



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

4T23



Teleconferência de Resultados do 4T23

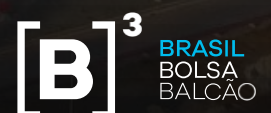
Sexta-feira, 15 de março de 2024

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

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

Relações com Investidores

ri.eneva.com.br



ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2023

Aumento do EBITDA em 84% frente ao 4T22 impulsionado pelo início da operação do Complexo Solar Futura 1, pela conclusão da estabilização de Jaguatirica II e pelo crescimento das margens fixas e variáveis em diversos segmentos como reflexo das iniciativas de otimização e eficiência. Trimestre marcado pelo retorno do despacho térmico regulatório para o SIN contribuindo com margem variável no 4T23, mesmo em cenário de excedente de energia hídrica nos reservatórios.

Rio de Janeiro, 14 de março de 2024 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do quarto trimestre findo em 31 de dezembro de 2023 (4T23). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

DESTAQUES 4T23

- EBITDA ICVM no 4T23 atinge R\$ 1.035,8 milhões, representando crescimento de 84,0% frente ao 4T22;
- Conclusão da estabilização no sistema de liquefação que supre a UTE Jaguatirica II, atingindo 100% de disponibilidade em dezembro/23, resultando no aumento de R\$ 62,0 milhões de EBITDA comparado ao 4T22;
- Conclusão da estabilização do Complexo Solar Futura 1, passando a contar com todas as suas 22 UFVs 100% operacionais a partir do final de outubro/23, com crescimento no EBITDA de R\$ 61,4 milhões *versus* o 4T22 e R\$ 31,3 milhões em relação ao 3T23, após entrada em operação em maio/23;
- Retorno do despacho regulatório em praticamente todo o parque térmico da Eneva conectado ao SIN, decorrente da necessidade de geração termelétrica para atendimento à carga em momentos de pico, mesmo em cenário de níveis ainda elevados de armazenamento dos reservatórios;
- Redução nos patamares de SG&A e custos fixos totais no Consolidado, com ganhos nominais de R\$ 121,1 milhões e R\$ 94,7 milhões, respectivamente, em relação ao 4T22, acompanhando o desempenho das iniciativas de eficiência operacional e o empenho na otimização de custos da Companhia;
- Redução das despesas operacionais na Holding com *savings* de R\$ 139,3 milhões frente ao 4T22, ocasionada por: (i) melhora recorrente no SG&A de R\$ 59,2 milhões; (ii) impacto de R\$ 48,0 milhões referentes à revisão da contabilização das despesas provisionadas referentes aos programas de ILP, sendo R\$ 28,6 milhões referentes ao ano de 2023, e (iii) maior alocação de despesas aos demais segmentos da Companhia;
- Realização da primeira operação de GNL no FSRU do Hub Sergipe com a QatarEnergy, contribuindo para variação positiva do EBITDA da usina no 4T23 na comparação com o 4T22;
- Relação de dívida líquida/EBITDA atinge 3,99x em dezembro/23, com relevante evolução frente à alavancagem de 4,82x reportada ao final de 2022, quando foram concluídas duas grandes aquisições, evidenciando o empenho da Companhia na continuidade da trajetória de desalavancagem;
- Celebração de contratos de financiamentos de cerca de R\$ 1,0 bilhão ao final do 4T23 direcionados à UTE Azulão I no contexto do projeto Azulão 950 MW, sendo (i) R\$ 400 milhões junto ao Fundo Constitucional de Financiamento do Norte com o Banco da Amazônia, já desembolsados em dezembro/23, e (ii) R\$ 626 milhões junto ao Fundo de Desenvolvimento da Amazônia e Banco do Brasil, ainda não desembolsados no período;
- Postergação do término dos prazos de vigência dos contratos de comercialização de energia no ACR para Itaqui e Pecém II, estendendo os prazos dos contratos em 355 dias e 246 dias, respectivamente, em função do reconhecimento de excludente de responsabilidade concedido pela Aneel ao final do 4T23;
- Celebração de contrato bilateral de compra e venda de energia em modalidade de autoprodução (APE) entre a SPE Futura 5 do Complexo Solar Futura e Vallourec, garantindo PPA de venda de 29 MWmed de energia ao longo de 12 anos. Assim, do total de seis SPEs do Complexo Solar Futura 1, cinco contam com contratos firmados em APE, com 84% do parque solar contratado a partir de 2024.
- Como eventos subsequentes ao 4T23, importante destacar:
 - (i) Continuidade do despacho regulatório no SIN no início de janeiro/24 e subsequente retomada da demanda de exportação para a Argentina ao final de janeiro/24 e início de fevereiro/24, com volume exportado de 132 GWh nas usinas do Complexo Parnaíba, reflexo da elevação das temperaturas observada no país;
 - (ii) Aquisição pela GNL Brazil (JV 51% Eneva e 49% Virtu GNL) de 30 cavalos mecânicos movidos à GNL para realização da parte logística envolvida nos contratos de suprimento de GNL firmados com Vale e Suzano;
 - (iii) Parceria firmada entre ENEVA, Virtu GNL e Scania em fevereiro/24 para implantação do primeiro corredor logístico com infraestrutura para abastecimento de caminhões movidos à GNL no Brasil, cuja primeira frota a ser abastecida será a da própria Virtu GNL, que ofertará os serviços logísticos e comprará o gás liquefeito pela Eneva no Complexo Parnaíba;
 - (iv) Abertura de Consulta Pública para realização do Leilão de Reserva de Capacidade de 2024 para contratação de Potência, a partir de empreendimentos de geração novos e existentes, previsto para 31 de agosto de 2024.
 - (v) Lançamento de Mesa de Gás com celebração dos primeiros acordos com clientes industrial e gerador térmico para fornecer soluções de flexibilidade, liquidez e segurança para o mercado brasileiro de gás natural.

