

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 Itaqui, 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 Termoeletrica Nova a Gás Natural do LRCAP-2025 é o projeto de expansão do parque termoeletrico 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 termoeletrica anexo ao terminal e com novos contratos para atendimento de clientes conectados à malha. Visando a necessidade da expansão de geração termoeletrica 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. Parabéns aos 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.

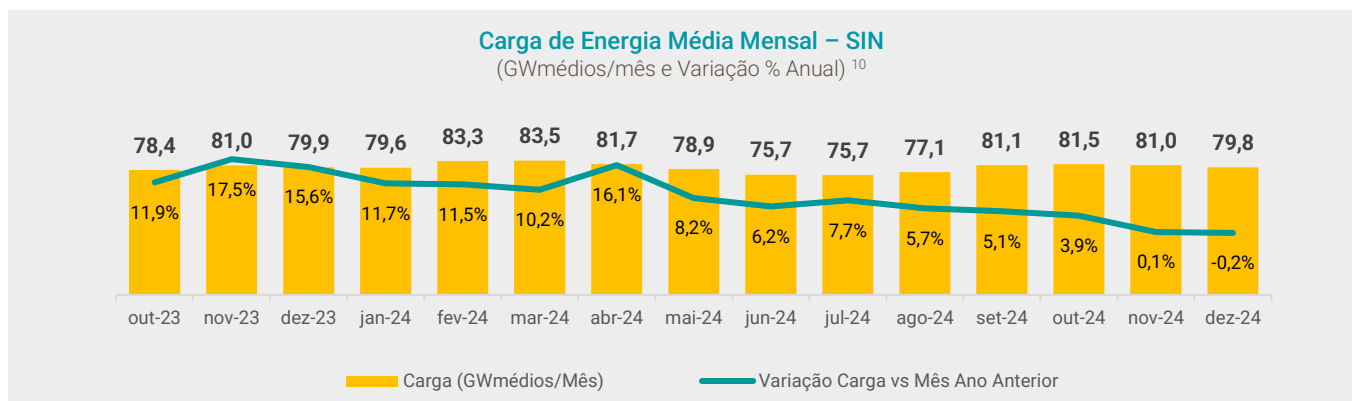
⁸ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade).

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.

