 2024 and lower fixed costs with the conclusion of the plant's stabilization, and the variable margin, with increased average dispatch in the period.

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

- Negative effect of R\$164.2 million referring to the termination of the contract and subsequent hibernation of Fortaleza TPP by late December 2023, while Eneva assesses potential opportunities for contracting a new cycle for this plant;
- Holding (ex-Equity Income) EBITDA went down R\$53.2 million, driven by the positive one-off effect of R\$48.0 million in 4Q23 related to the reversal of expenses for review of calculation and booking of the fair value of the Company's ILP programs, in addition to one-off expenses booked in 4Q24 referring to the conclusion of the Follow-On and the acquisition of assets;
- Energy Trading EBITDA moved down R\$62.3 million, reflecting lower commercial margin in 4Q24 versus 4Q23, driven by the energy price curve volatility during 4Q24;
- Solar Generation EBITDA recorded a result R\$59.4 million lower than in 4Q23, mainly associated with higher variable costs to cover the committed and unrealized generation in bilateral contracts, reflecting the partial unavailability of the SPEs due to the forced shutdown of the power transformer and curtailments requested by the ONS in 4Q24; and
- Reduction of R\$9.8 million in the Sergipe Hub EBITDA, composed of the On-Grid Gas Trading segment and the Porto de Sergipe I TPP, primarily due to an one-off accounting effect related to the write-off of fixed assets associated with the replaced riser, which was expensed in the period. Excluding this fixed asset write-off expense, the total effect on the EBITDA at the consolidated level of the Company's actions to replace equipment and fulfill contracts in 4Q24, involving the Sergipe Hub and the Parnaíba Complex, amounted to only R\$0.8 million. The operational problem was resolved in less than three months, and contractual obligations in the gas generation and trading segments were fully complied. The result reflects the Company's capacity to leverage its competencies across various business segments, its diversified portfolio of assets, and its agility in devising solutions amid challenging circumstances. More details on the operation can be found in the Sergipe Hub section.

The Adjusted EBITDA for the 4Q24 does not fully reflect the contracted flow of Eneva's assets in the period, especially in the Gas-Fired Thermal Generation – Third-Party Fuel and Off-Grid Gas Trading segments, due to the booking of results for only 67 days from the conclusion of the acquisition of the Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants and the phased startup of the Parnaíba liquefaction plant as of 4Q24. As of 1Q25, in addition to the startup of 100% of the plant's nominal capacity and quarter's full results of gas-fired assets acquired, we also highlight the commercial startup of the Parnaíba VI TPP, whose regulated contract also began during this period, which will also contribute to results.

In 4Q24, the net financial result came negative R\$1,354.2 million, 33.8% lower than the negative R\$1,011.8 million in 4Q23. However, it is important to note that both periods recorded various effects hindering the comparison, namely:

- Negative effect of R\$515.5 million from exchange rate variation (non-cash) booked on the US-denominated liabilities on the FSRU lease of the Porto de Sergipe I TPP (IFRS-16), due to significant exchange rate depreciation in 4Q24 (versus lower exchange rate in 4Q23);
- Negative variation of R\$414.1 million in derivatives losses (non-cash) mainly reflecting the mark-to-market of the swap for receivables anticipation operation from Porto de Sergipe I TPP and the swap for energy trading operation of the Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants, aiming at mitigating the impact of the PLD variation on revenue from exposed contracts;
- Non-recurring effects in 4Q23 of (i) a non-cash one-off expense of R\$370.1 million related to the reclassification of the booking of full recognition in the income statement of the fair value of debentures after the early settlement of swaps contracted in the past, and (ii) a non-recurring net expense of R\$194.0 million referring to Celse's debt refinancing.

Excluding these effects, net financial result would total -R\$541.2 million in 4Q24, a 4.1% improvement over the -R\$564.3 million recorded in 4Q23.

In 4Q24, current and deferred taxes totaled R\$517.3 million, mainly reflecting R\$608.9 million in deferred taxes primarily referring to:

- (i) recording of deferred assets on the provision for the impairment of the Coal-fired segment's assets of R\$216.0 million;
- (ii) recording of deferred assets on amortization values, interest and FX variation on the FSRU lease contract, booked under Holding, at R\$137.0 million; and
- (iii) write-off of the deferred liability on the negative effect of the Energy Trading contracts fair value, at R\$136.0 million.

Considering all the effects mentioned above, the Company's consolidated net income came negative R\$845.7 million versus a net loss of R\$239.8 million in 4Q23. Eneva's net income, excluding minority interest, totaled negative R\$962.6 million versus a net loss of R\$290.6 million in 4Q23.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	Abs. Var.	2024	2023	Abs. Var.
Beginning of Period Cash Position ²¹	2,123.1	2,645.9	(522.7)	2,592.6	2,022.6	570.0
(+) Cash Flow from Operating Activities (CFO)	1,139.9	932.5	343.7	4,613.2	3,104.1	1,509.1
Adjusted EBITDA (Ex Impairment)	1,242.7	1,035.8	206.8	4,636.3	4,284.1	252.2
Changes in Working Capital ²²	103.6	(426.4)	530.0	288.0	(1,289.9)	1,577.9
Income Tax	(135.9)	(10.3)	(125.6)	(288.0)	(217.1)	(70.9)
Var. in Other Assets & Liabilities ²²	(70.5)	333.4	(403.9)	(59.5)	327.1	(386.6)
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	(1,582.6)	(750.9)	(831.8)	(3,304.9)	(2,524.7)	(780.2)
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	2,185.9	(234.9)	2,420.8	101.7	(9.4)	111.2
Equity Funding	3,152.1	-	3,152.1	3,152.1	-	3,152.1
Debt Funding/Disbursements	618.6	493.8	124.9	3,428.3	7,104.1	(3,675.8)
Principal Amortization ²³	(1,098.1)	(4,731.6)	3,633.5	(6,463.6)	(6,295.7)	(167.9)
Interest Amortization ²³	(282.4)	(599.0)	316.6	(1,622.6)	(1,836.3)	213.7
Lease	(109.5)	(189.2)	79.7	(425.6)	(410.3)	(15.3)
Others	(94.9)	4,791.1	(4,886.0)	2,033.2	1,428.8	604.5
(=) Total Cash Generation in the Period	1,743.1	(53.2)	1,796.4	1,273.6	570.0	703.6
End of Period Cash Position²¹	3,866.3	2,592.6	1,273.6	3,866.3	2,592.6	1,273.6

The Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,139.9 million in 4Q24, reflecting the quarter's operating result and positive working capital variation in the period. The variation in working capital in the quarter was driven mainly by revenues from financial investments, with a positive impact of R\$101.8 million on the cash flow..

IRPJ and CSL payments in the period slightly offset the CFO's positive value, having been mainly concentrated in the subsidiaries Linhares, Tevisa and Povoação, amounting to R\$91.7 million, referring to the operating cash generation of plants' Reserve Energy Contracts between October 2024 and December 2024. 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 4Q24.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$1,582.6 million in 4Q24, resulting mainly from the following disbursements:

- Total negative effect of R\$932.9 million in CFI related to the conclusion of the acquisition of Linhares, Viana, Povoação and Gera Maranhão in 4Q24, of which negative R\$1,242.4 million referred to the amount paid in cash for the assets, offset by the cash balance of the assets obtained in the acquisition amounting to R\$309.4 million, including the cash generation as of August 31st, 2024, in accordance with the terms provided for in the contracts signed;
- R\$502.4 million set aside to the Azulão 950 project, considering the payments directed to the E&P development and the construction of the plants;
- R\$117.6 million allocated to capex sustaining of operations at all the Company's plants and to the Holding's project development and the Sergipe Hub expansion;
- R\$75.3 million set aside for the exploration Upstream activities and the Parnaíba Basin development;

Notes:

²¹ Includes cash and cash equivalents.

²² As of 1Q24, the variations in Recoverable Taxes and Taxes, Payable Fees and Contributions (Tax Turnover), which were previously added to the Variation in Other Assets and Liabilities, are now consolidated under the working capital line. For comparison purposes, a retroactive adjustment has also been made to the 2023 columns.

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\$60.6 million referring to payments made for GNL Brasil Logística S.A. ("GNL Brasil")'s acquisition of Transpipeline Serviços de Transporte Ltda.'s assets ("Transpipeline");
- R\$46.1 million for the liquefaction units in the Parnaíba Complex to fulfill the small-scale liquefied gas ("SSLNG") trading contracts;
- R\$32.7 million referring to the implementation of Parnaíba VI TPP.

Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net inflow of R\$2,185.9 million in 4Q24, mainly due to the following impacts:

- Net proceeds of R\$3,152.1 million with Follow-On concluded in October 2024, in which the Company issued 228,571,429 common shares, priced at R\$14.00/share. More information about the capital increase will be detailed in the Capital Market section;
- Debt disbursements and funding totaling R\$618.7 million of which: (i) R\$500.0 million disbursed referring to the Azulão II TPP Financing Agreement signed with FDA, within the scope of the Azulão 950 Project; (ii) R\$100.0 million with GNL Brasil's 1st Debentures Issue; (iii) R\$18.6 million relating to the financing of the drilling rig acquired;
- Amortization of principal, interest payment and recording of escrow accounts related to financing, totaling R\$1,380.5 million, referring mainly to the partial redemption of the 2nd Series Debentures of Eneva's 11th Issue at R\$ 868.7 million, in December 2024, within the scope of the Company's liability management process concluded in January 2025 (with the issue of a similar amount in Eneva's 13th Issue, with an impact on the CFF of 1Q25), in addition to the other payments foreseen according to the debt schedule;
- Payments of R\$109.5 million in lease, of which R\$85.1 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\$68.3 million in principal and interest rate, in the "Other" line, related to contracts for the partial anticipation of receivables from credit rights of fixed revenues of the Itaquí and Pecém II TPPs.

As a result, Eneva ended 4Q24 with a consolidated free cash balance of R\$3,866.3 million, an R\$1,743.1 million increase versus a cash position at the end of 3Q24.

Economic-Financial Performance by Segment

► Gas-Fired Thermal Generation - Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, which owns Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns Parnaíba II, Parnaíba III and Parnaíba IV TPPs, in addition to being the SPE responsible for the development of the Parnaíba VI TPP.

Income Statement - Parnaíba Generation

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	879.8	597.5	47.3%	3,213.7	2,337.0	37.5%
Fixed Revenues	510.3	396.1	28.8%	1,993.9	1,547.1	28.9%
Variable Revenues	369.5	201.3	83.5%	1,219.8	789.8	54.4%
Contractual	158.8	72.4	119.4%	350.0	72.5	382.7%
Spot market	210.7	128.9	63.4%	869.7	717.3	21.2%
Export	24.5	-	N/A	508.0	418.9	21.3%
Trading	52.8	64.9	-18.6%	89.5	213.5	-58.1%
Others	133.3	64.0	108.2%	272.3	85.0	220.2%
Deductions from Gross Revenues	(95.4)	(59.9)	59.2%	(460.0)	(314.7)	46.1%
Fixed revenues return ²⁴	(7.4)	-	N/A	(7.4)	(80.2)	-90.8%
Net Operating Revenues	784.4	537.5	45.9%	2,753.7	2,022.2	36.2%
Operating Costs	(531.6)	(377.5)	40.8%	(1,627.3)	(1,346.9)	20.8%
Fixed Costs	(159.9)	(140.2)	14.0%	(609.5)	(567.2)	7.5%
Transmission and regulatory charges	(55.7)	(49.5)	12.4%	(211.3)	(187.1)	12.9%
O&M ²⁵	(38.1)	(24.5)	55.2%	(133.4)	(115.5)	15.5%
GTP fixed lease	(66.2)	(66.2)	0.0%	(264.7)	(264.6)	0.1%
Variable Costs	(319.0)	(197.5)	61.5%	(843.4)	(622.3)	35.5%
Fuel (natural gas)	(232.8)	(122.6)	89.9%	(605.1)	(339.7)	78.1%
Distributor	(17.7)	(8.7)	104.6%	(47.1)	(25.8)	82.3%
GTP variable lease	(27.0)	(11.7)	129.6%	(94.6)	(57.4)	64.8%
Trading	(25.3)	(49.3)	-48.6%	(55.1)	(181.1)	-69.5%
Other ^{24,25}	(16.2)	(5.2)	209.7%	(41.5)	(18.4)	125.7%
Depreciation and Amortization	(52.6)	(39.7)	32.5%	(185.4)	(157.3)	17.8%
Operating Expenses	(10.2)	(11.5)	-11.1%	(38.8)	(37.6)	3.2%
SG&A	(10.0)	(11.2)	-10.4%	(37.9)	(36.8)	3.0%
Depreciation and Amortization	(0.2)	(0.3)	-36.2%	(1.0)	(0.9)	11.2%
Other Revenue/Expenses	(1.7)	(0.9)	86.9%	(5.4)	(1.5)	270.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	293.8	187.7	56.5%	1,268.5	794.4	59.7%
EBITDA Margin (%)	33.4%	31.4%	2.0 p.p.	39.5%	34.0%	5.5 p.p.

Parnaíba Complex's TPPs net operating revenues grew 45.9% to R\$784.4 million in 4Q24 from same period last year, reflecting the R\$114.2 million increase in fixed revenues, following the annual IPCA contractual readjustment in November 2024, the regulated contract for Parnaíba V TPP commenced in 2024 and the R\$168.2 million growth in variable revenues.

Notes:

²⁴ In 2024, 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 2023 amounts changed to reflect this new view.

²⁵ In 1Q24, the classification of certain Third-Party Service costs changed that, until 4Q23, were included in the "Others – Variables" line, and are now allocated to the "Fixed Costs – O&M" item. For quarter-over-quarter comparison purposes, the 2023 values were modified to reflect this new view.

Variable revenues were mainly boosted by average dispatch, which reached 72% in 4Q24 versus 37% in the same period last year. Energy generation by replacement at the Parnaíba Complex to meet the dispatch of Porto de Sergipe I TPP in 4Q24 was one of the main factors for the year-over-year increase (more details will be explained in the Sergipe Hub section of this document). We emphasize the opportunities for operational enhancement and risk reduction that arise from the Company's growing portfolio. This portfolio currently includes the country's largest thermal complex and various solutions for accessing natural gas, such as its own reserves, a regasification terminal, and a gas transportation grid.

The other factors that contributed to the revenues variation among the quarter are described below:

- R\$86.4 million growth in the "Contractual Variable Revenues", due to higher generation to meet the SIN in 4Q24, boosting revenues from merit-order dispatch, mainly in October 2024, and electrical restriction to meet load peaks;
- R\$69.3 million increase referring to other revenues in the spot market, including: (i) R\$25.4 million related to an one-off event of generation by replacement to partially meet the dispatch requested by Porto de Sergipe I TPP; and (ii) R\$43.9 million referring to generation for inflexibility purposes, concentrated in October 2024, both due to the plant's operational needs and to take advantage of the higher PLD levels, using the amount not committed to regulated TPPs contracts;
- R\$24.5 million increase referring to the energy exports to Argentina, which in turn did not occur in 4Q23;
- R\$12.1 million lower revenues from trading operations, partially offsetting the positive effects above, due to the lower volume of transactions in the period, but with a higher average price, contributing to an EBITDA margin of R\$22.2 million in these operations in 4Q24 compared to R\$9.1 million in 4Q23.