PRINCIPAIS INDICADORES

	4T23	4T22	Var. %	12M23	12M22	Var. %
(R\$ milhões)						
Receita Operacional Líquida	2.727,9	2.319,6	17,6%	10.090,9	6.128,6	64,7%
EBITDA ICVM 527/12	1.035,8	563,0	84,0%	4.284,1	2.122,3	101,9%
EBITDA Ajustado ¹	1.053,3	558,5	88,6%	4.313,5	2.150,1	100,6%
Margem EBITDA ajustada	38,6%	24,1%	14,5 p.p.	42,7%	35,1%	7,7 p.p.
Resultado Líquido Eneva ²	(290,6)	(193,9)	49,9%	217,7	375,8	-42,1%
Investimentos (Competência)	789,3	694,7	13,6%	2.704,9	3.795,5	-28,7%
Fluxo de Caixa Operacional	932,5	441,2	111,4%	3.104,1	1.510,3	105,5%
Dívida Líquida ³	17.108,1	16.583,0	3,2%	17.108,1	16.583,0	3,2%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ^{3,4}	3,99x	4,82x	-0,8x	3,99x	4,82x	-0,8x

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

2 - Resultado Líquido descontado da participação dos minoritários das subsidiárias;

3 - A partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos *covenants* das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada;

4 - Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 4T22 e 12M22, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-aquisição, conforme condições de alteração de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

Mensagem da Administração

Prezados Acionistas,

Na Carta aos Acionistas do ano passado, ressalttei que a Eneva havia encerrado seu primeiro grande ciclo de crescimento e que, após as aquisições feitas, somadas às vitórias nos leilões de energia de 2021 e 2022, iniciaríamos um segundo grande ciclo de crescimento. Hoje a Companhia está mobilizada para entregar os projetos, mas também segue com um olhar para o futuro, buscando capturar novas oportunidades a partir de seus ativos e de suas competências únicas.