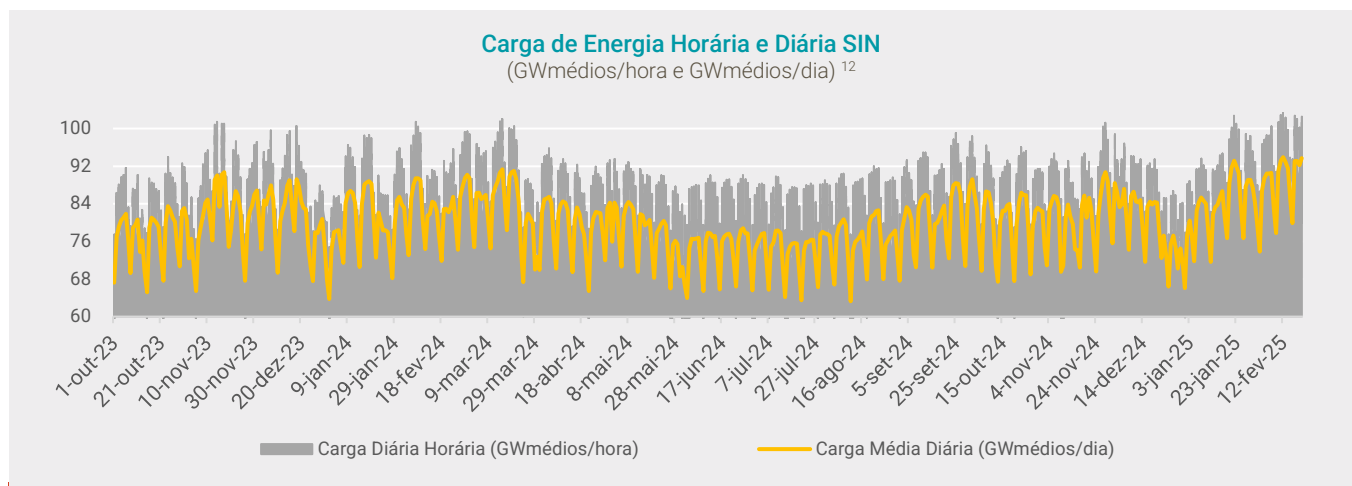
Contexto Setorial

- 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

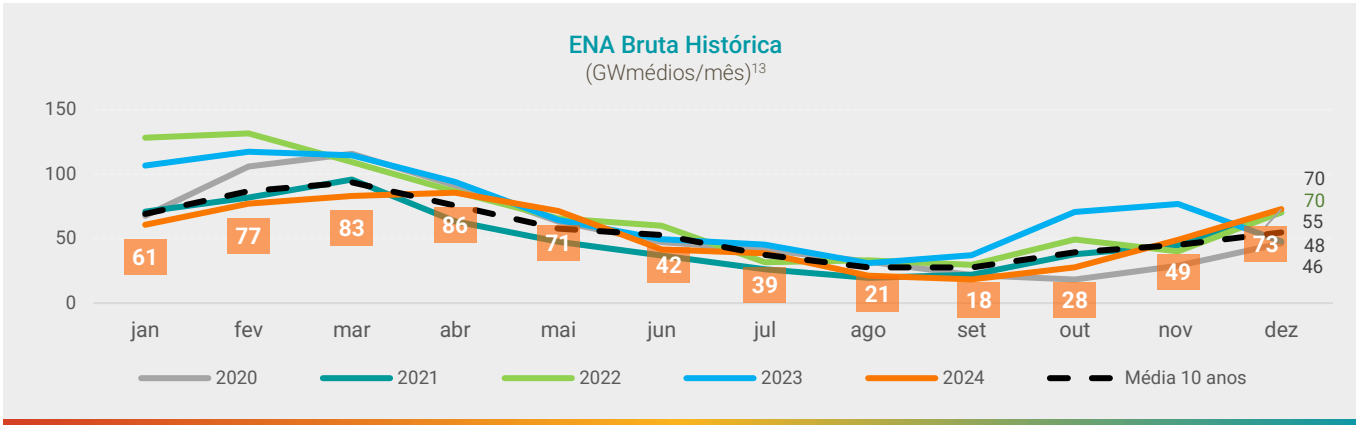
Notas:

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.

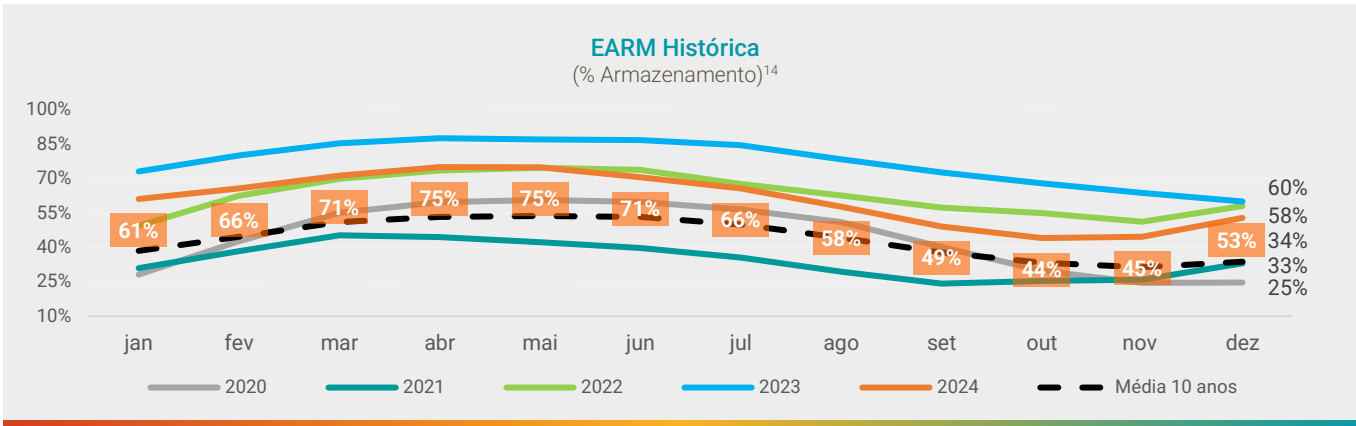
¹¹ Fonte: Site do ONS: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Acesso em 06/03/25.

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.