Fixed costs rose 14.0% in 4Q24 over 4Q23 to R\$159.9 million reflecting (i) the R\$6.2 million TUST increase, due to annual readjustment in July 2024, and (ii) R\$13.5 million higher O&M expenditure, with major impacts referring to insurance policies higher costs, the beginning of the Parnaíba V regulated contract, which in turn had a positive offset in fixed revenues, in addition to the one-off reversal of costs recorded in 4Q23, with a positive effect in that period. Despite the higher fixed costs, the fixed margin in 4Q24 reached R\$299.3 million, 38.5% higher than 4Q23, driven by the readjustment of fixed revenues and the Parnaíba V regulated contract commenced in the period.

Variable costs went up 61.5% to R\$319.0 million in the year-over-year comparison, reflecting increased average dispatch in the period, with TPPs higher generation costs, particularly, natural gas costs, which rose R\$110.2 million versus 4Q23. Additionally, in 4Q24, backing transactions were in place to reconstitute the physical guarantee referring to the unavailability recorded over the last 60 months of operations, the main effect for the R\$11.0 million increase in Other Variable Costs. Despite higher variable costs in 4Q24, the variable margin grew by R\$22.5 million to R\$6.1 million compared to the negative margin of R\$16.4 million recorded in 4Q23, reflecting higher variable revenues associated with the increased regulatory dispatch in the period.

Considering these effects, the segment's EBITDA improved over 56% to R\$293.8 million in the year-over-year comparison, mainly boosted by increased fixed margin, besides higher variable margin due to dispatches in the period.

► Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of the subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP (“Jaguatirica II TPP”) and comprises the entire operation from natural gas liquefaction to power generation at the plant. It is worth noting that the result of the Azulão Field is detailed in the Upstream segment.

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)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	207.0	193.7	6.9%	788.3	728.4	8.2%
Fixed Revenues	146.0	139.4	4.8%	570.7	544.5	4.8%
Variable Revenues	60.9	54.3	12.2%	217.6	184.0	18.3%
Contractual	60.9	54.3	12.2%	217.6	184.0	18.3%
Deductions from Gross Revenues	(24.8)	(19.2)	29.7%	(83.1)	(137.8)	-39.7%
Unavailability (ADOMP)	(15.3)	(10.1)	51.4%	(46.5)	(104.4)	-55.4%
Net Operating Revenues	182.1	174.5	4.4%	705.2	590.6	19.4%
Operating Costs	(112.0)	(120.8)	-7.2%	(420.5)	(398.3)	5.6%
Fixed Costs	(33.4)	(36.5)	-8.5%	(132.1)	(140.0)	-5.6%
Transmission and regulatory charges	(1.3)	(0.4)	228.2%	(4.9)	(1.2)	303.4%
O&M	(32.1)	(36.1)	-11.1%	(127.2)	(138.7)	-8.3%
Variable Costs	(41.6)	(41.8)	-0.4%	(134.3)	(128.1)	4.8%
Natural Gas	(17.0)	(15.2)	11.9%	(58.9)	(50.6)	16.5%
Transportation ²⁶	(17.9)	(16.9)	6.0%	(64.3)	(61.2)	5.0%
Others	(6.7)	(9.7)	-30.9%	(11.1)	(16.3)	-31.9%
Depreciation and Amortization	(37.0)	(42.5)	-12.9%	(154.1)	(130.2)	18.3%
Operating Expenses	(8.4)	(9.4)	-11.4%	(28.9)	(30.2)	-4.4%
SG&A	(8.4)	(9.4)	-11.4%	(28.9)	(30.2)	-4.4%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	243.0%	(0.0)	(0.0)	N/A
Other Revenue/Expenses	(0.9)	0.5	N/A	(1.5)	1.8	N/A
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	97.8	87.2	12.1%	408.4	294.2	38.8%
% EBITDA Margin	53.7%	50.0%	3.7 p.p.	57.9%	49.8%	8.1 p.p.

In 4Q24, the Jaguatirica II TPP’s net operating revenues moved up 4.4% to R\$182.1 million from 4Q23, mainly because of two factors:

- Growth of R\$6.7 million in gross fixed revenues, due to the contractual adjustment by the IPCA in November 2024;
- Growth of 12.2% in gross variable revenues to R\$60.9 million, driven by 5 p.p. higher dispatch in the period, due to greater demand in the state of Roraima; and
- Partially offset by the R\$5.7 million higher deductions from gross revenues, due to the delay in re-establishing the LNG inventory after the scheduled shutdown in 3Q24, resulting in an average availability of 91% in the period, versus 94% in 4Q23.

Notes:

²⁶ As of 4Q24, this line is now separated from “Fixed Costs - O&M”. For comparison purposes, the previous periods amounts were also reclassified.

In 4Q24, fixed costs went down 8.5% to R\$33.4 million over 4Q23, mainly reflecting the capitalization of certain maintenance materials, which now are considered as fixed assets in service.

The combination of higher net fixed revenues and lower total fixed costs improved the segment's fixed margin by 6.7% to R\$95.1 million in 4Q24, versus R\$89.1 million in 4Q23.

Variable costs came in line in the year-over-year comparison, totaling R\$41.6 million in 4Q24, a result of two effects that were offset. The first was a reduction in the "Other" line, reflecting the lower consumption of inputs in the gas liquefaction plant in 4Q24 versus 4Q23, with improved plant efficiency following scheduled maintenance in 3Q24, which enhanced the liquefaction plant's performance and efficiency. This reduction was partially offset by higher fuel costs in the period, driven by increased dispatches in 4Q24.

The relatively stable costs, together with higher variable revenues in the period, resulted in R\$4.9 million growth in the segment's variable margin in 4Q24 versus 4Q23, which reached R\$12.0 million in 4Q24. Generation's unit variable margin improved from R\$34.1/MWh to R\$53.6/MWh between quarters.

Considering these effects, the segment's EBITDA was up by 12.1% to R\$97.8 million in 4Q24, versus 4Q23, and EBITDA margin grew 3.7 p.p., reaching 53.7% in 4Q24.

It is worth noting that the decrease in depreciation and amortization costs in the period reflected contractual write-offs relating to the leasing contracts for LNG transportation trucks, due to the acquisition of Transpipeline by GNL Brasil, which took over the transportation contracts in force until then. Accordingly, the early termination of contract resulted in the settlement of previously recognized costs and depreciation, directly impacting this line of the income statement.

► Sergipe Hub (Gas-Fired Porto de Sergipe I TPP + On-Grid Gas Trading)

This segment is comprised of the results of (i) the asset Porto de Sergipe I TPP, acquired by Eneva through the acquisition of CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. ("CELSE") on October 3rd, 2022, and (ii) the On-Grid Gas Trading segment ("On-Grid"), with contracts as of the third quarter of 2024.

CELSE's main operational asset is Porto de Sergipe I TPP, a combined cycle gas-fired thermal power plant, and the Gas Trading segment involves purchasing and selling gas from third parties and trading in firm, flexible and short-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 mergers of 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)

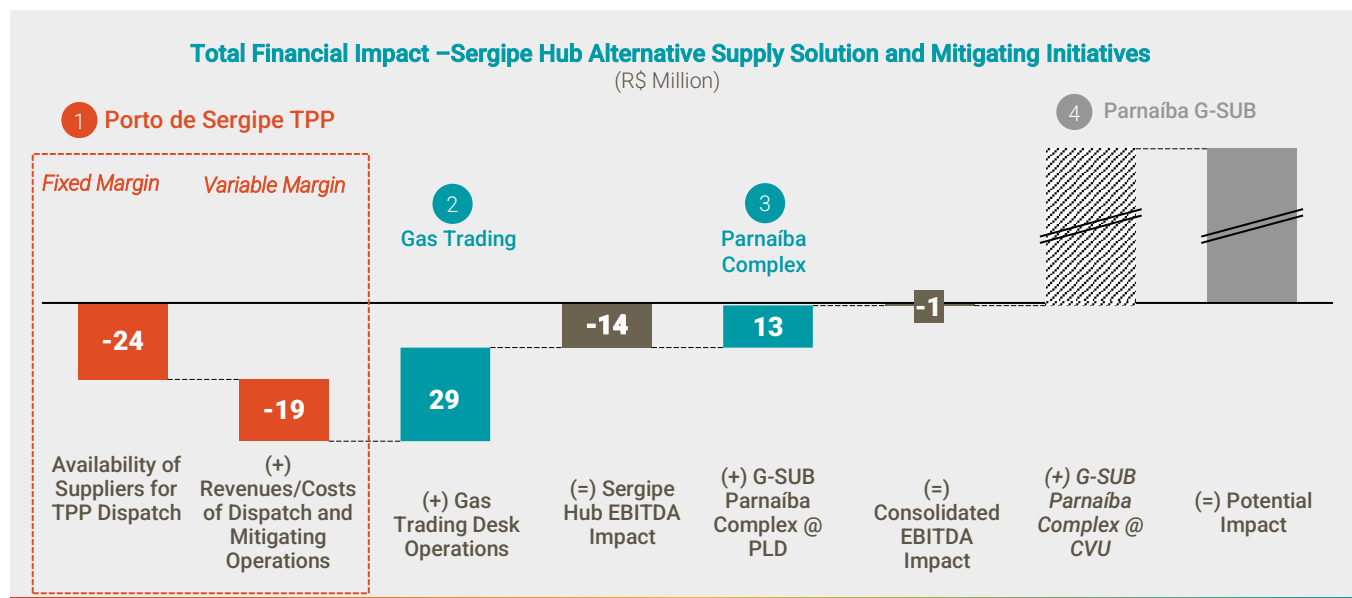
	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	1,226.3	723.4	69.5%	2,860.7	2,240.9	27.7%
Fixed Revenues	537.6	513.1	4.8%	2,100.8	2,004.4	4.8%
Variable Revenues	106.3	210.4	-49.5%	163.2	236.4	-31.0%
Contractual	93.0	0.0	N/A	93.0	0.0	N/A
Spot market	13.3	210.4	-93.7%	70.3	236.4	-70.3%
Reestablishment of commercial backing (FID)	13.3	39.4	-66.2%	70.3	65.4	7.4%
Others	(0.0)	171.0	N/A	(0.0)	171.0	N/A
Gas Trading	582.4	-	N/A	596.6	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(169.0)	(52.3)	223.3%	(324.3)	(201.7)	60.8%
Net Operating Revenues	1,057.3	671.2	57.5%	2,536.4	2,039.2	24.4%
Operating Costs	(815.2)	(428.7)	90.2%	(1,445.4)	(1,006.1)	43.7%
Fixed Costs	(157.3)	(117.9)	33.4%	(418.5)	(382.0)	9.6%
Transmission and regulatory charges	(41.9)	(40.0)	4.7%	(164.6)	(158.6)	3.8%
O&M ²⁷	(13.3)	(19.0)	-29.9%	(47.5)	(83.2)	-43.0%
Others	(102.1)	(58.8)	73.4%	(206.5)	(140.1)	47.3%
Variable Costs	(115.2)	(207.0)	-44.4%	(181.3)	(236.7)	-23.4%
Natural Gas	(82.2)	-	N/A	(82.1)	(0.6)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(33.0)	(35.0)	-5.7%	(96.6)	(59.7)	61.9%
Others	-	(172.0)	N/A	(2.6)	(176.5)	-98.6%
Gas Trading	(444.4)	-	N/A	(452.8)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(98.3)	(103.8)	-5.2%	(392.8)	(387.5)	1.4%
Operating Expenses	(3.9)	(7.1)	-44.9%	(15.0)	(28.4)	-47.1%
SG&A	(3.9)	(7.1)	-45.6%	(15.1)	(28.4)	-46.8%
Depreciation and Amortization	(0.0)	0.1	N/A	0.1	(0.0)	N/A
Other Revenue/Expenses	(8.3)	(1.1)	667.9%	(7.4)	58.8	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	328.2	338.0	-2.9%	1,461.3	1,451.0	0.7%
% EBITDA Margin	31.0%	50.4%	-19.3 p.p.	57.6%	71.2%	-13.5 p.p.

Notes:

²⁷ 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 2023 values were modified to reflect this new view.

The segment's result in 4Q24 reflects: (i) the failure of the riser connecting the FSRU to the maritime gas pipeline that supplies the Sergipe Hub, which occurred on October 7th, 2024, hindering the supply of Porto de Sergipe I TPP and the on-grid gas trading through the FSRU during 4Q24, as explained in the Operational Release; and (ii) the elaboration of a plan to mitigate the non-recurring financial impacts related to this failure, especially for the period between November 30th, 2024 and December 20th, 2024, when the Porto de Sergipe I TPP was dispatched by merit order.

In this context, the actions implemented by the Company involved (i) alternative natural gas supply solution for Porto de Sergipe I TPP, connecting the Sergipe Hub to the integrated national gas grid; (ii) operations of generation by replacement, at first remunerated at PLD, using the Parnaíba Complex's asset portfolio; and (iii) the commercial operations carried out by the Gas Trading Desk. The chart below shows the financial impact on the Company of each of these segments:



Considering the entire structure defined, the total impact on Consolidated EBITDA was negative R\$0.8 million, of which negative R\$13.8 million at the Sergipe Hub and nearly positive R\$13.0 million at the Parnaíba Complex, the latter is still subject to a change in remuneration by replacement to CVU, according to ongoing discussions with the system's operator and regulatory agents.

Eneva's various competencies, assets, and actions such as the recent completion of the plant's connection to the gas transportation grid, the thermal assets portfolio with flexible generation conditions, and the definition of the gas trading desk in 2024, as highlighted above, have enhanced the ability to seize opportunities and allowed the Company to develop a timely and efficient solution, despite an adverse scenario. The strategic structuring of this set of initiatives enabled us to resolve the operational failure with riser replacement, and to meet dispatch with minimal financial impact. This demonstrates the Company's ability to mitigate costs and manage risks using its own portfolio. In an alternative scenario, the potential negative impact on the Company would be significant if Porto de Sergipe I TPP were a stand-alone plant, outside a diversified portfolio of assets, and not connected to the grid.

Segment's Financial Results

Sergipe Hub's net operating revenues grew 57.5% to R\$1,057.3 million in 4Q24 versus 4Q23, primarily due to a combination of the following effects:

- Increase of R\$24.5 million in fixed revenues related to the regulated contractual readjustment for Porto de Sergipe I TPP in November 2024;
- Variable revenues from energy generation, mainly to meet the dispatch of Porto de Sergipe I TPP, totaling R\$93.0 million, referring to the portion of generation met by the asset itself;
- Gas trading operations adding R\$582.4 million variable revenues, considering (i) the sale of two LNG loads, as part of the operations carried out to mitigate the impacts of the alternative generation solution in the period, and (ii) contracts for the sale of natural gas to on-grid customers, taking into account the fixed and variable amounts of FSRU capacity reserve contracts, including amounts relating to the Termopernambuco TPP, and bilateral gas supply contracts for other customers.

At the Porto de Sergipe I TPP, fixed costs amounted to R\$157.3 million, 33.4% higher than in 4Q23, mainly reflecting, R\$43.2 million increased Other Fixed Costs, due to the payment of suppliers' availability for the plant dispatch of R\$23.7 million, in addition to Boil-Off-Gas ("BOG") higher costs and internal consumption of FSRU, due to the greater handling of loads in the context of the trading operations mentioned above, and transportation costs in the gas grid booked in the period. In addition, the line also includes the remaining load cancelation costs for 2024, totaling R\$18.2 million (versus R\$17.0 million in 4Q23, considering the positive impact of the result of the LNG storage operation carried out in the period). In 3Q24, a portion of the load cancelation fee had already been booked, totaling R\$35.5 million, totaling R\$53.7 million in 2024.

Higher Other Fixed Costs at Porto de Sergipe I TPP were partially mitigated by a 30% decrease in O&M expenses versus 4Q23, mainly due to the revision of the scope of the operational insurance policy that took place in 2024.