A Carta deste ano está focada justamente neste momento da Eneva. Neste novo período, os desafios não são desprezíveis, mas o retorno ajustado ao risco esperado para os projetos é muito atrativo, dentro das margens que o mercado já se acostumou a ver em nossos empreendimentos.

O ano de 2023 foi um período de preparação e de ajustes para em seguida iniciarmos a implementação dos novos projetos, ao mesmo tempo em que estabilizamos os ativos que entraram em operação recentemente e aceleramos a construção de nossa primeira unidade de liquefação de gás na Bacia do Parnaíba.

Na frente comercial, na Bacia do Parnaíba, seguimos desenvolvendo novos modelos de negócio, ampliando as alternativas de monetização das nossas reservas excedentes, e no Hub Sergipe estamos trabalhando para extrair valor da capacidade ociosa do terminal de GNL. Nossa comercializadora de energia ampliou sua atuação e estamos criando uma mesa de gás para continuar otimizando o valor do nosso portfólio de ativos.

Além disso, ao final do ano de 2023, observamos o retorno do despacho regulatório para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Nossos ativos desempenharam papel fundamental para a segurança energética, mesmo em um contexto de reservatórios com níveis ainda elevados, mas com uma energia afluyente já muito menor do que em anos anteriores, em particular no norte do país. Nesse contexto, destaca-se mais uma vez a relevância da Eneva, não só para lidar com a sazonalidade do regime de chuvas, mas também como uma grande estabilizadora da intermitência crescente em nosso sistema interligado.

Do ponto de vista de capacidade de execução, a Eneva de 2024 está muito mais preparada do que a empresa que iniciou a implementação de Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica em 2019. Nossas competências atuais, associadas a um maior acesso a capital com custo competitivo, são muito mais robustas do que há cinco anos, e ampliaram nossa capacidade de executar projetos complexos em áreas remotas. Essa maturidade alcançada pela Companhia me dá total confiança de que este segundo ciclo de crescimento irá propiciar retornos excepcionais para os nossos acionistas, ao mesmo tempo em que contribuirá de forma definitiva para aumentar a resiliência do sistema elétrico brasileiro e para a descarbonização da nossa matriz energética, utilizando o gás natural como substituto de combustíveis mais poluentes. Portanto, para focarmos as atenções da organização na execução e na criação de novas oportunidades de geração de valor, atualizamos nossos principais desafios estratégicos e definimos iniciativas específicas em cada um destes pilares, lideradas por membros da diretoria executiva e acompanhadas regularmente pelo nosso time de estratégia e pelo Conselho de Administração.

Ao longo dessa Carta, apresento uma reflexão sobre o nosso desempenho em 2023 em cada um dos seis desafios estratégicos da Companhia, e como cada um foi atualizado para nos concentrarmos nas iniciativas com maior potencial de geração de valor para os acionistas da Eneva. Na discussão sobre os desafios estratégicos revisados, ressalto o que esperamos alcançar em 2024 e a nossa ambição para o futuro, dadas as competências do time, o

histórico de execução da Eneva e o nosso pioneirismo no desenvolvimento de soluções em energia em um mercado que se encontra em plena transformação.

Desafio Estratégico #1 (2023): Estender o ciclo de vida dos ativos atuais e replicar o R2W em outras geografias. No ano de 2023, mais uma vez conseguimos ampliar as reservas da Bacia do Parnaíba, passando de 33,1 bilhões de metros cúbicos (bcm) para 37,6 bcm, já considerando uma produção de 0,8 bcm, o que resulta em um índice de reposição de reservas de 633%. O volume de reservas atuais excede o necessário para a habilitação das usinas Parnaíba I e III no próximo leilão de reserva de capacidade esperado para 2024.