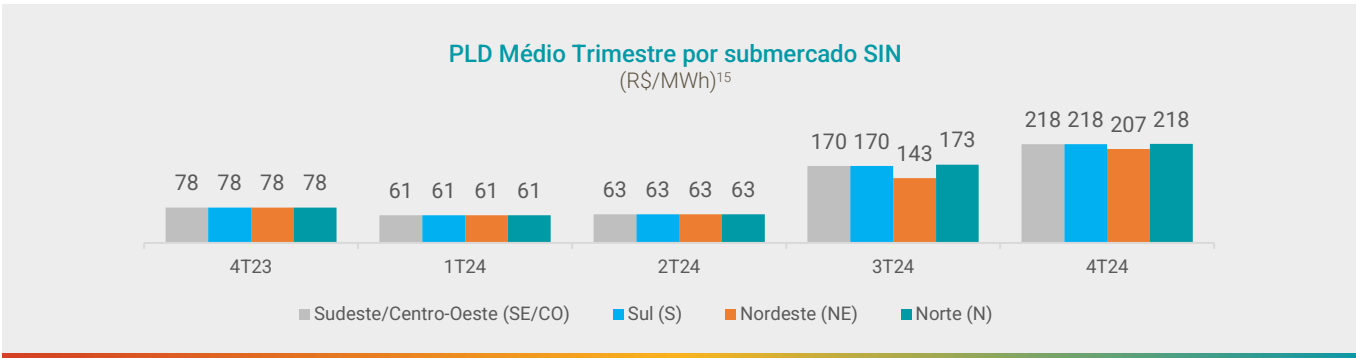


Nesse sentido, os reservatórios hídricos que apesar de ainda estarem abaixo dos anos de 2022 e 2023, já se encontravam com volumes de Energia Armazenada (“EARM”) em patamares superiores às médias dos últimos 10 anos em todos os subsistemas, encerrando o ano de 2024 em 53% de EARM média no SIN em dezembro/24.



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.

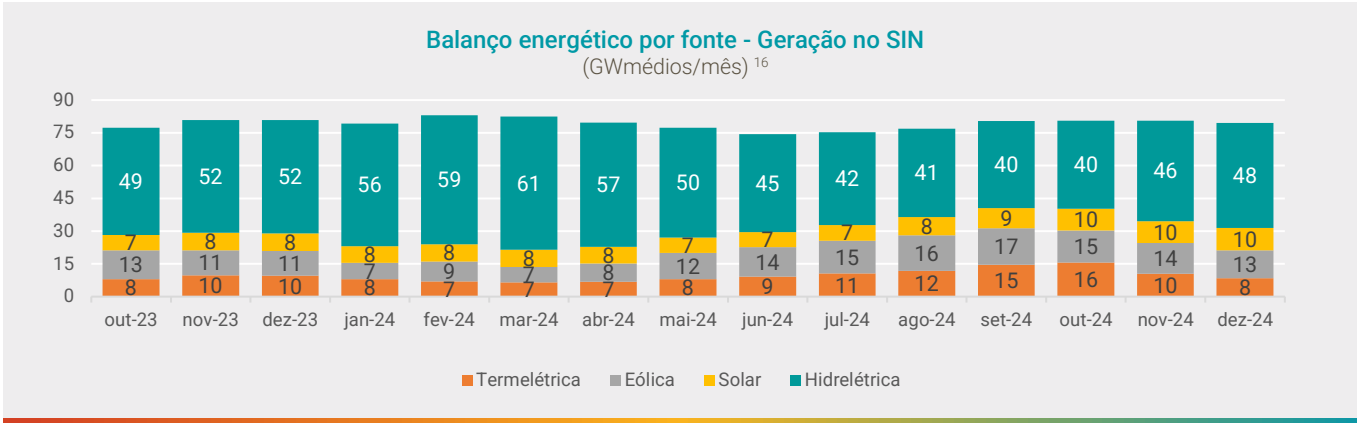
¹⁵ Fonte: Site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 23/02/25.

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.