Considering the effects mentioned above, the plant's fixed margin totaled R\$329.6 million in 4Q24. Excluding the one-off cost of supplier availability associated with the alternative supply solution for TPP dispatch, the fixed margin would total R\$353.3 million, down 1.4% over 4Q23, mainly due to BOG higher costs and internal consumption, which despite being usual operating costs, were intensified due to the load sold in the period.

In contrast to the increased fixed costs in 4Q24, Porto de Sergipe I TPP saw a R\$91.9 million reduction in variable costs over 4Q23, reflecting, above all, the one-off impact in 4Q23 of booking the LNG inventory outflow amounting to R\$169.0 million, with a counter-entry under "Other Revenues", in the context of the LNG purchase and sale operation for Qatar Energy in that period, which enabled a US\$7.0 million reduction in the LNG load cancelation cost, mentioned above. Excluding this one-off effect in 4Q23, variable costs would rise nearly R\$77 million in 4Q24, mainly associated with the booking of R\$82.2 million in fuel costs related to meeting the Porto de Sergipe I TPP dispatch, whose effect did not occur in 4Q23 due to the absence of dispatch in the period, which were slightly offset by lower costs with backing transactions (FID). Therefore, the plant's variable margin came negative R\$18.9 million in 4Q24 versus negative R\$11.9 million in the same period last year. Excluding the effects associated with mitigating operations related to the riser failure booked at TPP, the variable margin in 4Q24 would total R\$4.5 million, a R\$16.4 million increase versus 4Q23.

The Gas Trading segment's costs totaled R\$444.4 million in 4Q24, reflecting (i) costs with the purchase of gas to comply with the contracts signed in the period, (ii) costs related to the operations carried out for the sale of LNG loads and (iii) tariff costs for the use of connection and transportation in the gas grid, which began to be charged as of October 2024, as the connection to the grid has been completed.

As a result, the Gas Trading segment's margin reached R\$29.7 million in 4Q24. The segment has achieved a positive result, even in the face of complex, one-off operations necessary to meet the Company's demand.

Other revenues and expenses in 4Q24 were impacted by (i) the accounting effect of the fixed assets write-off relating to the riser, totaling R\$15.6 million, which was partially offset by the positive impact of R\$7.3 million referring to the booking of retroactive taxes, mainly, from the expansion of the concept of inputs and the energy traded to a distributor located in the Manaus Free Trade Zone and which acquires approximately 10.6% of the energy traded by the Porto de Sergipe I TPP.

As a result of the effects above, Sergipe Hub's EBITDA totaled R\$328.2 million in 4Q24, R\$298.5 million referring to Porto de Sergipe I TPP and R\$29.7 million to Gas Trading. Both segments have one-off effects totaling R\$29.4 million due to the riser pipe failure and the plan to mitigate the financial impacts, with negative R\$13.8 million in the segments' operating margin, and negative R\$15.6 million in non-cash effect related to the booking of fixed assets write-off. Excluding the quarter's one-off effects, Hub Sergipe's EBITDA would total R\$357.6 million, 6% higher than the R\$338.0 million recorded in 4Q23.

► Gas-Fired Thermal Generation – Third-party Fuel

This segment is comprised of: (i) Fortaleza TPP, asset acquired with Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. ("CGTF") in 2022, and merged into Eneva S.A. in March 2023; (ii) the subsidiary Linhares, with the operational assets LORM TPP and LORM 1 TPP, 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; (iii) the subsidiary Povoação, with operational asset Povoação I TPP, and CER effective until January 10th, 2026; and (iv) the subsidiary Tevisa, with operational asset Viana I TPP, and CER in force until December 31st, 2025.

The results reported for the LORM, LORM1, Povoação I and Viana I TPPs (together, "Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants") below refer to the *pro rata* booking after the assets acquisition concluded on October 25th, 2024, accounting for nearly two-thirds of a quarter's typical result.

On the other hand, the Fortaleza TPP was shut down in December 2023 after the end of the generation contract with the distributor. The asset will remain in hibernation while Eneva assesses eventual opportunities to contract a new cycle for the plant. The plant's results are reported in a separate line at the end of the income statement below.

Income Statement – Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	519.5	-	N/A	519.5	-	N/A
Fixed Revenues	462.6	-	N/A	462.6	-	N/A
Variable Revenues	56.8	-	N/A	56.8	-	N/A
Contractual	45.8	-	N/A	45.8	-	N/A
Spot market	11.1	-	N/A	11.1	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	11.1	-	N/A	11.1	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(72.5)	-	N/A	(72.5)	-	N/A
Deduction by Financial Compensation ²⁸	(19.9)	-	N/A	(19.9)	-	N/A
Net Operating Revenues	446.9	-	N/A	446.9	-	N/A
Operating Costs	(101.3)	-	N/A	(101.3)	-	N/A
Fixed Costs	(76.9)	-	N/A	(76.9)	-	N/A
Transmission and regulatory charges	(1.8)	-	N/A	(1.8)	-	N/A
Take-or-Pay - Fuel	(62.6)	-		(62.6)	-	
O&M	(12.5)	-	N/A	(12.5)	-	N/A
Others	-	-		-	-	
Variable Costs	(16.6)	-	N/A	(16.6)	-	N/A
Fuel	(16.5)	-	N/A	(16.5)	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	(0.1)	-	N/A	(0.1)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(6.8)	-	N/A	(6.8)	-	N/A
Operating Expenses	(2.8)	-	N/A	(2.8)	-	N/A
SG&A	(2.7)	-	N/A	(2.7)	-	N/A
Depreciation and Amortization	(0.1)	-	N/A	(0.1)	-	N/A
Other Revenue/Expenses	1.1	-	N/A	0.2	-	N/A
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	350.9	-	N/A	350.9	-	N/A
% EBITDA Margin	78.5%	-	N/A	78.5%	-	N/A

Income Statement – Fortaleza TPP

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(3.9)	160.3	N/A	(12.7)	605.1	N/A

Notes:

²⁸ This item considers R\$19.9 million in non-cash amortization of the financial compensation paid in September 2023 to Petrobras due to the termination of the LNG supply contracts for thermal plants with CER, in the context of the renegotiation of the Addenda to the CER between Linhares, Povoação and Viana, the Federal Government, TCU and ANEEL, which led to the need to renegotiate the fuel contract with Petrobras for the flexible mode. The financial compensation was fully disbursed by these three companies in 2023, and recorded as Prepaid Expense (IFRS 9) and amortized, under revenue deduction, until the end of the respective terms of each of the three contracts.

In 4Q24, the plants composing the segment totaled R\$519.5 million gross operating revenues. Of this total, R\$462.6 million referred to contractual fixed revenues from current regulated contracts, while R\$56.8 million was the result of the assets regulatory dispatch. The LORM TPP, a plant with early dispatch, accounted for R\$53.5 million of this total, of which R\$43.5 million derives from revenue due to the asset's thermal generation and R\$10.0 million refers to the operation of generation by replacement signed with Petrobras S.A. ("Petrobras"), according to the possibility provided for in the fuel supply contract, replacing the fuel supply with the variable generation margin calculated using the last regulatory dispatch period in which the plant was operating.

Fixed costs amounted to R\$76.9 million in the period, of which (i) R\$62.6 million referred to the reserve of inflexible fuel supply capacity 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\$8.9 million referring to the costs of operation, maintenance and materials used over the period; (iii) R\$4.4 million of personnel costs. As a result, the segment's fixed margin recorded R\$319.6 million from October 25th, 2024 until the end of the quarter.

Variable costs totaled R\$16.6 million, of which (i) R\$16.5 million referred to fuel costs; and (ii) R\$0.1 million referred to the costs of chemical products associated with the generation process. As a result, the segment's variable margin totaled R\$32.9 million in the period.

Administrative expenses were R\$2.7 million in the period, of which R\$1.8 million referred to administrative staff costs.

As a result of the combination of the effects explained above, the segment's EBITDA totaled R\$350.9 million, with an EBITDA margin of 78.5% in 4Q24. Note that again, this result refers to the 67-day period from October 25th, 2024 to the end of 4Q24, which is below the potential contribution of the assets in a full quarter.

As for the Fortaleza TPP, with the end of the energy trading contract between the plant and COELCE, the plant has been on operational hibernation since late 4Q23. During 4Q24, expenditures of R\$3.5 million were booked under "Other Revenue/Expenses" and R\$0.3 million of SG&A for the maintenance and preservation of the asset. As a result, the plant's EBITDA came negative R\$ 3.9 million in 4Q24 versus R\$160.3 million in 4Q23, when the plant was operating.

► Coal-Fired Thermal Generation

This segment is comprised of subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A. and Pecém II Geração de Energia S.A.

Income Statement – Coal-Fired Generation

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	432.5	315.5	37.1%	1,331.6	1,084.4	22.8%
Fixed Revenues	276.5	263.9	4.8%	1,080.6	1,030.9	4.8%
Variable Revenues	155.9	51.6	202.0%	251.0	53.5	369.0%
Contractual	154.1	44.0	250.0%	251.9	44.1	470.9%
Spot market	1.9	7.6	-75.3%	(1.0)	9.4	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	1.9	7.6	-75.3%	(1.0)	-	N/A
Others	-	0.0	N/A	-	9.4	N/A
Deductions from Gross Revenues	(45.5)	(32.6)	39.7%	(138.5)	(112.0)	23.7%
Net Operating Revenues	387.0	282.9	36.8%	1,193.1	972.4	22.7%
Operating Costs	(315.3)	(204.1)	54.5%	(811.5)	(561.4)	44.5%
Fixed Costs	(68.6)	(86.0)	-20.2%	(278.8)	(288.3)	-3.3%
Transmission and regulatory charges	(19.7)	(18.0)	8.9%	(73.5)	(69.9)	5.1%
O&M	(48.9)	(67.9)	-28.0%	(205.3)	(218.4)	-6.0%
Variable Costs	(189.8)	(67.5)	181.0%	(322.1)	(71.0)	353.5%
Fuel	(185.6)	(57.7)	221.6%	(308.2)	(57.7)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(0.4)	(4.7)	-90.5%	-	(5.8)	N/A
Others	(3.8)	(5.1)	-26.3%	(13.9)	(7.5)	86.6%
Depreciation and Amortization	(56.9)	(50.6)	12.5%	(210.6)	(202.1)	4.2%
Operating Expenses	(10.6)	(11.6)	-8.3%	(42.4)	(41.5)	2.2%
SG&A	(10.3)	(11.6)	-11.0%	(41.1)	(40.2)	2.3%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.0)	919.3%	(1.3)	(1.3)	0.6%
Other Revenue/Expenses	(635.5)	(1.7)	N/A	(634.2)	3.2	N/A
Coal impairment (non-cash)	(634.7)	-	N/A	(634.7)	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(517.2)	116.08	N/A	(83.1)	576.0	N/A
% EBITDA Margin	-133.7%	41.0%	N/A	-7.0%	59.2%	N/A
Adjusted EBITDA (Ex-Impairment)	117.5	116.1	1.2%	551.6	576.0	-4.2%
Adjusted EBITDA Margin (Ex-Impairment) (%)	30.4%	41.0%	-10.7 p.p.	46.2%	59.2%	-13.0 p.p.

In 4Q24, gross operating revenues from the segment increased by R\$117.0 million to R\$432.5 million compared to 4Q23, mainly reflecting a combination of (i) R\$104.3 million contractual variable revenues growth due to higher level of dispatch recorded in 4Q24 versus 4Q23; and (ii) R\$12.7 million fixed revenues growth reflecting annual contractual adjustment in November 2024.

Fixed costs went down 20.2% to R\$68.6 million in 4Q24, in the year-over-year comparison, mainly reflecting two one-off effects booked in 4Q24, namely: (i) reversal of R\$8.5 million over-provisioned during 9M24 relating to contracts for the transportation of coal from the Port of Itaqui to the TPP facilities and internal inventory handling; and (ii) reversal of R\$10.8 million referring to maintenance and materials expenditures throughout 2024 after accounting reassessment of the nature of the expenditures, with reclassification to fixed assets in service.

As a result, the segment's fixed margin increased R\$28.2 million in the year-over-year comparison to R\$178.8 million in 4Q24. Excluding the accounting effects of the reversals related to previous quarters, as highlighted above, the fixed margin in 4Q24 rose by 5.9% or R\$8.9 million in the year-over-year comparison. In 12M24, the fixed margin increased by R\$53.3 million or 8.4% in 12M24 versus 12M23.

Variable costs rose R\$122.3 million in the year-over-year comparison, mainly reflecting fuel costs in 4Q24, due to higher level of dispatch in 4Q24. Accordingly, the segment's variable margin fell by R\$29.0 million in the period, adversely impacted by the decoupling between the average cost of coal inventory previously acquired and the average CVU for the period, with a lower CIF-ARA commodity price, as broken down in the chart below:

Cost and Average CVU by TPP – Coal-Fired Generation

4Q24	Itaqui	Pecém II
Dispatch (%)	32%	28%
Inventory average cost ²⁹ (R\$/MWh)	433.9	346.2
Average CVU ³⁰ (R\$/MWh)	362.06	377.97

The current average cost of coal inventory still reflects loads acquired during 2021 to meet the high level of thermal dispatch in the SIN that year, amid a scenario of significantly higher CIF-ARA commodity prices compared to the current level, due to (i) the effects of lower coal supply, within the context of the Covid-19 pandemic, when few producing units shutdown their operations; and (ii) a scenario of greater demand for coal in 2021, post-end of more restrictive lockdown policies and lower natural gas supply in Europe, a period leading up to the onset of the war in Ukraine.

During 4Q24, the Company acquired nearly 250,000 tons of coal, of which 100,000 tons in Itaqui and 150,000 tons in Pecém II, at current market prices, aiming at supplying the plants' inventories in the context of the return to regulatory dispatch. These acquisitions reduced the inventory average price from R\$1,129.23/ton to R\$892.99/ton at Itaqui TPP and from R\$921.30/ton to R\$739.51/ton at Pecém II TPP. Considering the plants' average consumption during 4Q24, the fuel relative cost fell from R\$438.52/MWh to R\$346.78/MWh at Itaqui and from R\$360.61/MWh to R\$ 289.46/MWh at Pecém II.

Also in 4Q24, the asset impairment tests indicated impairment to the recoverable value of coal-fired thermal assets, due to the lack of visibility regarding the holding of a specific auction for the re-contracting using the current fuel (coal) of the Itaqui and Pecém II plants. The terms of their regulated contracts will expire in 2027 and 2028, respectively. In this scenario, the Company has been enhancing its analyses on converting these plants to natural gas supply. Initially, this conversion was found to be technically feasible. However, this conversion depends on an auction taking place in suitable conditions to support the recoverability of the investments required for the conversion. As a result of the recoverable value tests considering these new parameters, the Company recorded a total non-cash expense related to impairment write-offs of R\$634.7 million, R\$516.9 million in Itaqui and R\$117.9 million in Pecém II³¹.

Considering these effects, the coal-fired segment's EBITDA came negative R\$517.2 million, versus R\$116.1 recorded over the same period last year, mainly reflecting the non-cash accounting effect of R\$634.7 million impairment explained above. Excluding the write-off non-cash accounting effect, EBITDA would come positive R\$117.5 million, R\$1.4 million higher than in 4Q23.

Notes:

²⁹ The average cost of inventory considers the commodity and logistics costs associated with cargo unloading.

³⁰ The average CVU in this table reflects the generation CVU and is defined as the ratio of contractual variable revenues to net generation for the period.

³¹ For more information on the key conditions and assumptions related to the recoverability test, see Note 17 of Property, Plant and Equipment in the Financial Statements of December 31st, 2024 of Eneva S.A.