A usina Parnaíba V, operando na modalidade *Merchant*, produziu 616 GWh sem consumir uma única molécula de gás adicional, gerando R\$ 51,9 milhões de EBITDA em 2023 e evitando a emissão de 230 mil t CO₂e (se comparada a uma usina termoelétrica que foi deslocada pela geração de P-V), antes do início de seu contrato no ambiente regulado.

A implementação do modelo R2W em outra geografia começou em 2023 com o início da construção das usinas Azulão I e II, conhecidas como projeto Azulão 950. Contratamos bens e serviços, começamos a construção das instalações industriais e obtivemos as licenças de instalação do projeto. Concluímos a perfuração de 13 poços produtores, sendo 10 já testados, que asseguram os primeiros 10 anos de operação do projeto. O potencial de produção de gás destes poços é superior ao requerido pelas usinas, que é da ordem de 4,2 MM m³/d se totalmente despachadas. Os poços de extensão perfurados a oeste do campo do Azulão, no PAD Silves, não confirmaram as expectativas do modelo geológico desenvolvido em 2022, resultando em uma revisão para menor das reservas 2P do campo. Mas a totalidade da área do PAD Silves, declarado comercial com o nome Azulão Oeste, ainda possui uma porção com potencial a ser avaliado, restando locações adicionais a perfurar. O teste de longa duração da descoberta de Anebá confirmou a extensão e a qualidade do reservatório, resultando na declaração de comercialidade de Tambaqui com reservas 2P de 2,5 bcm de gás e 7,2 MMBBL de óleo leve e condensado.

O balanço dos resultados frustrantes de alguns poços de extensão na porção leste do PAD Silves e animadores de outros poços de avaliação de descoberta, refletiu em uma redução das reservas certificadas 2P da Bacia do Amazonas, que encerraram 2023 com 10,0 bcm e 9,5 MMBBL de óleo leve e condensado. Por outro lado, temos em nosso portfólio diversos prospectos exploratórios mapeados no entorno de Azulão, Tambaqui e em Azulão Oeste, ainda por serem avaliados. Continuamos convictos de que ao final do programa exploratório dos nossos blocos na Bacia do Amazonas, com concessão exploratória até dezembro de 2030, seremos capazes de replicar o histórico de sucesso da Bacia do Parnaíba e convergiremos para valores de reservas próximos ao que foi estimado anteriormente.

Dados os avanços alcançados, atualizamos nosso primeiro desafio estratégico para dar mais foco na implementação do projeto Azulão 950 e na consolidação da operação de Azulão-Jaguaririca.

Desafio estratégico #1 atualizado para 2024:- Consolidar a expansão no Amazonas e executar o projeto Azulão 950. O objetivo é alocar os recursos da organização na consolidação dos projetos que entraram em operação recentemente e na entrega dos compromissos contratados na região. Vamos manter o foco na busca constante da excelência operacional de Azulão-Jaguaririca, que já alcançou 100% de disponibilidade no último mês de 2023 e repetiu o resultado nos dois primeiros meses de 2024. Alcançada a estabilização, vamos concentrar esforços nos indicadores de performance operacional e na otimização do OPEX do projeto, buscando ampliar sua rentabilidade.

Na outra frente, a implementação do projeto Azulão 950, os recursos da Companhia estarão concentrados no atingimento dos marcos definidos para 2024, e para os anos seguintes, até a entrada em operação comercial das usinas, cujos contratos se iniciam em 2026 e 2027. Os principais marcos de 2024 incluem o recebimento das turbinas