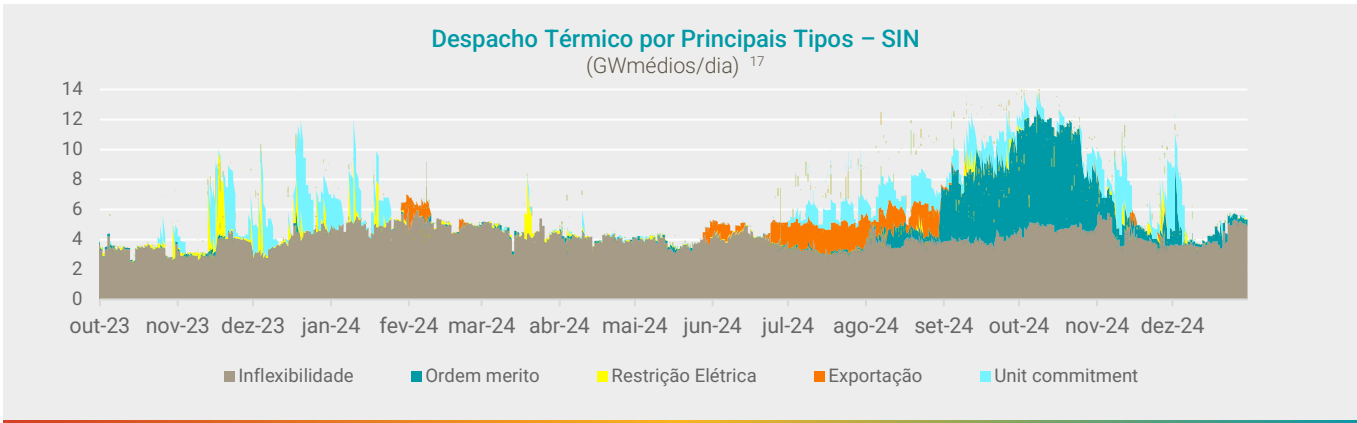
A geração solar também continuou a crescer sua participação relativa e absoluta, correspondendo a 13% da geração total média do SIN no 4T24, *versus* 11% no 3T24 e 10% no 4T23. O aumento da sua participação reflete tanto a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída 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.

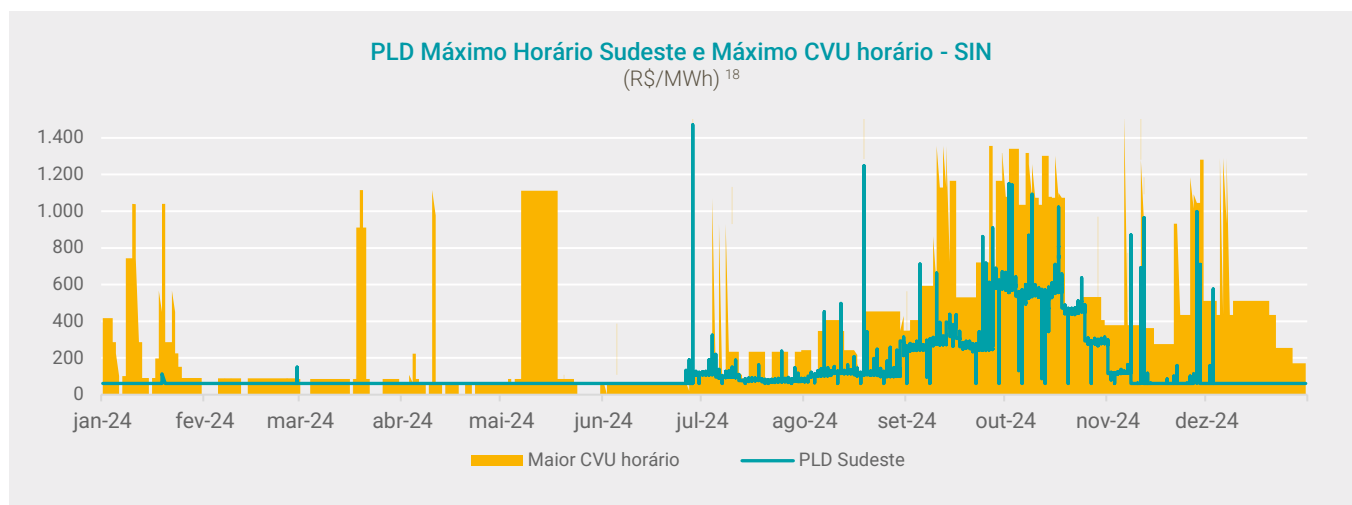


Notas:

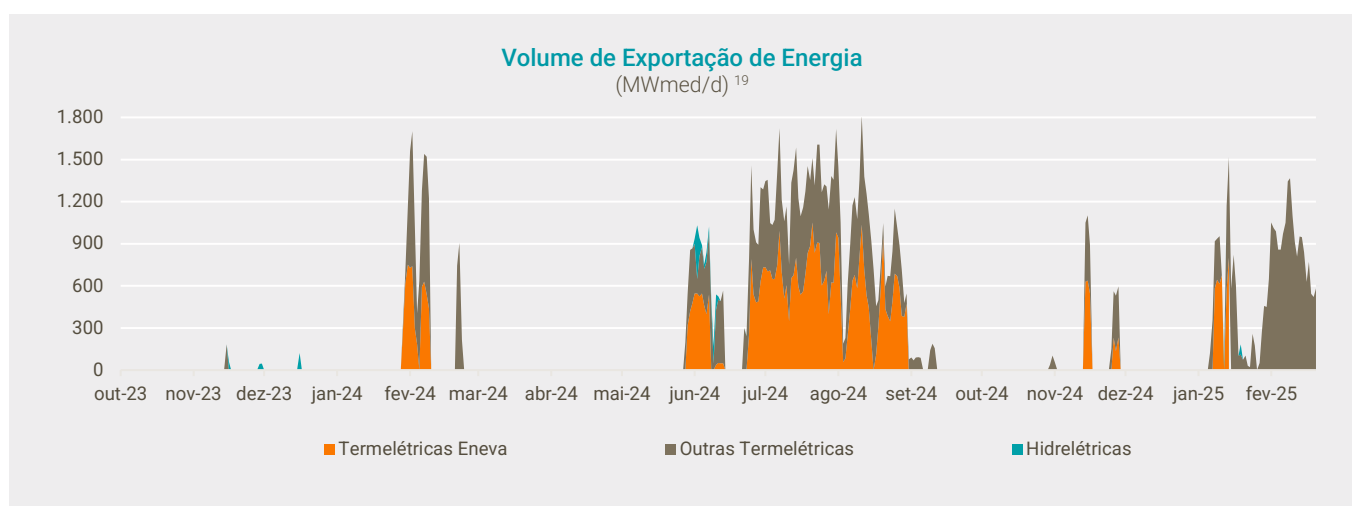
¹⁶ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/02/25.

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)

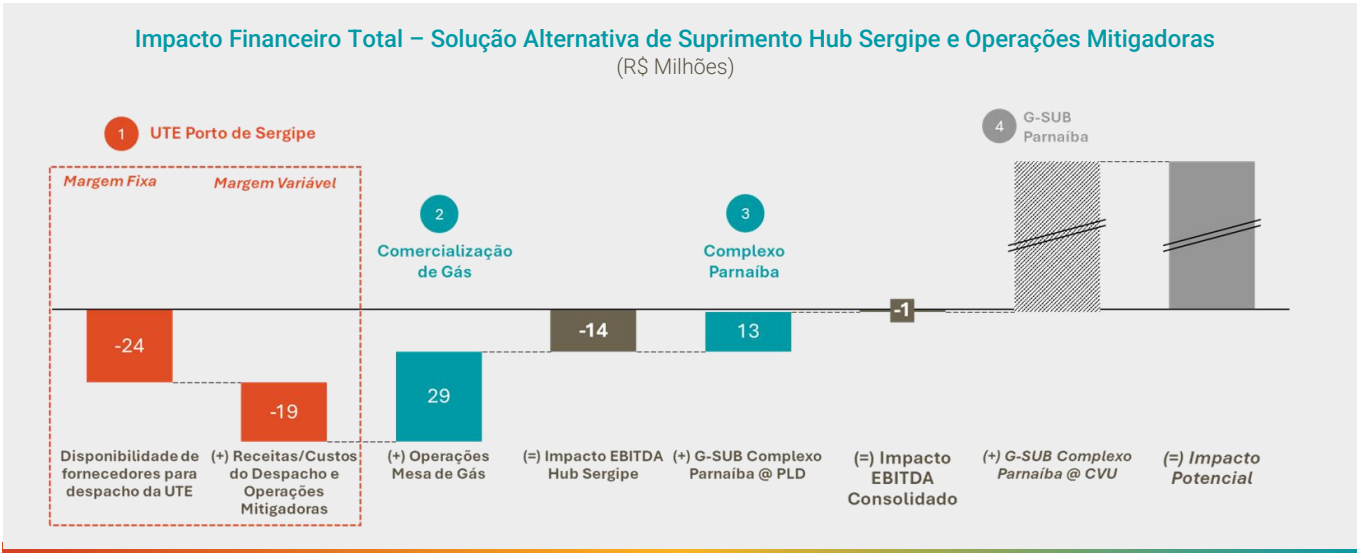
	4T24	4T23	%	2024	2023	%
Receita Operacional Bruta	1.226,3	723,4	69,5%	2.860,7	2.240,9	27,7%
Receita Fixa	537,6	513,1	4,8%	2.100,8	2.004,4	4,8%
Receita Variável	106,3	210,4	-49,5%	163,2	236,4	-31,0%
Contratual	93,0	0,0	N/A	93,0	0,0	N/A
Mercado de curto prazo	13,3	210,4	-93,7%	70,3	236,4	-70,3%
Lastro (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.