► Oil-fired Thermal Generation

This segment is comprised of the oil-fired power plants of the subsidiaries Gera Maranhão and Tevisa, which had CCEARs in force for the trading of energy availability until December 31st, 2024.

The results reported below refer to the *pro rata* booking carried out after the assets acquisition, on October 25th, 2024 for Viana and on December 11th, 2024 for Gera Maranhão, upon completion of 100% acquisition of assets. The booking of Gera Maranhão's results between November 14th, 2024 and December 10th, 2024, a period in which Eneva S.A. held only 50% of the share capital, occurred via equity income in the Holding.

Income Statement - Oil-fired Thermal Generation

(R\$ million)	4Q24	2024
Gross Operating Revenues	54.3	54.3
Fixed Revenues	46.5	46.5
Variable Revenues	7.8	7.8
Contractual	7.0	7.0
Spot market	0.8	0.8
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-
Others	0.8	0.8
Deductions from Gross Revenues	(6.0)	(6.0)
Unavailability (ADOMP)	(0.5)	(0.5)
Net Operating Revenues	48.2	48.2
Operating Costs	(24.6)	(24.6)
Fixed Costs	(13.6)	(13.6)
Transmission and regulatory charges	(5.0)	(5.0)
O&M	(8.6)	(8.6)
Variable Costs	(7.2)	(7.2)
Fuel (natural gas)	(6.9)	(6.9)
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-
Others	(0.3)	(0.3)
Depreciation and Amortization	(3.1)	(3.1)
Operating Expenses	(8.2)	(8.2)
SG&A	(8.1)	(8.1)
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)
Other Revenue/Expenses	0.1	0.1
Equity Income	-	-
EBITDA (as of ICVM 527/12)	18.7	18.7
% EBITDA Margin	38.9%	38.9%

The oil-fired generation segment recorded gross operating revenues of R\$54.3 million in 4Q24, of which: (i) R\$46.5 million referred to the contractual fixed revenues of the assets under the regulated contracts, which were in force until December 2024; and (ii) R\$7.8 million variable revenues, mainly due to Viana TPP's regulatory dispatch in 4Q24.

Fixed costs totaled R\$13.6 million, of which: (i) R\$5.0 million referred to TUST costs of both plants; and (ii) R\$8.5 million referred to the costs of personnel, materials and third-party services for the operation and maintenance of the plants. As a result, the segment's fixed margin totaled R\$27.8 million in the period.

Variable costs amounted to R\$7.2 million relating to fuel costs.

Administrative expenses amounted to R\$8,1 million in 4Q24, of which R\$7.0 million referred to the performance bonus linked to the successful sale of Gera Maranhão, which, in turn, was fully discounted from the price paid for the acquisition of assets.

As a result of the effects explained above, the segment's EBITDA totaled R\$18.7 million with an EBITDA margin of 38.9%. It should be noted again that the results reflect the period after October 25th, 2024 for Viana and after December 11th, 2024 for Gera Maranhão.

► 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.

The commercial operation of the Futura Complex began at the end of May 2023, undergoing a period of stabilization until earlier 4Q23, completed in October 2023.

Income Statement - Solar Generation

(R\$ million)	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	83.2	89.2	-6.8%	297.8	241.8	23.1%
Fixed Revenues	74.8	85.9	-12.9%	278.3	225.9	23.2%
Variable Revenues	8.4	3.4	151.3%	19.5	15.9	22.6%
Spot Market	8.4	3.4	151.3%	19.5	15.9	22.6%
Deductions from Gross Revenues	(5.6)	(6.6)	-15.7%	(19.5)	(19.5)	-0.1%
Net Operating Revenues	77.6	82.6	-6.0%	278.3	222.3	25.2%
Operating Costs	(101.7)	(53.4)	90.4%	(316.8)	(212.6)	49.0%
Fixed Costs	(23.1)	(22.7)	2.0%	(86.8)	(72.6)	19.6%
Transmission and regulatory charges	(11.8)	(10.5)	12.3%	(45.1)	(41.9)	7.6%
O&M	(11.3)	(12.2)	-6.9%	(41.6)	(30.6)	36.0%
Variable Costs	(50.0)	(4.2)	N/A	(118.5)	(69.0)	71.8%
Energy Purchase (Reestablishment of commercial backing - FID)	(36.7)	(3.8)	874.4%	(80.8)	(37.2)	117.1%
Charges Reimbursement	(13.3)	(0.9)	1372.0%	(37.9)	(33.0)	15.0%
Others	0.0	0.5	-98.1%	0.2	1.2	-80.4%
Depreciation and Amortization	(28.7)	(26.6)	7.8%	(111.5)	(71.1)	57.0%
Operating Expenses	(4.1)	(7.4)	-44.4%	(14.6)	(18.1)	-19.3%
SG&A	(4.0)	(7.2)	-44.9%	(14.2)	(17.6)	-19.6%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.2)	-20.3%	(0.5)	(0.5)	-7.1%
Other Revenue/Expenses	(12.2)	(0.8)	N/A	(9.8)	(0.8)	N/A
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(11.6)	47.8	N/A	49.1	62.4	-21.4%
EBITDA Margin (%)	-15.0%	57.8%	N/A	17.6%	28.1%	-0.4 p.p.

In 4Q24, net operating revenues from the solar generation segment totaled R\$77.6 million, 6.0% lower than in 4Q23, primarily reflecting lower fixed revenues due to renegotiation of energy trading prices with White Martins in 1Q24, reducing the agreed price to be paid to SPEs Futura 1, 3, and 4, but with an equivalent consideration in the Trading Company's energy purchase transactions. Accordingly, despite the unfavorable impact on the solar generation segment's fixed revenues, the offsetting of energy purchase prices with the Trading Company renders the null effect in the consolidated EBITDA.

On the other hand, in November/24 a bilateral contract was signed between SPE Futura 6 and SicBras Carbeto de Silício do Brasil Ltda for the sale of energy under the mode of self-production, amounting to nearly average 12 MW of energy contracted until 2039. With the signing of this contract, the Futura Complex now has all its SPEs with contracted energy.

The table below shows the average percentage contracted and the average energy sales price of all the contracts signed by the 6 SPEs of the Futura Complex, considering both the renegotiation mentioned above and the new contract signed with Sicbras:

Free Market Bilateral Contracts (Futura 1)

Futura 1 Solar Complex	2024 - 2030	2031+
% of Contracted Energy (average MW per year)	89%	34%
Average Price (R\$/MWh)	185.8	188.1

In 4Q24, fixed costs slightly rose 2.0% to R\$23.1 million, versus 4Q23, mainly reflecting higher TUST amounts adjusted in July 2024, which was partially mitigated by lower O&M costs in the year-over-year comparison.

In 4Q24, Variable costs totaled R\$50.0 million, a R\$45.8 million year-over-year increase, mainly reflecting the impacts of higher expenditures with energy purchase to meet the volume of energy sold and not generated primarily due to:

- **Committed and unrealized generation**, a large part of which was due to the forced shutdown of the plant's power transformer in November 2024 (41.6 GWh) and December 2024 (48.1 GWh), leading the plant to be partially unavailable. The transformer was replaced by late December 2024, allowing the park to resume full operation. In addition, during 4Q24 the plant was impacted by ONS curtailments, booking 42.4 GWh of frustrated generation. The generation cut-offs in the Futura Complex in 4Q24 mainly derived from: (i) the end of the period seasonally associated with Brazil's highest wind generation, contributing to the energy oversupply in the Northeast sub-system in early 4Q24; and (ii) exchange restrictions between the Northeast subsystem and other subsystems earlier in the quarter, with more restrictive flow limits on transmission lines since the blackout of August 23rd, 2023, which took effect until October 17th, 2024. The total impact of energy purchase referring to committed and unrealized generation came to R\$22.9 million in 4Q24, considering all the quarter's events.
- **Modulation effects** on the average energy purchase price, with an impact of R\$9.0 million, due to the discrepancy between the prices set in contracts with counterparties in SPEs and the hourly energy prices observed in the spot market, which recorded higher levels during 4Q24, especially in October 2024.
- **Costs associated with hourly prices decoupling between submarkets** persisted in early 4Q24 due to a combination of exchange restrictions between submarkets by the ONS and the energy oversupply in the Northeast subsystem with greater seasonal wind generation. The impact of this effect totaled R\$4.8 million in 4Q24.

A sharp energy price increase that tends to amplify the effects mentioned above is directly related to a greater need of thermal dispatch, both to replace the hydraulic matrix during low hydrology periods and to meet load peaks, so that the Company has in its thermal park a natural hedge against these effects through its asset portfolio mix.

In 4Q24, the Company also incurred R\$13.3 million in variable costs with reimbursements of charges to counterparties, considering the characteristics of the incentivized energy contracted, with a R\$12.4 million increase versus 4Q23, also reflecting the effects mentioned above.

In addition, in 4Q24, "Other Revenue/Expenses" accounted for net expenses of R\$12.2 million. The amount was the result of two effects:

- (i) legal expenses of R\$15.9 million related to the contingency fees paid to settle the arbitration proceeding with the counterpart, the former supplier of solar panels to the Futura Solar Complex;
- (ii) receipt of R\$4.0 million in 4Q24 as insurance amounts reimbursed under operational risk policies, with reimbursement of loss of profit related to events that occurred during the park's stabilization process throughout 2023.

Considering these effects, the solar generation segment's EBITDA came negative R\$11.6 million in 4Q24, compared to R\$47.8 million in the same period last year.

► Upstream (E&P)

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

Income Statement – Upstream

(R\$ million)	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	385.1	238.5	61.4%	1.151.1	829.5	38.8%
Fixed Revenues	72.9	72.9	0.0%	291.8	291.8	0.0%
Variable Revenues	312.1	165.6	88.5%	859.3	537.8	59.8%
Gas Trading Contract	270.5	144.1	87.7%	710.8	411.9	72.6%
Variable leasing Contract	29.7	12.9	129.6%	103.7	63.0	64.5%
Condensate Sales and Others	11.9	8.6	38.9%	44.8	62.8	-28.8%
Deduction from Gross Revenues	(55.1)	(30.2)	82.8%	(156.6)	(109.7)	42.6%
Net Operating Revenues	330.0	208.4	58.3%	994.5	719.8	38.2%
Operating Costs	(122.8)	(72.0)	70.5%	(352.8)	(279.7)	26.1%
Fixed Costs	(42.1)	(21.5)	95.8%	(122.8)	(108.4)	13.3%
O&M Cost (OPEX)	(42.1)	(21.5)	95.8%	(122.8)	(108.4)	13.3%
Variable Costs	(38.3)	(22.7)	69.2%	(100.4)	(67.0)	49.9%
Government Contribution	(36.5)	(20.1)	82.1%	(91.0)	(56.2)	62.0%
Compressors costs	(1.8)	(2.6)	-30.9%	(9.4)	(10.8)	-13.1%
Depreciation and Amortization	(42.3)	(27.9)	52.0%	(129.6)	(104.4)	24.2%
Operating Expenses	(53.0)	(39.0)	35.9%	(151.8)	(151.5)	0.2%
Exploration Expenses Geology and geophysics (G&G)	(49.0)	(35.0)	39.7%	(130.3)	(130.1)	0.2%
Dry Wells	-	(17.5)	N/A	(23.2)	(29.4)	-21.1%
SG&A	1.1	(1.0)	N/A	(6.7)	(11.0)	-39.4%
Depreciation and Amortization	(5.1)	(3.0)	70.9%	(14.8)	(10.4)	42.2%
Other Revenue/Expenses	4.8	(1.0)	N/A	4.8	(1.2)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	206.4	127.2	62.3%	639.1	402.2	58.9%
EBITDA excluding dry wells ³²	206.4	144.6	42.7%	662.3	431.6	53.5%
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	62.5%	69.4%	-6.9 p.p.	66.6%	60.0%	6.6 p.p.

In 4Q24, net operating revenues went up 58.3% to R\$330.0 million over 4Q23, mainly deriving from R\$126.4 million growth in gas sales revenue, reflecting greater dispatch from Parnaíba Complex's gas plants. In addition, intercompany revenues from variable lease contracts of Parnaíba Complex's thermal power plants that transfer variable margin to the Upstream (but are removed from consolidated result), grew R\$16.8 million, reflecting greater generation at Parnaíba I and III TPPs versus 4Q23.

Operating costs, excluding depreciation and amortization totaled R\$80.5 million in 4Q24, up 82.1% over 4Q23, due to a few factors that impacted O&M, namely: (i) accounting reclassification of expenses related to permissions and maintenance, totaling R\$7.0 million, previously allocated under SG&A; (ii) scheduled maintenance in the quarter, generating an impact of approximately R\$5.0 million in the period; (iii) R\$1.5 million increase in the insurance value, due to the higher volume produced in the period, and (iv) the retroactive effect referring to the reclassification of certain contracts to IFRS16 in 4Q23, with an impact of nearly R\$5.0 million, reducing the amount reported in 4Q23. In addition, in light of the scenario of greater natural gas production in Parnaíba to meet thermal plants dispatch, the costs of Government Interest (royalties) in the period, calculated on the volume of gas produced in the quarter, also increased. Compressor costs slightly decreased on the same period last year, due to a temporary decoupling caused by a delay in the service provider's measurements.

Notes:

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.

As a result of the higher dispatch at Parnaíba, the variable margin grew from R\$122.0 million to R\$229.1 million in the year-over-year comparison, driven by gas sales variable revenues growth that outpaced variable costs increase. The unit variable margin considering gas sales revenue and variable lease, in turn, grew by 13.9%, reaching R\$11.67/MMbtu in 4Q24, in the quarter-over-quarter comparison.

Operating costs, excluding depreciation and amortization increased R\$11.9 million in 4Q24 compared to the same period last year, mainly reflecting higher expenditures on Exploration, Geology and Geophysics, considering the seismic acquisition underway in Paraná basin. In 4Q24, seismic expenses totaled R\$22.0 million, versus less than R\$1.0 million in expenses of this nature in 4Q23, referring to the remaining residual values booked after the end of the seismic campaign in Parnaíba in 3Q23. Dry Wells write-off-related expenses were also not recorded this quarter, compared to the R\$17.5 million recorded in 4Q23.

Therefore, the segment's EBITDA totaled R\$206.4 million in 4Q24, or a R\$79.2 million increase over the same period last year, while the adjusted EBITDA to exclude the dry wells impact, recorded R\$61.7 million growth in the period.

Depreciation in the Upstream segment varies according to the units produced, so in view of the higher unit production, the amount of depreciation recognized in the income statement also increased.

► Off-Grid Gas Trading

This segment is comprised of the results of (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 fluids 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 and other fuel oils 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 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 will be 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)	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Gross Operating Revenues	40.5	-	N/A	46.6	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(4.7)	-	N/A	(6.1)	-	N/A
Net Operating Revenues	35.8	-	N/A	40.5	-	N/A
Operating Costs	(26.0)	-	N/A	(33.0)	-	N/A
Depreciation and Amortization (Costs and Expenses)	(7.7)	-	N/A	(7.9)	-	N/A
Operating Expenses - SG&A	(1.4)	(0.4)	237.6%	(4.9)	(1.1)	350.0%
Other Revenue/Expenses	(10.2)	-	N/A	(10.2)	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(1.8)	(0.4)	356.9%	(7.7)	(1.1)	607.5%
EBITDA Margin (%)	-5.1%	0.0%	-5.1 p.p.	-19.1%	0.0%	-19.1 p.p.