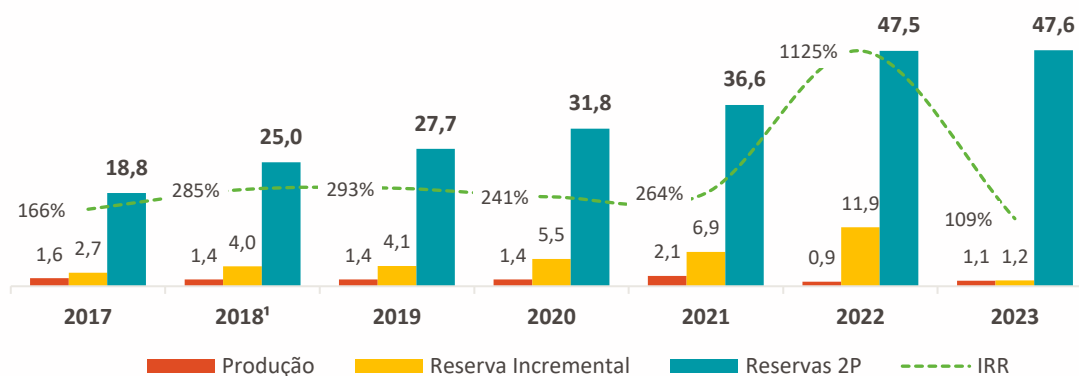
a gás com seus geradores, da turbina a vapor e dos módulos da caldeira, com avanços significativos na montagem mecânica das usinas.

Para a confirmação e expansão das reservas de gás na Bacia do Amazonas, os esforços em 2024 estarão concentrados no reprocessamento do grande volume de dados sísmicos e na sua integração com as informações adquiridas nas perfilagens e testes dos poços perfurados em 2023. Recursos também serão alocados para a avaliação de Japiim, área adquirida no 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, ao final de 2023, e de outros horizontes produtores identificados em poços perfurados nos últimos anos, além de uma aquisição sísmica em Tambaqui, a ser utilizada no plano de desenvolvimento da acumulação.

Por fim, investiremos esforços e recursos na implementação de um programa de responsabilidade social na região, demonstrando a capacidade da Companhia de gerar valor não só para seus acionistas e colaboradores, mas também para as populações do entorno dos nossos projetos, para os municípios onde atuamos e para o estado do Amazonas, abrangendo iniciativas sociais, de desenvolvimento de mão de obra local e de preservação da floresta.

Desafio Estratégico #2 (2023): Maximizar as reservas e desenvolver soluções integradas na região norte. Como já discutido, tivemos avanços significativos nas reservas 2P da Companhia ao longo dos últimos anos, conforme demonstrado no Gráfico 1 abaixo, o que possibilitou a implementação de projetos de GNL em pequena escala para abastecer inicialmente a usina Jaguatirica II em Roraima e posteriormente firmar os primeiros contratos de fornecimento de GNL para atividades industriais no Maranhão. A capacidade de processamento e liquefação de gás da Eneva, se somadas as plantas de Azulão e do Parnaíba, somam 1,3 MM m³/d, o que nos posiciona como o maior produtor de GNL do país e com a maior frota de carretas criogênicas do Brasil. Não só desenvolvemos os projetos, mas adquirimos competência técnica e comercial e criamos uma linha de negócios na Eneva para explorar a cadeia de valor do gás para clientes desconectados da malha de gasodutos de transporte.

Gráfico 1: Evolução das Reservas de Gás Natural Totais da Eneva (em milhões de metros cúbicos)



Desafio estratégico #2 atualizado para 2024: Ampliar as reservas no Parnaíba e estender o ciclo de vida dos ativos.

Com o desafio estratégico #1 dedicado ao nosso cluster Amazonas, o desafio #2 foca agora na Bacia do Parnaíba. Para perpetuar a operação do Complexo Parnaíba, daremos prosseguimento à nossa campanha exploratória e de avaliação de descobertas, retomando a perfuração no 3T24. Para tanto, a Eneva adquiriu uma sonda de perfuração de última geração, capaz de operar com maior agilidade e segurança, e que pode inclusive utilizar o gás natural como combustível. O equipamento chegará ao país na segunda metade do ano. Esperamos, assim, aumentar a nossa já conhecida eficiência operacional na perfuração de poços no Parnaíba, acessando mais oportunidades de descobertas no mesmo intervalo de tempo. Na sequência, a mesma sonda será utilizada na próxima campanha de perfuração no Amazonas, em 2025. Como resultado de uma bem-sucedida campanha exploratória na Bacia do Parnaíba com incorporações consistentes de reservas desde 2013, a Eneva já atingiu e superou o volume de reservas

e recursos necessários para a habilitação das usinas Parnaíba I e III no leilão de reserva de capacidade, programado para o final de agosto de 2024, conforme divulgado esse mês pelo Ministério de Minas e Energia.