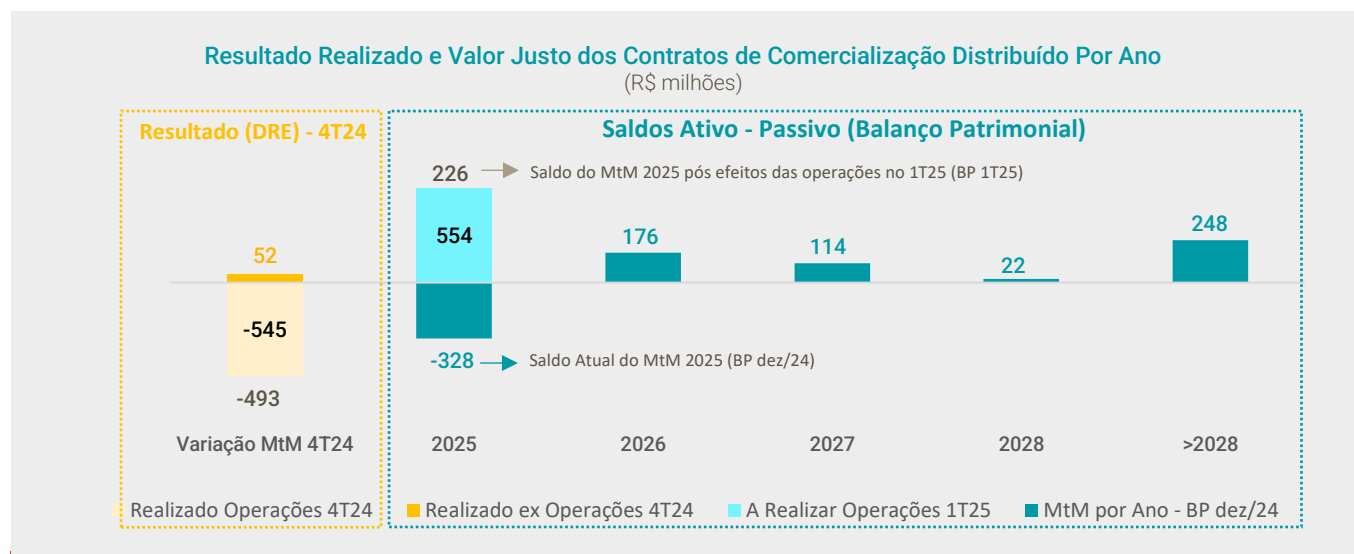
Vale ressaltar que o MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do período, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições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