The Off-Grid Gas Trading segment recorded net operating revenues of R\$35.8 million, comprised of revenues from contracts for the sale of small-scale liquefied gas ("SSLNG") to customers from the Parnaíba Complex liquefaction plant, as well as revenues from logistics services provided by GNL Brasil.

After a thorough period of testing and commissioning, the first liquefaction train commenced commercial operation in mid-December. This milestone enabled the plant to deliver the volume scheduled in the signed gas trading contracts. The commercial operation of the second liquefaction train took place in February 2025. The Company now has 100% of its operational capacity. In addition, in January 2025, even before the second train's commissioning, the Company concluded the contracting of the total volume of 600 thousand m³/day of the plant, after signing the contractual amendment with Virtu GNL Ltda ("Virtu LNG"), whose supply commences in March 2025, and establishes a gradual increase in the contracted volume, starting at 10,000 m³/day and reaching 150,000 m³/day in 4Q26. Total production of the contracted volume will occur according to the counterparties' demand.

In addition, by late October 2024, GNL Brasil acquired the assets of the supplier that provided LNG transportation services to the Jaguatirica II TPP, therefore, as of November 2024, the Company's LNG transportation services were mainly carried out by GNL Brasil.

Therefore, operating revenues reported in 4Q24 refer to:

- LNG trading contracts in 4Q24 totaling R\$22.5 million, referring to contracts signed with (i) Companhia Pernambucana de Gás ("Copergás"), with delivery of up to 40 thousand m³/day, whose contract began in August 2024; (ii) Suzano Papel e Celulose S.A. ("Suzano"), with a volume of up to 160 thousand m³/day; and with (iii) Vale S.A. ("Vale"), with a delivery commitment of up to 250 thousand m³/day, with the contracts with Vale and Suzano only being delivered in December 2024. The volumes demanded by these counterparties, as well as by Virtu LNG, will grow gradually until they reach the maximum contracted volume, and all contracts have an average take-or-pay between 80% and 90%/year;
- Logistics services provided by GNL Brasil, including the fixed lease revenue from the transportation of LNG from the Jaguatirica II TPP, which amounted to R\$18.0 million in 4Q24, which are offset against transportation costs and financial expenses at the TPP, and are therefore eliminated in the Company's consolidated view.

Revenues from GNL Brasil's logistics services aiming at meeting the LNG trading contracts with Vale, Suzano and Copergás are already eliminated in this segment, as GNL Brasil revenues are offset against the liquefaction plant's costs.

The segment's operating costs, excluding depreciation and amortization amounted to R\$26.0 million, and were mainly comprised of (i) the purchase of LNG from third parties to meet the contracted volume to be delivered in October, November and December 2024 in SSLNG operations, prior to the startup of the first liquefaction train, totaling nearly R\$13.4 million; (ii) costs associated with the diesel consumption totaling nearly R\$5.7 million referring to the Jaguatirica II TPP transportation, and (iii) R\$4.0 million costs of outsourced logistics services in addition to our own logistics used occasionally during the ramp-up period of the liquefaction plants to fulfill one of the contracts signed in the SSLNG segment.

Other Revenue/Expenses totaled R\$10.2 million, comprised mainly of one-off expenses of R\$2.3 million related to GNL Brasil's asset acquisition and agreed contractual charges of R\$7.6 million referring to the period when the Parnaíba Complex liquefaction plant was under commissioning.

Considering the effects mentioned above, the Off-Grid Trading segment's EBITDA, including the contracts signed for the sale of SSLNG and GNL Brasil's logistics services, came negative R\$1.8 million, due to the higher costs associated with the ramp-up period of the liquefaction plant, as well as one-off expenses referring to GNL Brasil's assets acquisition concluded in 4Q24.

► 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 gas and energy solutions to end customers.

Income Statement – Energy Trading

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Net Operating Revenues	2,331.8	761.8	206.1%	4,165.7	2,856.7	45.8%
Operating Costs	(1,889.1)	(748.8)	152.3%	(3,587.3)	(2,707.0)	32.5%
Electricity acquired for resale	(1,887.5)	(747.7)	152.4%	(3,579.8)	(2,703.5)	32.4%
Others	(1.6)	(1.0)	48.1%	(7.5)	(3.4)	119.6%
Net Revenues/(Expenses) MtM Var.	(492.7)	(6.5)	N/A	(468.7)	214.7	N/A
Operating Expenses	(12.3)	(13.6)	-9.5%	(50.6)	(57.6)	-12.2%
SG&A	(11.9)	(13.3)	-10.3%	(49.1)	(56.3)	-12.9%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.3)	18.8%	(1.5)	(1.3)	16.5%
Other Revenue/Expenses	(4.5)	2.6	N/A	(1.9)	2.0	N/A
Equity Income	-	0.0	N/A	-	(0.0)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(66.4)	(4.2)	N/A	58.7	310.1	-81.1%
% EBITDA Margin	-2.8%	-0.5%	-2.3 p.p.	1.4%	10.9%	-9.4 p.p.

This quarter, the segment's result was influenced by energy purchase and sale operations that took place between 4Q24 and 1Q25, as part of the Company's working capital management. Basically, what happened was the anticipation of cash from part of the futures contracts to 4Q24, with an automatic partial reduction in the Mark-to-Market of energy futures contracts ("MtM") against the increase in net revenue. For EBITDA purposes, the impact was zero, but large variations were observed in the individual lines.

The effect of the operations in 4Q24 described above will be fully restated in the MtM balance of 1Q25, when inverse movements will be observed between the headings - again without any impact on EBITDA.

Segment's Financial Results

Net operating revenues from the Energy Trading segment totaled R\$2,331.8 million in 4Q24, a 206.1% surge from the R\$761.8 million recorded in 4Q23, mainly due to:

- higher total volume of energy traded between the periods from 6,990 GWh in 4Q23 to 9,969 GWh in 4Q24;
- higher energy price curve at the beginning of the quarter, due to unfavorable hydrology, low storage and the continued trend of load increases in the period.

Of the total volume of 9,969 GWh sold in the period, 2,204 GWh refer to structured operations carried out in the quarter, which generated R\$726.0 million in net operating revenue. Excluding the impact of these operations, net operating revenues for the quarter would total R\$1,605.8 million, or a growth of 110.8% compared to 4Q23, justified by the reasons indicated above.

Operating costs rose 152.3% to R\$1,889.1 million versus 4Q23, reflecting the higher volume and price of energy sold in the quarter. Of the total amount of costs, R\$181.4 million refers to temporary operations that impacted the balance and MtM variation in 4Q24. Excluding this effect, operating costs would total R\$1,707.7 million, 128.1% higher than in 4Q23.

In 4Q24, the accounting change in the mark-to-market ("MtM") position of energy futures contracts totaled negative R\$492.7 million, versus negative R\$6.5 million in 4Q23. The MtM variation in the period, as mentioned above, was mainly due to the quarter's structured operations, which had a negative effect of R\$544.6 million on 4Q24. Excluding this effect, MtM would total R\$51.9 million in 4Q24, as a result, among other factors, of new operations in the trading company's portfolio and the price variation that benefited the line in the period.

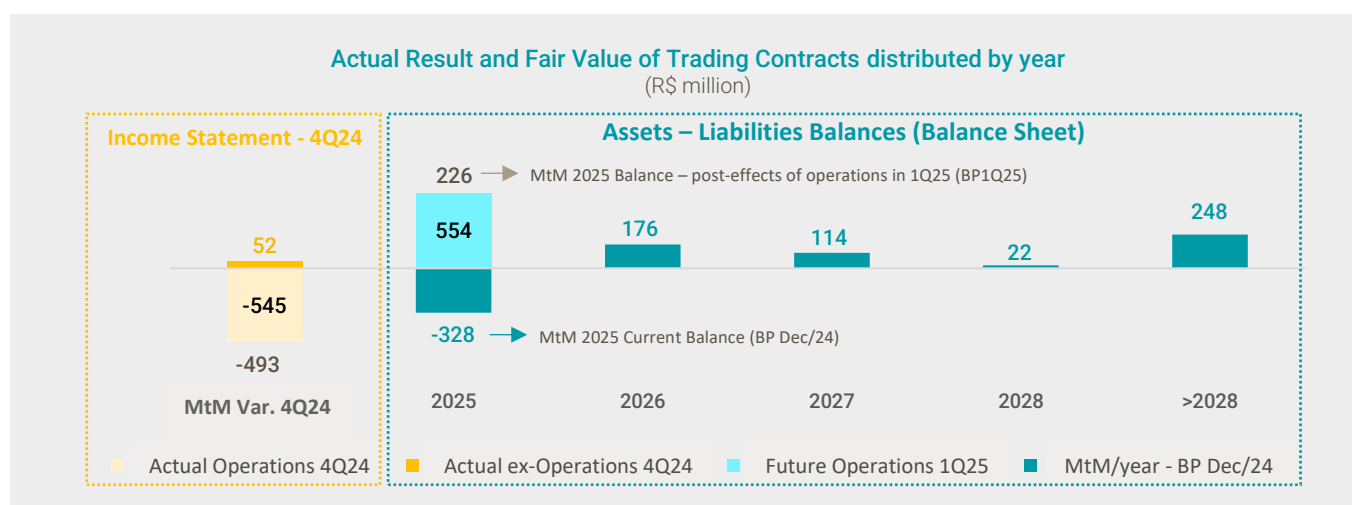
The MtM represents the change in the fair value balances of energy trading contracts at the end of the period, as well as the fair value of new contracts signed during the quarter at the end of the period, with the update of the expected future position realization.

The segment's operating expenses showed a reduction of 9,5% over 4Q23, totaling R\$12.3 million in 4Q24, due to, mostly, the improvement of administrative expenses in the period.

As a result of the factors mentioned above, the segment's EBITDA reached negative R\$66.4 million in 4Q24, with a negative EBITDA margin of 2.8%, lower than in 4Q23, primarily due to energy price curve volatility during 4Q24.

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\$232.1 million³³, 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 open positions at each maturity, net of PIS and Cofins, carried to present value at the end of 4Q24 by the corresponding discount rates³⁴.

The margin realized in the quarter (MtM realization) and the annual distribution of the R\$232.1 million position, according to each contract's maturity, are shown in the chart below, where it is also possible to observe the temporary and one-off effect of the operations carried out between 4Q24 and 1Q25, which have virtually nil effect on these quarters MtM values, since the reduced portion referring to these operations seen in the 4Q24 MtM, totaling R\$545 million, will be reversed in 1Q25. For clarification purposes, the fair value of the energy trading contracts, excluding these effects, would total R\$226.2 million in 2025 (compared to negative R\$327.9 million considering the operations), totaling R\$786.2 million of MtM value registered late in the quarter (compared to the R\$232.1 million already mentioned).



Notes:

³³ The amount of R\$232.1 million also considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

³⁴ 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 & Others

This segment consists of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. By late 4Q24, 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. and; (iii) during 2Q24, SPEs Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A and the Company's main vehicles of energy trading.

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.

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 this quarter now reports both segments separately in the "Sergipe Hub" and "Off-Grid Gas Trading" sections, respectively. In 3Q24, the On-Grid Gas Trading and Off-Grid Gas Trading segments were consolidated into this segment. To promote better comparison, the results for previous periods referring to these segments have been removed from the Holding & Other segment and are now included in their respective sections of this document.

Income Statement – Holding & Other

(R\$ million)	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Net Operating Revenues	(0.0)	0.2	N/A	(0.1)	3.2	N/A
Operating Costs	(0.2)	-	N/A	(0.2)	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Expenses	(51.9)	(23.2)	123.8%	(241.0)	(212.3)	13.5%
SG&A	(33.2)	(46.6)	-33.1%	(162.0)	(174.5)	-7.1%
SOP/long-term incentive (ILP) expenses	(18.7)	26.4	N/A	(79.0)	(37.8)	108.9%
Depreciation and Amortization	(127.4)	(62.1)	105.2%	(213.9)	(208.8)	2.5%
Other Revenue/Expenses	(25.4)	(1.4)	N/A	(2.3)	(2.3)	-28.7%
Equity Income ³⁵	(793.7)	34.1	N/A	318.9	1,051.1	-69.7%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	(871.2)	9.7	N/A	75.3	838.7	-91.0%
EBITDA Ex-Equity Income ³⁵	(77.5)	(24.4)	218.2%	(243.6)	(212.4)	14.7%

Expenses of this segment, excluding depreciation and amortization, totaled R\$51.9 million in 4Q24. The R\$28.7 million year-over-year increase is explained by R\$45.2 million rise in the Company's Long-Term Incentive Programs ("ILPs"), which in 4Q23 were positively impacted by R\$48.0 million due to the reversal of expenses related to the revision of the calculation and booking of the fair value of certain ILP programs of the Company between 2021 and 2023.

In 4Q24, general and administrative expenses, excluding expenses related to ILPs, totaled R\$33.2 million, down R\$16.4 million over 4Q23, mainly driven by R\$8.5 million lower provisions referring to the payment of bonus/PLR in the year-over-year comparison, besides a R\$6.7 million decreased third-party services expenses, especially combined with optimized consultancies expenses and project management.

"Other Revenue/Expenses" came negative R\$25.4 million in 4Q24, reflecting a combination of one-off events occurred in the period, namely:

- Booking of R\$25.6 million in legal expenses referring to the Arbitration Proceeding filed by Eneva, as successor to Focus Energia, against the counterpart, the previous supplier of solar panels to the Futura Solar Complex. The proceeding was concluded by late 3Q24, with legal expenditures incurred throughout the proceeding recorded in accounting terms as expenses in 4Q24. Details of the arbitration proceedings are covered in the Solar Generation segment section;

Notes:

³⁵ 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.

- Legal counsel, consultancies, fees expenses and others associated with both the conclusion of the Public Offering for Primary Distribution of Shares and the acquisition of Linhares, Tevisa, Povoação and Gera Maranhão thermal assets, completed during 4Q24;
- Reversals of provisions in the quarter, especially those related to labor lawsuits, partially offsetting the expenses mentioned above.

As a result, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated view), the segment's EBITDA came negative R\$77.5 million.

Additionally, depreciation and amortization in 4Q24 were impacted by the booking of amortization of goodwill and capital gain related to SPE Celse, in the context of its acquisition by the Company in 2022, of which: (i) R\$37.8 million referred to the goodwill amortization, considering R\$18.9 million related to retroactive booking comprising the period between late June 2024 and September 2024; and (ii) R\$51.5 million referring to the accounting amortization of the capital gain, which, after incorporation into the Holding, became deductible for IRPJ/CSL purposes. Both entries were due to the merger of SPE Celse into the Holding by late June 2024³⁶.

A total amount of R\$145.2 million was recorded in Equity Income as amortization of capital gains and losses, referring to the SPEs in which Eneva holds interest, which are not consolidated in the Holding. Of this amount, R\$143.0 million referred to the amounts amortized referring to capital gains and losses balances generated totaling R\$1,116.9 million, as the acquisition of Linhares, Tevisa, Povoação and Gera Maranhão has been completed in 4Q24, whose amortizations began from the conclusion of the transaction³⁷. For more information on the Business Combination and the effects generated, see Notes 3 and 18 to the Financial Statements for December 31st, 2024 of Eneva S.A.

Notes:

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

³⁷ As stated in observation above, as these four companies were not merged into the Holding by late December 2024, capital gains and losses amortizations are recorded in the Holding under equity income, being reclassified to Depreciation and Amortization at the Consolidated level, according to CPC18 provisions. As of 1Q25, with the merger of Linhares, Viana and Povoação into the Holding, the amortizations relating to the three companies' assets will be automatically recorded under the Holding's D&A.