Ao longo de 2023, a severidade de eventos climáticos recentes, associada à enorme expansão das fontes renováveis, sazonais e intermitentes no SIN, evidenciaram a necessidade de contratação de potência despachável para evitar apagões elétricos. As usinas Parnaíba I e III da Eneva, anexas à nossa infraestrutura proprietária de produção de gás e às nossas reservas, colocam a Companhia em uma posição privilegiada para sagrar-se vencedora neste certame. O ano de 2024 também marcará o início do contrato no ambiente regulado da usina Parnaíba V, ampliando a receita fixa da Eneva em R\$ 370 milhões, e ao final do ano o início do contrato de Parnaíba VI, adicionando outros R\$ 120 milhões às receitas fixas da Eneva.

Em outra frente, a partir de 2024 iniciaremos a oferta do gás natural do Parnaíba para o transporte pesado e para o GNV em São Luís. No transporte pesado, investiremos na criação do primeiro corredor Azul do país, oferecendo junto com parceiros, caminhões movidos a GNL na rota Matopiba¹ – porto de Itaqui, que passa justamente sobre os nossos campos produtores de gás.

A expansão das nossas reservas, o início de contratos de longa duração no ambiente regulado, a recontração das usinas que hoje possuem contratos que expiram nos próximos quatro anos e o início do fornecimento de GNL para Vale, Suzano e transporte pesado, asseguram um segundo ciclo de vida virtuoso para o complexo termoeletrico e de produção de gás da Bacia do Parnaíba. Com estes avanços, temos a certeza de que todas as reservas encontradas na Bacia serão monetizadas a taxas de retorno atrativas para nossos acionistas, ao mesmo tempo em que contribuiremos com a transição energética dos nossos clientes e do Brasil.

Desafio Estratégico #3 (2023): Desenvolver infraestrutura de Hubs de Gás. Viabilizado com a aquisição da CELSE e a criação do Hub Sergipe. Para converter este ativo em um verdadeiro Hub de gás e extrair mais valor das instalações, foi necessário dar início imediato à construção da conexão do terminal de GNL com a malha integrada de gasodutos de transporte e reestruturar a dívida do ativo, a um custo mais atrativo e com condições que liberam o uso da infraestrutura do terminal de GNL para outros usos.

Desafio estratégico #3 atualizado para 2024: Desenvolver o Hub Sergipe e soluções de gás na malha. Com a entrada em operação da conexão do Hub Sergipe à malha de gasodutos de transporte de gás no segundo semestre de 2024 e com a implementação de uma solução para compressão do BOG (“Boil off gas”), os esforços da Companhia estarão concentrados na comercialização de contratos flexíveis de gás e no desenvolvimento de produtos para dar flexibilidade a vendedores, compradores e operadores de gás na malha. De forma complementar a estes modelos de negócio, vamos concluir o desenvolvimento e habilitar projetos de expansão do parque termoeletrico do hub, para participar do leilão de reserva de capacidade de 2024. Depois das usinas do Parnaíba, que operam no modelo R2W (“reservoir to wire”), conectadas com reservas de gás e infraestrutura de escoamento proprietárias, os projetos mais competitivos são aqueles nos quais a infraestrutura de fornecimento de gás já está sendo amortizada por um projeto âncora existente. Este é exatamente o caso do Hub Sergipe, onde o FSRU (“Floating Storage and Regasification Unit”) e demais instalações têm capacidade ociosa para suprir até 14 MMm³/d de gás natural, e já estão sendo amortizados pelas receitas fixas do complexo termoeletrico existente, contratado até 2044.