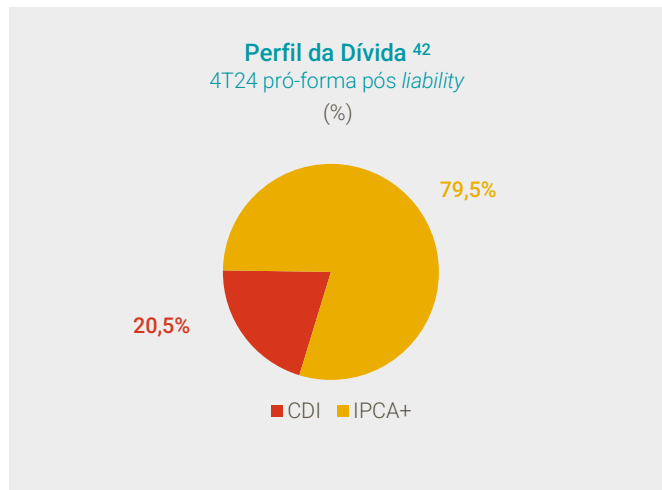
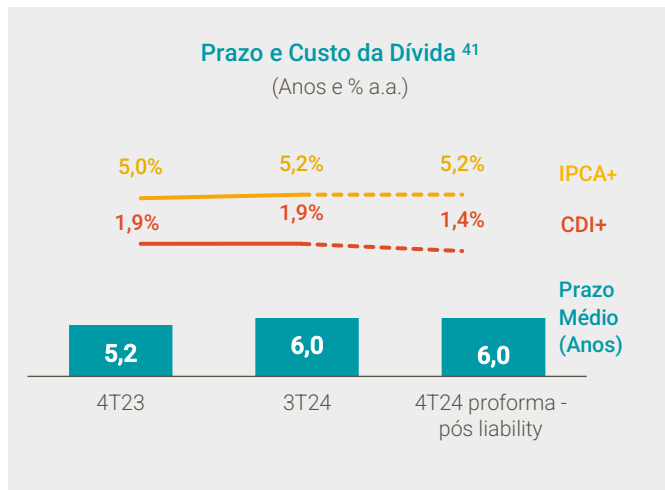
Os investimentos em Futura 1 totalizaram no período R\$ 17,6 milhões, destinados, principalmente, às atividades relativas a adequações à rede média de tensão e a demais obras civis. No período, houve, ainda, dispêndios relativos a reclassificações contábeis referentes a atividades de melhorias e adequações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

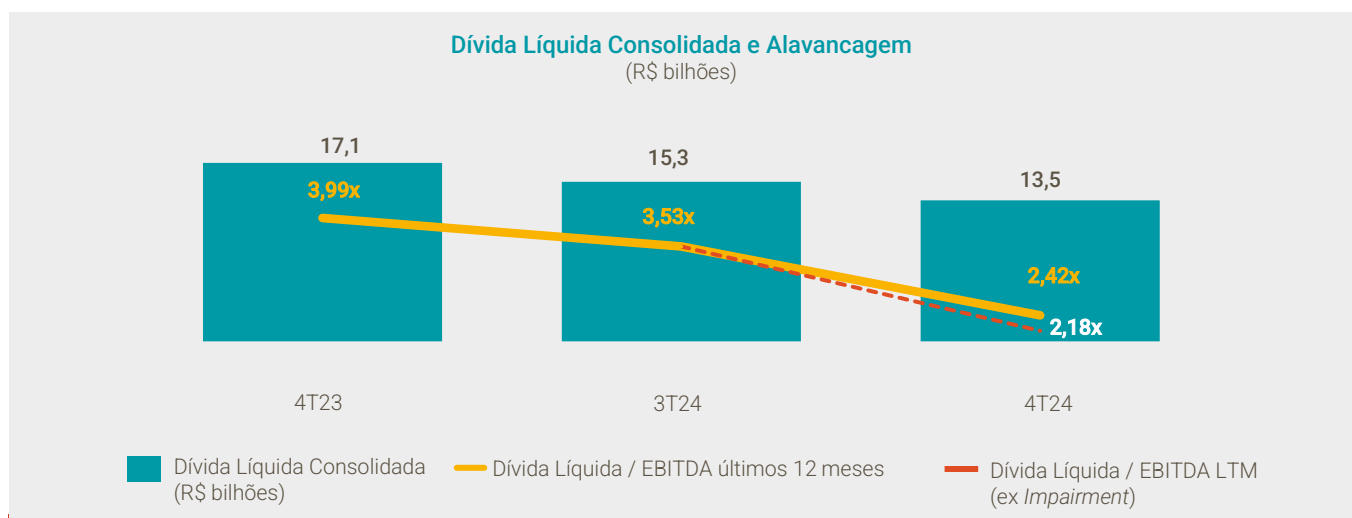
- Primeiro desembolso relativo ao Financiamento da UTE Azulão II, junto ao FDA, no valor de R\$ 500 milhões, no âmbito do contrato firmado em 28 de agosto/24. As condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,68% a.a. e prazo total de 18 anos, com 4 anos de carência de principal e juros;
- 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