Consolidated Financial Result

Net Financial Result

(R\$ million)

	4Q24	4Q23	%	2024	2023	%
Financial Revenues	205.2	348.3	-41.1%	507.3	610.8	-17.0%
Income from financial investments	101.8	98.6	3.2%	321.2	314.0	2.3%
Fines and interest earned	19.6	0.8	N/A	48.8	6.8	614.3%
Interest from related parties	0.9	0.3	183.0%	8.0	0.8	933.8%
Effects – CELSE Refinancing	-	237.6	N/A	-	237.6	N/A
Others	82.8	11.0	653.3%	129.2	51.7	150.1%
Financial Expenses	(746.4)	(1,476.7)	-49.5%	(2,718.9)	(3,282.3)	-17.2%
Debt charges ³⁸	(60.1)	(64.4)	-6.6%	(265.4)	(398.7)	-33.4%
Interest on Debentures	(246.8)	(365.6)	-32.5%	(1,200.2)	(1,266.0)	-5.2%
Monetary variation	(145.9)	(90.1)	61.9%	(462.6)	(288.7)	60.2%
Interest on lease and others ³⁹	(66.8)	(61.5)	8.7%	(255.8)	(241.7)	5.8%
Net exchange variation	18.5	7.3	153.9%	7.7	(68.0)	N/A
Financial commissions and brokerage	(6.0)	(40.1)	-85.1%	(70.1)	(81.7)	-14.2%
IOF/IOC	(4.8)	(16.3)	-70.4%	(15.7)	(33.2)	-52.9%
Interest to be incurred on Receivables Anticipation	(126.3)	(27.3)	363.2%	(272.3)	(36.2)	651.2%
Effects – CELSE refinancing	-	(431.6)	N/A	-	(431.6)	N/A
Debentures Fair Value Reclassification	-	(370.1)	N/A	-	(370.1)	N/A
Others	(108.2)	(17.0)	536.6%	(184.5)	(66.4)	177.9%
Non-cash FX variation on lease ³⁹	(402.2)	113.3	N/A	(925.9)	253.4	N/A
Losses/Gains on derivatives	(410.8)	3.3	N/A	(424.1)	27.4	N/A
Net Financial Income (Expense)	(1,354.2)	(1,011.8)	33.8%	(3,561.7)	(2,390.8)	49.0%
Net Financial Income(Expense) adjusted to exclude one-off and non-cash effects ⁴⁰	(541.2)	(564.3)	-4.1%	(2,211.6)	(2,107.4)	4.9%

The Company recorded a negative net financial result of R\$1,354.2 million in 4Q24, 33.8% lower than the negative R\$1,011.8 million in 4Q23. However, note that both periods booked specific non-recurring and recurring non-cash effects which hindered the financial performance analysis on a comparative basis and correlation of net financial result with cash flow.

The main effects are:

- Booking of R\$402.2 million in non-cash exchange rate variation, booked on the foreign currency-denominated liability (US dollar) referring to the FSRU lease at Porto de Sergipe I TPP. This variation reflects the significant

Notes:

³⁸ Includes amortization of transaction costs.

³⁹ Pursuant to IFRS16/CPC 06.

⁴⁰ This line considers the Net Financial Result, deducted from the lines (i) Revenues – CELSE Refinancing Effect (non-recurring);

(ii) Expenses- CELSE Refinancing Effect (non-recurring); (iii) Debentures Fair Value Reclassification (non-recurring);

(iv) Non-cash exchange rate variation on leasing (non-cash); and (v) variation in the mark-to-market of swaps (non-cash)

appreciation of the spot exchange rate at the end of 4Q24, resulting in increased remaining balance of liabilities denominated in local currency at the end of the period. On the other hand, in 4Q23, a positive impact of R\$113.3 million from exchange rate variation was recorded on the FSRU lease, due to the US dollar depreciation against the Brazilian Real seen in that period. The combination of these two factors resulted in a negative variation of R\$515.5 million in the quarter-over-quarter comparison;

- Booking of R\$410.8 million under "Losses/Gains on Derivatives", a recurring non-cash effect, referring to (i) the result of the mark-to-market of the derivative (swap) contracted for the conversion of the exposure of the Porto de Sergipe I TPP receivables anticipation operation, originally linked to the pre-fixed rate by exposure to the CDI, with an impact of R\$264.4 million on the 4Q24 result. The financial burden of CDI-linked debts is naturally hedged with the Company's cash income and other financial investment income; and (ii) the mark-to-market result of the energy purchase operations at Linhares, Povoação and Viana TPPs, with an impact of R\$124.1 million in 4Q24. These operations were carried out to mitigate the exposure of the revenues from the plants' Simplified Competitive Procedure contracts, which are not subject to mark-to-market, PLD fluctuations;
- In addition, in 4Q23, the following one-off amounts were recorded in relation to Celse's debt refinancing, namely: (i) Expenses totaling R\$431.6 million, of which R\$294.1 million referring to the full write-off of funding costs for previous debts and R\$137.5 million referring to fees paid to previous creditors for the early settlement of the debt; and (ii) Revenue of R\$237.6 million referring to the financial discount obtained from the repurchase of CELSE's 1st Debenture Issue in 4Q23, at 94% of its face value, with no impact on cash flow; and
- In 4Q23, non-cash one-off expenses totaling R\$370.1 million were also recorded, related to the reclassification of the full recognition booked in the result of debentures fair value after the early settlement of swaps contracted to convert exposure from IPCA to CDI, with no impact on cash flow.

Excluding the effects mentioned above, the normalized negative financial result would total -R\$541.2 million in 4Q24, versus -R\$564.3 million in 4Q23, a 4.1% improvement in the year-over-year comparison. During 4Q24, we saw offsetting movements between the lines, the main ones as detailed below:

- Consolidated positive variation of R\$67.3 million in 4Q24 vs. 4Q23, considering the sum of the variations in the main items of additions to debt, "Debt Charges", "Interest on Debentures" and "Monetary Variation", mainly reflecting the prepayment of debentures under the liability management process concluded in 3Q24;
- Negative effect of R\$99.0 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 TPPs Itaquí and Pecém II, structured in September 2023 - until then, the amount booked in this line reflected only the anticipations made at Itaquí and Pecém II.
- The amount of R\$63.9 million was recorded under "Financial Income - Other", with a counter-entry of R\$66.1 million under "Financial Expenses - Other" due to the energy trading operations with anticipated receivables set up between Viana I TPP and the banks ABC, Santander and Itaú. These operations were structured over the course of 1H24.

CAPEX

(R\$ million)

	4Q24	3Q24	2Q24	1Q24	4Q23	3Q23	2Q23	1Q23	2024	2023
Coal-Fired Generation	27.0	5.8	3.7	3.9	13.2	6.2	5.0	3.7	40.4	28.1
Pecém II	11.5	4.0	0.9	(0.0)	7.0	1.0	1.8	(0.2)	16.4	9.7
Itaqui	15.5	1.8	2.8	3.9	6.2	5.2	3.2	3.9	24.0	18.4
Oil-fired Generation ^a	1.9	-	-	-	-	-	-	-	1.9	-
Gas-fired Generation	58.4	17.5	20.0	14.8	48.0	39.3	34.1	18.5	110.6	139.9
Parnaíba I ^b	29.8	1.8	9.0	(4.3)	18.0	5.9	6.2	(2.7)	36.2	27.4
Parnaíba II ^c	11.8	7.3	9.5	9.4	13.6	5.3	8.8	(4.5)	38.0	23.2
Parnaíba III ^c	1.9	-	0.5	(0.0)	4.0	0.1	0.0	2.0	2.4	6.2
Parnaíba IV ^c	0.1	-	0.2	0.1	0.2	2.6	0.4	(3.2)	0.3	0.1
Parnaíba V	11.6	8.3	0.8	9.7	8.7	15.9	17.1	26.6	30.4	68.3
Fortaleza TPP	1.4	0.1	0.0	(0.1)	3.4	9.5	1.5	0.4	1.5	14.8
Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants ^a	1.9	-	-	-	-	-	-	-	1.9	-
Sergipe HUB	124.4	20.6	23.8	9.3	10.6	1.1	5.8	7.9	178.1	25.4
Parnaíba VI ^c	42.0	54.2	21.2	49.2	60.5	87.7	78.0	72.7	166.6	298.9
Azulão-Jaguatirica	38.1	21.6	12.0	26.3	16.1	17.7	26.7	24.0	98.0	84.5
Azulão 950	554.3	589.0	492.1	125.3	375.6	277.9	234.5	211.2	1,760.7	1,099.2
E&P	20.1	26.3	8.5	5.4	82.7	45.7	78.1	87.3	60.3	293.8
TPP	534.2	562.7	483.6	119.9	293.0	232.3	156.3	123.9	1,700.4	805.4
Futura ^a	17.6	8.7	-	(3.3)	18.4	(5.0)	3.6	92.0	23.0	109.0
Upstream	141.7	162.4	89.1	88.3	96.0	130.2	179.0	44.5	481.6	449.7
Development	120.6	143.6	70.5	58.8	40.3	93.7	169.3	32.3	393.5	335.5
Exploration	21.2	18.8	18.6	29.5	55.8	36.5	9.7	12.2	88.1	114.2
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão	36.2	63.4	87.7	123.3	102.4	100.5	100.8	39.9	310.6	343.6
Holding and Others	82.3	23.9	43.7	17.5	48.4	60.4	15.3	2.5	167.4	126.7
Total ^d	1,124.0	966.9	793.2	454.7	789.3	716.1	682.7	516.8	3,338.8	2,704.9

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

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

b - 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.

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

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

In 4Q24, Capex totaled R\$1,124.0 million, 68.9% of which was allocated to projects under construction and the Upstream development in the quarter, broken down as follows:

- **Azulão 950:** total Capex of R\$554.3 million in 4Q24, R\$258.0 million of which went towards construction and assembly services carried out at TPP, GTP, Substation and Transmission Lines, with the assembly of the transmission towers and other main substation equipment, as well as the assembly of the boiler modules. In addition, R\$83.0 million was used to comply with GE's contracts, referring to the steam turbine, generator milestones and the rotor return to the site, as well as costs related to logistics and commissioning. Also in the period, R\$102.0 million referred to the completion of the civil works, the payment of specific contractual milestones to equipment suppliers, the rental of heavy lift cranes and specialized engineering services. In addition, a total of R\$45 million referred to water collection and pipeline works, and nearly R\$31 million referred to other equipment, such as the demineralized water treatment plant, GSU, pumps and valves. Of the remaining amount, R\$20.1 million relates to E&P activities, mainly due to clusters and gas pipelines.
- **Parnaíba VI TPP:** total of R\$42.0 million, R\$21.0 million went towards construction and electromechanical assembly and other commissioning activities. Also during the quarter, important stages of commissioning and operational tests prior to the COD were completed, covering generation, control, condensation and lubrication systems.
- **Gas liquefaction plants in Maranhão (SSLNG):** total investment of R\$36.2 million this quarter, R\$22.0 million of which went towards construction and assembly activities, in addition to R\$13.0 million for payments relating to the technology supplier's commissioning services and purchase of spare materials.
- **Upstream:** investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R\$141.7 million in 4Q24. Of this total, R\$76.1 million referred to the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, due to works to connect the south pole gas pipeline, whose total investment since the start of the works has already amounted to nearly R\$380 million. In addition, R\$31.6 million has been earmarked for seismic mobilization in the AM, for the 2025 campaign, and another R\$25.5 million referred to technical engineering teams.

At the Sergipe Hub, R\$124.4 million was invested in the period, of which R\$112.0 million referred to the riser replacement, which included, among other activities and services, expenditure on leasing vessels and hiring a team of specialized divers. Of the remaining amount, R\$6.4 million referred to the contracting of Front End Engineering Design, within the scope of the Sergipe Hub expansion project and R\$5.2 million was earmarked for the installation of the onshore BOG compressor, aimed at mitigating LNG losses and enabling the trading of BOG, considering the Hub's connection to the grid. The compressor installation was completed in 4Q24 and, in total, investments related to the activity amounted to R\$19.9 million.

Investments in the gas generation segment totaled R\$58.4 million. Of this amount, R\$29.8 million was invested in the Parnaíba I TPP, of which R\$9.0 million for the acquisition of spare parts and R\$6.0 million for activities and works to adapt and improve the GTP. Of the remaining amount, R\$6.0 million referred to expenses with the GTP maintenance shutdown and additional contractual payments to GE linked to the achievement of specific milestones. In addition, R\$11.8 million was set aside for Parnaíba II, mainly to pay GE for the contractual milestones achieved in the period, and R\$11.6 million for Parnaíba V to acquire spare materials and implement improvements at the plant.

In the Azulão-Jaguatirica Integrated System, R\$38.1 million was invested, R\$14.0 million of which went towards expenditures related to the maintenance of turbines and self-generation systems, including the payment of fees and specialized services. Also in the period, R\$12.0 million referred to the purchase of spare materials for the maintenance of cryogenic equipment and other miscellaneous materials and the certification and replacement of certain equipment to ensure the cryoboxes operational safety. Of the remaining amount, R\$4.0 million was invested in completing the slope recovery works, as well as in works aimed at improving the operational and support infrastructure.

The coal-fired generation segment totaled R\$27.0 million, of which R\$15.5 million referred to the Itaqui TPP. Of this amount, R\$7.0 million was allocated for the acquisition of miscellaneous materials and spare parts and R\$2.8 million was invested in repairing and upgrading the pump system. In addition, R\$11.5 million was invested in Pecém II, R\$4.0 million of which went towards the purchase of spare parts and R\$2.0 million for operational improvements and asset modernization.

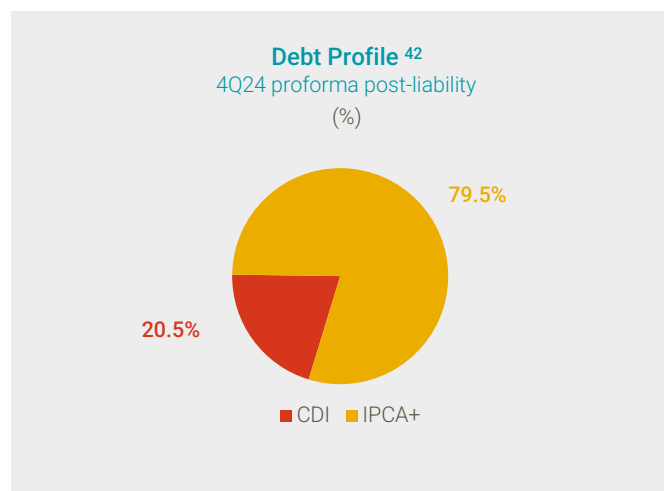
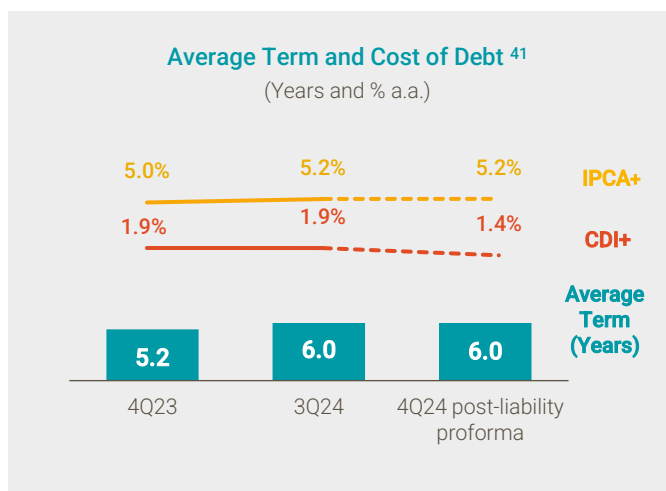
The amounts invested in Futura 1 totaled R\$17.6 million in 4Q24, directed primarily to the medium-voltage network and other civil works. In addition, expenditures were recorded in the period to book reclassifications relating to improvement and adjustment activities carried out in previous quarters.

The amounts invested in the Holding & Other accounted for 7.3% of the total in 4Q24. Of this amount, R\$62.4 million was set aside for GNL Brasil, mainly referring to the acquisition of Transpipeline's assets.

Indebtedness

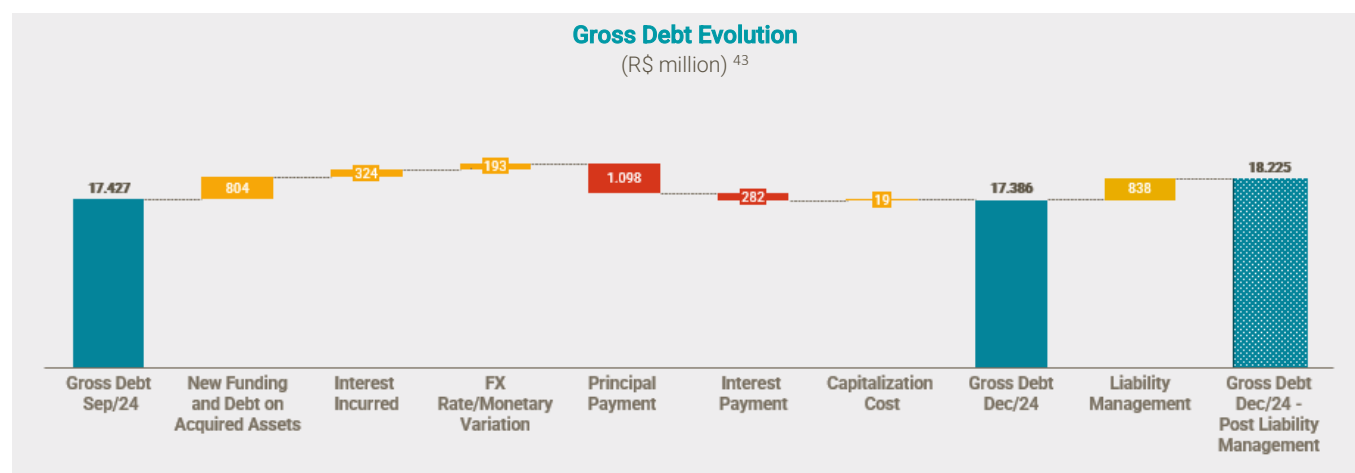
► Debt Profile

Consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$17,386 million in December 2024 over R\$19,701 million in December 2023 and R\$17,427 million in September 2024. By late 4Q24, and at the beginning of January 2025, the Company concluded the 13th Issue of Debentures of Eneva S.A., ending a liability management process that began at the end of December 2024. As a result, this section analysis, referring to December 2024 debt, will already include this proforma effect ("4Q24 proforma – post-liability"). The proforma 4Q24 consolidated gross debt – post-liability totaled R\$18,225 million.



At the end of 4Q24, the proforma average maturity of consolidated debt – post-liability was nearly 6.0 years, in line with 3Q24 and an increase of 0.8 years compared to 4Q23, with nearly 80% of its consolidated debt exposed to IPCA and 20% to CDI. The initiatives concluded in 1Q25 also led to a reduction in the CDI-indexed cost of debt, decreasing the average spread from 1.9% in 4Q23 and 3Q24 to 1.4% in 4Q24. The debt balances reported in the period already include the debts of recently acquired assets, whose processes were concluded before the end of the quarter.

► Gross Debt Changes



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

Notes:

⁴¹ The cost of debt reported considers the weighted average cost of debt in the quarter, except for the proforma view, whose weighted average cost of debt considers the date of conclusion of the liability management process. The CDI+ cost includes TJLP exposures in its calculation.

⁴² The CDI profile considers Pre and EURIBOR+, equivalent to 0.8% and 0.6%, respectively.

⁴³ The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released from escrow accounts.

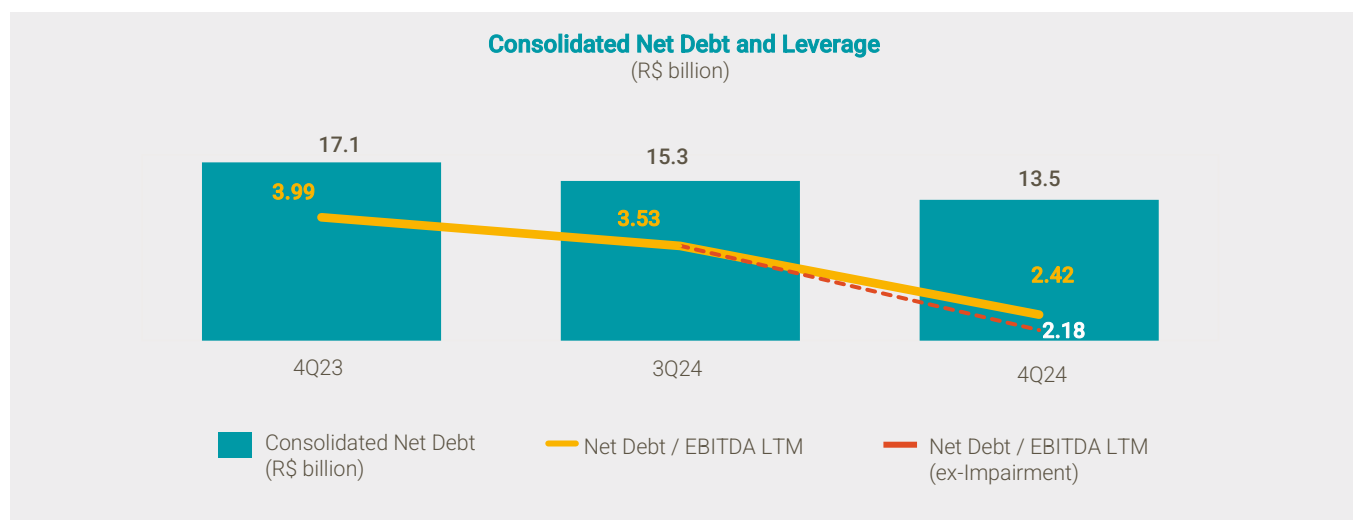
- First disbursement related to the financing of the Azulão II TPP, from the FDA, in the amount of R\$500 million, under the contract signed on August 28th, 2024. The financing conditions include an average rate of IPCA + 3.68% p.a. and a total term of 18 years, with a 4-year grace period for principal and interest;
- R\$100 million funding in October 2024, a result of the 1st Issue of Debentures by GNL Brasil, a logistics joint venture in which Eneva holds a 51% stake, to reinforce cash, ensuring the liquidity needed to repay the loan previously signed with Eneva, as well as enabling investments in the Off-Grid natural gas trading segment;
- Entry in the debt balance sheet of the assets acquired for R\$173 million, from Linhares and Tevisa;
- Disbursement of R\$18.6 million for the drilling rig financing, with a 10-year term and the cost is indexed to EURIBOR + 0.80% per year. To date, nearly 95% of the total contracted has been disbursed;
- Payments of principal, interest and escrow accounts totaling R\$1,369.5 million, referring mainly to the partial redemption of the 2nd Series Debentures of Eneva's 11th Issue in the amount of R\$868.7 million, in December 2024, as part of the Company's liability management process, which also involved raising R\$838 million in January 2025; and
- Monetary and Exchange Rate Variation, totaling R\$ 186.0 million, referring to contracts indexed to the IPCA and EURIBOR, respectively.

As a result of events mentioned above and considering the proforma effects, consolidated gross debt totaled R\$18,224 million at the end of December 2024.

► Net Debt and Leverage

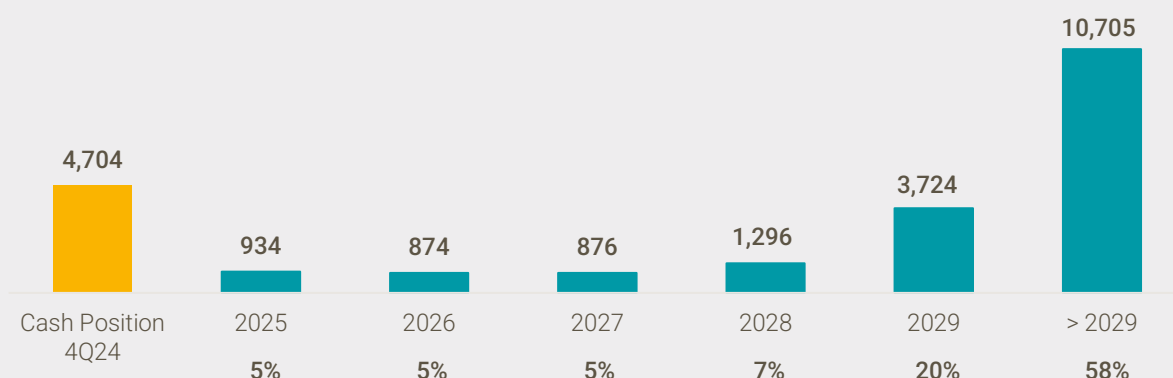
In late December 2024 and considering the amount raised with the 13th Issue in January 2025, the 4Q24 proforma cash balance – post-liability totaled R\$4,704 million, a R\$2,111 million increase compared to the cash balance of R\$ 2,593 million in December 2023, and R\$2,581 million compared to the cash balance recorded in September 2024, of R\$2,123 million.

Consolidated net debt totaled R\$13,520 million at the end of 4Q24, leading to a 2.42x net debt/LTM EBITDA ratio. The 12-month EBITDA for covenant purposes considers the 12-month result of the assets acquired in 4Q24. Excluding the R\$634.7 million impairment effect on 4Q24 EBITDA, net debt/LTM EBITDA would total 2.18x.



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

Adjusted Debt Maturity Schedule (Principal) – End of 2024 (post-liability) ⁴⁴ (R\$ million)



Capital Markets

ENEV3

	4Q24	3Q24	4Q23
Number of shares – end of period	1,932,591,767	1,584,697,571	1,584,572,378
Share price – end of period (R\$/share)	10.53	13.97	13.61
Traded shares (Million) – daily average	8.5	8.8	8.9
Financial volume (R\$ Million) – daily average	97.6	107.1	89.8 ⁴⁵
Market cap – end of period (R\$ Million) ⁴⁶	20,338	22,121	21,540
Enterprise Value - end of period (R\$ Million) ⁴⁷	33,871	37,442	38,674

Ownership Structure

4Q24 was characterized by two capital increase operations: (i) the Follow-On; and (ii) the business combination and asset acquisitions ("M&A operations").

► Follow-On

On October 10th, 2024, after concluding the bookbuilding procedure, the Follow-On was priced, and the share capital was increased by R\$3,200,000,006.00. At the time, 228,571,429 common shares were issued, priced at R\$14.00/ share. As a result, the Company's share capital rose from R\$13,263,745,287.34 to R\$16,463,745,293.34.

Notes:

⁴⁴ The flow in question considers the value of the debt principal, net of transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

⁴⁵ In 4Q23, the average daily Financial Volume was calculated using a different calculation methodology to previous quarters. For this quarter, the previously adopted methodology (Volume-Weighted Average Price) was used again and the average financial volume for 4Q23 is restated in the table.

⁴⁶ It excludes treasury shares, at closing price of the period.

⁴⁷ Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and net debt, both at the end of the period.

The Follow-On took place in the context of the implementation of the M&A Operations announced in July 2024 and concluded in October 2024 and December 2024, through which Eneva would become the holder of all the shareholdings Tevisa, Povoação, Gera Maranhão and Linhares thermal plants, and the Follow-On as one of the conditions precedent for the conclusion of the operations.

► **Capital increase within the scope of M&A Partial Closing**

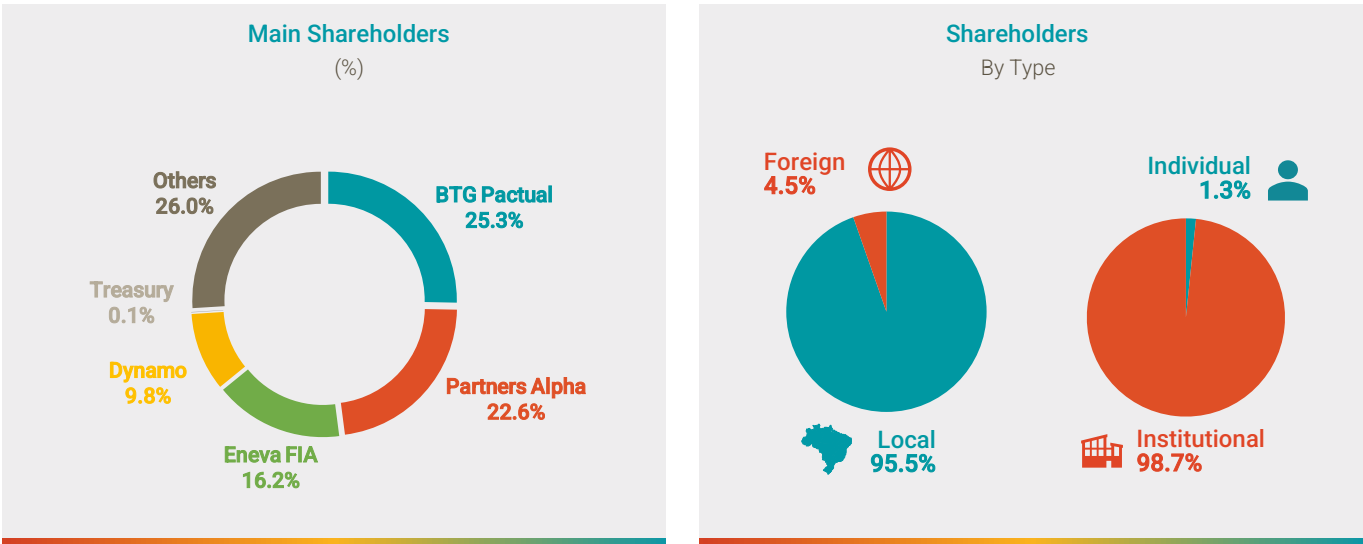
On October 25th, 2024, the Company partially concluded the M&A operations ("M&A Partial Closing") with: (i) the 100% acquisition of Linhares shares and debentures of its 2nd issue, with cash disbursement, totaling R\$ 855 million; and (ii) the partial spin-off of BTG Pactual Holding Participações S.A., with the merger of 100% of Tevisa and Povoação shares, which provided for payment in shares. Within the scope of the M&A Partial Closing, Eneva concluded a new capital increase by issuing 119,322,767 new common shares of the Company, in the amount of R\$ 1,670,518,740.34, in favor of Banco BTG Pactual S.A., for payment of the Tevisa and Povoação assets.

As a result of the capital increases mentioned above, in late December 2024 the Company's share capital amounted to R\$18,134,264,033.68, divided into 1,932,591,767 common shares, with 99.781% of free float.

The shareholding structure is detailed below:

► **Eneva Shareholder Profile**

December 31st, 2024



Subsequent Events

On January 5th, 2025, the Company's Board of Directors approved a share buyback program ("Buyback Program"). The purpose of the Buyback Program is to maximize the shareholder value creation through efficient capital allocation management, considering the potential profitability of the Company's shares.

The maximum number of shares to be acquired was set at 50,000,000 common shares, equivalent, on that date, to approximately 2.587% of the total shares issued by the Company and approximately 2.593% of the total outstanding shares.