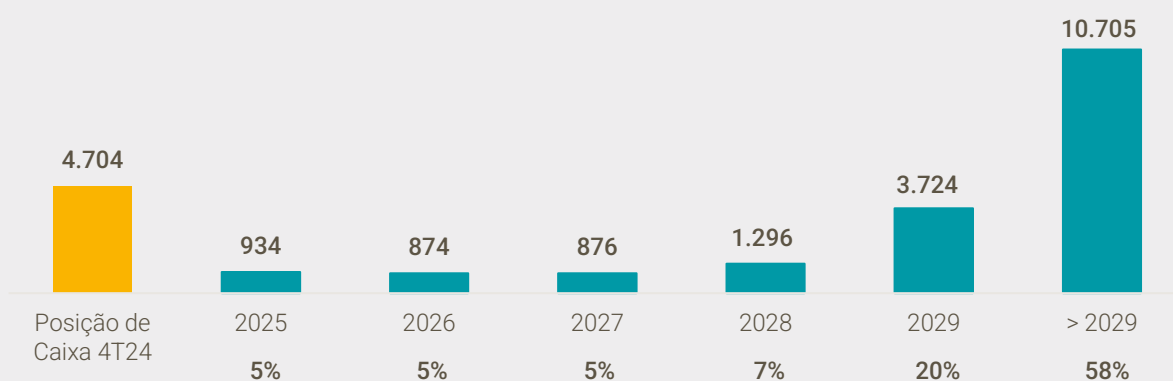
Ao final de dezembro/24 e considerando o valor captado com a 13ª Emissão em janeiro/25, o saldo de caixa 4T24 pró-forma – pós *liability* totalizou R\$ 4.704 milhões, crescimentos de R\$ 2.111 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 2.593 milhões em dezembro/23, e de R\$ 2.581 milhões na comparação com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

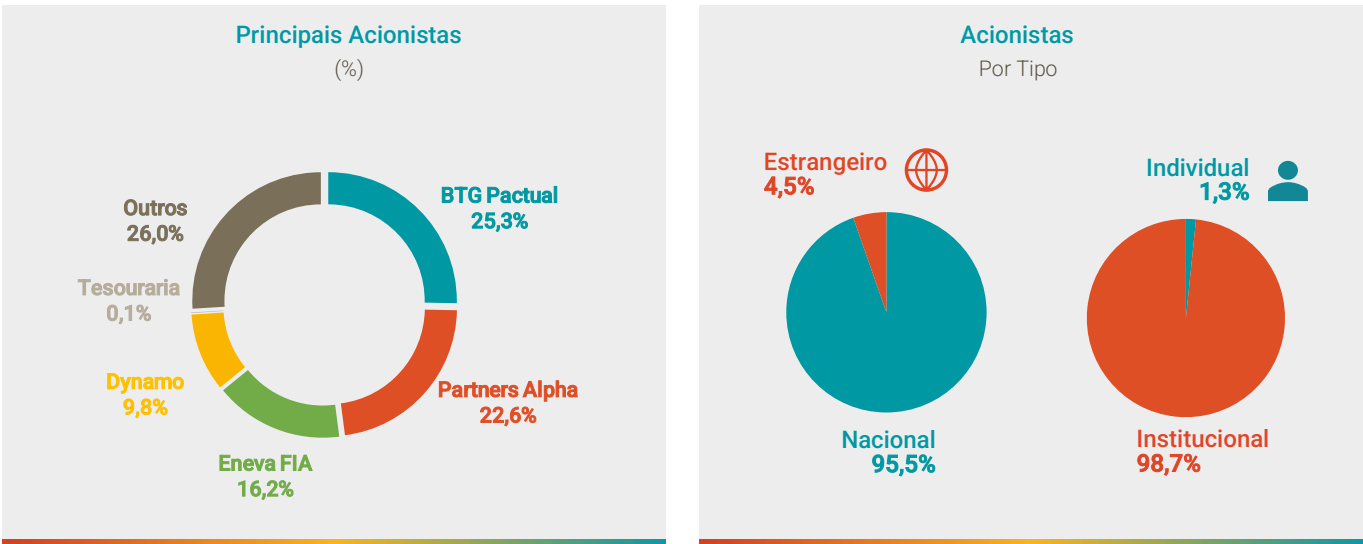
Em 25 de outubro/24, a Companhia concluiu parcialmente as operações de M&A ("*Closing Parcial do M&A*") com: (i) a aquisição de 100% das ações da Linhares e das debêntures da 2ª emissão da Linhares, com desembolso em caixa, no valor total de R\$ 855 milhões; e (ii) a cisão parcial da BTG Pactual Holding 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