ESG Initiatives – Environmental, Social and Governance Initiatives

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 – 4Q24	Pamaiba Generation	Roraima Generation	Sergei's HUB	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	879,8	207,0	1.226,3	519,4	2.832,5	385,1	(459,8)	2.757,8	432,5	54,3	83,2	2.086,3	40,5	-	21,8	5.476,4
Deductions from Gross Revenues	(95,4)	(24,9)	(169,0)	(72,6)	(361,9)	(55,1)	88,8	(328,1)	(45,5)	(6,0)	(5,6)	(247,2)	(4,7)	(0,0)	43,5	(593,8)
Net Operating Revenues	784,4	182,1	1.057,3	446,9	2.470,6	330,0	(371,0)	2.429,6	387,0	48,2	77,6	1.839,1	35,8	(0,0)	65,3	4.882,6
Operating Costs	(531,6)	(112,0)	(815,2)	(101,3)	(1.560,1)	(122,8)	371,9	(1.311,0)	(315,3)	(24,6)	(101,7)	(1.889,1)	(33,7)	(0,2)	(78,2)	(3.753,7)
Depreciation & amortization	(82,6)	(37,0)	(98,3)	(6,8)	(194,8)	(42,3)	-	(237,1)	(56,9)	(3,1)	(28,7)	-	(7,7)	-	-	(333,4)
Operating Expenses ¹	(102,2)	(8,4)	(3,9)	(7,4)	(29,8)	(53,0)	2,5	(80,3)	(10,4)	(8,2)	(4,1)	(12,3)	(1,4)	(179,3)	(147,6)	(443,9)
SG&A ²	(10,0)	(8,4)	(3,9)	(3,0)	(25,2)	1,1	2,5	(21,7)	(10,3)	(8,1)	(4,0)	(11,9)	(1,4)	(51,9)	(2,5)	(111,8)
Depreciation & amortization	(0,2)	(0,0)	(0,0)	(4,4)	(4,6)	(5,1)	-	(9,6)	(0,3)	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,0)	(127,4)	(145,2)	(283,1)
Other revenues/expenses	(1,7)	(0,9)	(8,3)	(2,5)	(13,3)	4,8	(1,3)	(9,8)	(635,5)	0,1	(12,2)	(4,5)	(10,2)	(25,4)	0,5	(697,1)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(793,7)	797,1	3,4
EBITDA (as of ICVM 527/12)	293,8	97,8	328,2	347,0	1.066,8	206,4	2,1	1.275,3	(517,2)	18,7	(11,6)	(66,4)	(1,8)	(871,2)	782,2	607,9
Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) ³	293,8	97,8	328,2	347,0	1.066,8	206,4	2,1	1.275,3	117,5	18,7	(11,6)	(66,4)	(1,8)	(871,2)	782,2	1.242,7
Net Financial Result	(28,5)	(21,9)	(710,3)	(128,0)	(888,7)	(127,2)	3,1	(1.012,8)	(37,7)	1,8	(4,0)	1,5	(9,3)	(303,4)	9,7	(1.354,2)
EBT	212,4	39,0	(480,4)	207,7	(21,3)	31,7	5,2	15,6	(612,1)	17,3	(44,5)	(65,3)	(18,8)	(1.302,0)	646,9	(1.362,9)
Current Taxes	(27,8)	3,8	-	(56,5)	(80,6)	-	-	(80,6)	(0,6)	(3,3)	(4,8)	(0,1)	(2,1)	0,0	-	(91,6)
Deferred Taxes	(4,1)	(6,5)	35,3	25,7	50,4	-	-	50,4	212,3	0,7	4,6	170,8	(3,0)	173,0	-	608,9
Net Income end of Period	180,4	36,3	(445,1)	176,9	(51,5)	31,7	5,2	(14,6)	(400,4)	14,8	(44,7)	105,3	(23,9)	(1.129,0)	646,9	(845,7)
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117,0	117,0
Eneva Net Income	180,4	36,3	(445,1)	176,9	(51,5)	31,7	5,2	(14,6)	(400,4)	14,8	(44,7)	105,3	(23,9)	(1.129,0)	529,9	(962,6)

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

3- Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) refers to EBITDA CVM, disregarding the one-off effect of non-cash accounting expense related to Impairment.

Income Statement – 4Q23	Pamaiba Generation	Roraima Generation	Sergei's HUB	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R\$ Million																
Gross Operation Revenues	597,5	193,7	723,4	432,9	1.947,5	238,5	(218,0)	1.967,9	315,5	-	89,2	841,4	-	0,2	(173,4)	3.041,0
Deductions from Gross Revenues	(59,9)	(19,2)	(52,3)	(86,3)	(217,7)	(30,2)	44,0	(203,9)	(32,6)	-	(6,6)	(86,1)	-	-	16,0	(313,1)
Net Operating Revenues	537,5	174,5	671,2	346,6	1.729,8	208,4	(174,1)	1.764,1	282,9	-	82,6	755,3	-	0,2	(157,3)	2.727,9
Operating Costs	(377,5)	(120,8)	(428,7)	(192,7)	(1.119,6)	(72,0)	174,1	(1.017,6)	(204,1)	-	(53,4)	(748,8)	-	-	157,3	(1.866,6)
Depreciation & amortization	(39,7)	(42,5)	(103,8)	(4,3)	(190,2)	(27,9)	-	(218,1)	(50,6)	-	(26,6)	-	-	-	-	(295,2)
Operating Expenses ¹	(11,5)	(9,4)	(7,1)	(0,6)	(28,6)	(39,0)	4,2	(63,3)	(11,6)	-	(7,4)	(13,6)	-	(85,3)	(60,8)	(242,0)
SG&A ²	(11,2)	(9,4)	(7,1)	(0,6)	(28,4)	(1,0)	4,2	(25,1)	(11,6)	-	(7,2)	(13,3)	-	(23,2)	(4,8)	(85,2)
Depreciation & amortization	(0,3)	(0,0)	0,1	-	(0,2)	(3,0)	-	(3,2)	(0,0)	-	(0,2)	(0,3)	-	(62,1)	(56,0)	(121,8)
Other revenues/expenses	(0,9)	0,5	(1,1)	2,7	1,2	(1,0)	(0,2)	(0,0)	(1,7)	-	(0,8)	2,6	-	(1,4)	0,2	(1,2)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	-	34,1	(34,0)	0,1
EBITDA (as of ICVM 527/12)	187,7	87,2	338,0	160,3	773,3	127,2	4,0	904,5	116,1	-	47,8	(4,2)	-	9,7	(38,5)	1.035,3
Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) ³	187,7	87,2	338,0	160,3	773,3	127,2	4,0	904,5	116,1	-	47,8	(4,2)	-	9,7	(38,5)	1.035,3
Net Financial Result	(31,4)	(20,4)	(323,3)	(0,1)	(375,2)	(6,6)	0,0	(381,7)	(44,3)	-	(0,9)	1,7	-	(586,4)	(0,1)	(1.011,8)
EBT	116,3	24,4	(89,0)	155,9	207,6	89,8	4,1	301,4	21,2	-	20,1	(2,9)	-	(638,8)	(94,7)	(393,5)
Current Taxes	(14,6)	(0,5)	11,7	-	(3,5)	-	-	(3,5)	0,2	-	(5,5)	(1,5)	-	0,2	-	(10,0)
Deferred Taxes	(6,8)	(5,2)	(14,9)	-	(26,8)	-	-	(26,8)	(1,8)	-	(2,1)	2,6	-	191,4	-	163,2
Net Income end of Period	94,9	18,7	(92,2)	155,9	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	-	12,5	(1,7)	-	(447,1)	(94,7)	(240,3)
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,9	50,9
Eneva Net Income	94,9	18,7	(92,2)	155,9	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	-	12,5	(1,7)	-	(447,1)	(145,5)	(291,2)

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

3- Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) refers to EBITDA CVM, disregarding the one-off effect of non-cash accounting expense related to Impairment.

Exhibits – Income Statement Tables by Segment (Continued)

Income Statement – 12M24	Pamaiba Generation	Roraima Generation	Sergipe's HUB	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Solar Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R\$ Million														
Gross Operation Revenues	3.213,7	788,3	2.860,7	519,5	7.382,1	1.151,1	(1.198,1)	7.335,1	1.331,6	54,3	297,8	4.157,3	46,6	12.802,6
Deductions from Gross Revenues	(460,0)	(83,1)	(224,3)	(72,5)	(939,9)	(156,6)	229,7	(866,7)	(138,5)	(6,0)	(19,5)	(460,4)	(6,1)	(1.415,1)
Net Operating Revenues	2.753,7	705,2	2.536,4	446,9	6.442,2	994,5	(968,4)	6.468,4	1.193,1	48,2	278,3	3.697,0	40,5	11.387,5
Operating Costs	(1.627,3)	(420,5)	(1.445,4)	(101,3)	(3.594,4)	(352,8)	969,3	(2.978,0)	(811,5)	(24,6)	(316,8)	(3.587,3)	(40,9)	(7.434,0)
Depreciation & amortization	(185,4)	(154,1)	(392,8)	(6,8)	(739,1)	(129,6)	-	(868,8)	(210,6)	(3,1)	(111,5)	-	(7,9)	(1.201,7)
Operating Expenses ¹	(38,8)	(28,9)	(15,0)	(20,3)	(103,0)	(151,8)	8,5	(246,3)	(42,4)	(8,2)	(14,6)	(50,6)	(5,1)	(1.068,3)
SG&A ²	(37,9)	(28,9)	(15,1)	(3,1)	(84,9)	(6,7)	8,5	(83,1)	(41,1)	(8,1)	(14,2)	(49,1)	(4,9)	(450,0)
Depreciation & amortization	(1,0)	(0,0)	0,1	(17,2)	(18,1)	(14,8)	-	(32,9)	(1,3)	(0,1)	(0,5)	(1,5)	(0,2)	(487,9)
Other revenues/expenses	(5,4)	(1,5)	(7,4)	(11,2)	(25,6)	4,8	(1,0)	(21,7)	(634,2)	0,1	(9,8)	(1,9)	(10,2)	(680,1)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318,9	6,8
EBITDA (as of ICMV 527/12)	1.268,5	408,4	1.461,3	338,2	3.476,4	639,1	8,5	4.124,0	(83,1)	18,7	49,1	58,7	(7,7)	3.901,5
Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) ³	1.268,5	408,4	1.461,3	338,2	3.476,4	639,1	8,5	4.124,0	551,6	18,7	49,1	58,7	(7,7)	4.536,3
Net Financial Result	(137,2)	(74,4)	(1.647,6)	(123,4)	(1.982,6)	(158,9)	3,9	(2.137,5)	(153,6)	1,8	(27,4)	6,3	(12,0)	(3.561,7)
EBT	945,0	179,9	(579,0)	190,7	736,6	335,8	12,4	1.084,9	(448,6)	17,3	(90,4)	63,4	(27,8)	(1.349,8)
Current Taxes	(110,5)	(11,5)	-	(56,5)	(178,5)	-	-	(178,5)	(8,1)	(3,3)	(16,2)	(2,1)	(8,5)	(237,9)
Deferred Taxes	(39,1)	(14,8)	(43,0)	25,7	(71,2)	-	-	(71,2)	186,7	0,7	4,2	36,1	(0,9)	2.137,1
Net Income end of Period	795,3	153,6	(621,9)	159,9	486,8	335,8	12,4	835,1	(270,0)	14,8	(102,4)	78,5	(30,8)	507,5
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507,5
Eneva Net Income	795,3	153,6	(621,9)	159,9	486,8	335,8	12,4	835,1	(270,0)	14,8	(102,4)	78,5	(30,8)	420,0

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

3- Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) refers to EBITDA CVM, disregarding the one-off effect of non-cash accounting expense related to Impairment.

Income Statement – 12M23	Pamaiba Generation	Roraima Generation	Sergipe's HUB	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
Gross Operation Revenues																
Gross Operation Revenues	2.337,0	728,4	2.240,9	1.755,1	7.061,4	829,5	(738,8)	7.152,1	1.084,4	-	241,8	3.396,4	-	0,5	(461,3)	11.414,0
Deductions from Gross Revenues	(314,7)	(137,8)	(201,7)	(362,8)	(1.017,0)	(109,7)	134,7	(992,1)	(112,0)	-	(19,5)	(325,1)	-	2,7	42,7	(1.403,3)
Net Operating Revenues	2.022,2	590,6	2.039,2	1.392,3	6.044,4	719,8	(604,1)	6.160,0	972,4	-	222,3	3.071,4	-	3,2	(418,6)	10.010,7
Operating Costs	(1.346,9)	(396,3)	(1.006,1)	(810,3)	(3.561,6)	(279,7)	604,1	(3.237,2)	(561,4)	-	(212,6)	(2.707,0)	-	-	418,6	(6.299,6)
Depreciation & amortization	(157,3)	(130,2)	(387,5)	(22,7)	(697,8)	(104,4)	-	(802,2)	(202,1)	-	(71,1)	-	-	-	-	(1.075,3)
Operating Expenses ¹	(37,6)	(30,2)	(28,4)	(2,2)	(98,4)	(151,5)	4,2	(245,7)	(41,5)	-	(18,1)	(57,6)	-	(421,1)	(317,5)	(1.101,5)
SG&A ²	(36,8)	(30,2)	(28,4)	(2,2)	(97,6)	(11,0)	4,2	(104,3)	(40,2)	-	(17,6)	(56,3)	-	(212,3)	(4,2)	(435,0)
Depreciation & amortization	(0,9)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,9)	(10,4)	-	(11,3)	(1,3)	-	(0,5)	(1,3)	-	(208,8)	(313,2)	(536,4)
Other revenues/expenses	(1,5)	1,8	58,8	2,6	61,7	(1,2)	0,2	60,7	3,2	-	(0,8)	2,0	-	(3,2)	(0,2)	61,9
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	1.051,1	(1.050,0)	0,8
EBITDA (as of ICMV 527/12)	794,4	294,2	1.451,0	605,1	3.144,7	402,2	4,4	3.551,3	576,0	-	62,4	310,1	-	838,7	(1.054,4)	4.284,1
Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) ³	794,4	294,2	1.451,0	605,1	3.144,7	402,2	4,4	3.551,3	576,0	-	62,4	310,1	-	838,7	(1.054,4)	4.284,1
Net Financial Result	(162,1)	(89,1)	(790,6)	(0,5)	(1.062,3)	(29,4)	0,1	(1.091,6)	(165,9)	-	1,3	11,3	-	(1.145,3)	(0,7)	(2.390,0)
EBT	454,2	74,8	272,9	581,9	1.383,7	258,0	4,6	1.646,3	206,7	-	(7,8)	320,1	-	(515,4)	(1.368,3)	281,6
Current Taxes	(45,5)	(0,5)	-	(16,8)	(64,9)	-	-	(64,9)	(2,9)	-	(11,9)	(40,0)	-	(0,9)	-	(120,6)
Deferred Taxes	(37,7)	(22,7)	(92,0)	(3,3)	(155,0)	-	-	(155,0)	(28,8)	-	(5,3)	(67,2)	-	399,5	0,1	142,4
Net Income end of Period	370,9	51,5	180,9	559,7	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	-	(25,0)	212,9	-	(116,8)	(1.368,2)	303,4
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85,7	85,7
Eneva Net Income	370,9	51,5	180,9	559,7	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	-	(25,0)	212,9	-	(116,8)	(1.453,9)	217,7

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

3- Adjusted EBITDA (Ex/ Impairment) refers to EBITDA CVM, disregarding the one-off effect of non-cash accounting expense related to Impairment.

**ENEVA S.A.**

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