Adicionalmente, para ampliar a nossa oferta, buscaremos acessar maiores volumes de gás conectados à malha de gasodutos de transporte, seja através de movimentos orgânicos, na exploração na Bacia do Paraná, inorgânicos, em oportunidades de “farm-in” ou M&A em ativos “on shore”, ou através de contratos de suprimento negociados pela mesa de gás da nossa comercializadora. Na frente orgânica, iniciaremos já em 2024 a nossa primeira campanha de

¹ Matopiba é a denominação dada à região formada pelo estado do Tocantins e partes dos estados do Maranhão, Piauí e Bahia.

aquisição sísmica na Bacia do Paraná, com o objetivo de identificarmos os primeiros prospectos exploratórios para perfuração em 2025/26.

Desafio Estratégico #4 (2023): Comercializar recursos energéticos e desenvolver novos modelos de negócios. Em 2023, avançamos com a integração da antiga Focus Energia e no aprimoramento da Eneva Comercializadora, após a assinatura dos contratos de fornecimento de GNL para Vale e Suzano no ano anterior e dos contratos de autoprodução para o parque solar Futura I com a White Martins e Vallourec, que se somaram ao já celebrado com a Liasa. O valor do book saltou de R\$ 471,4 milhões ao final de 2022 para R\$ 686,1 milhões no encerramento de 2023 e iniciamos a criação da mesa de operações com gás dentro da nossa unidade de comercialização. Devido à importância estratégica do desenvolvimento da comercialização de energia, esta atividade requer foco especial e, portanto, decidimos tratá-la separadamente em nosso desafio estratégico #5, focando o pilar estratégico #4 na expansão do fornecimento de gás e GNL em pequena escala.

Desafio estratégico #4 atualizado para 2024: Expandir negócios de SSLNG e soluções de gás fora da malha. O pilar estratégico #4 tem por objetivo aplicar recursos na expansão do fornecimento de gás e GNL em pequena escala para as regiões do país que não são atendidas pela malha de gasodutos de transporte. Este negócio foi iniciado pela Companhia ainda em 2018, na concepção do projeto Azulão-Jaguatirica, e hoje apresenta grande potencial de crescimento na substituição de combustíveis mais poluentes, importados e de maior custo.

O uso do gás natural como fonte de energia emite menos CO₂ do que o diesel e óleos combustíveis, e praticamente elimina a emissão de particulados e gases poluentes que prejudicam a saúde de humanos e animais, como o SO_x e o NO_x. Além disso, em comparação com o diesel que é importado e cuja produção gera riqueza em outros países, o gás natural ofertado pela Eneva é prospectado, tratado, liquefeito e distribuído no Brasil, aproveitando nossos recursos naturais e gerando emprego e renda para populações de áreas de baixíssimo IDH. Por fim, o gás natural liquefeito hoje disponível na região cria uma alternativa de descarbonização ainda mais eficiente para o futuro, com a possibilidade de adição de BioGNL à medida em que este combustível seja disponibilizado. Esta é uma cadeia de valor onde todos ganham, os acionistas, a população dos municípios onde atuamos, o meio ambiente, nossos clientes e o Brasil.

Em 2024 nosso foco está na conclusão da construção e no comissionamento dos dois primeiros trens de liquefação de gás natural no Parnaíba e na captura de novos contratos para fornecimento de GNL na região. Adicionalmente, estamos alocando recursos para criar o primeiro corredor Azul do Brasil (transporte pesado movido a GNL), na rota Matopiba – Porto de Itaqui. Essa nova cadeia de valor representa um mercado ainda inexplorado para as reservas do Parnaíba. O consumo de diesel desta rota é estimado em 9 milhões de m³/d de gás equivalente. Se capturarmos somente 10% deste volume, já será necessário dobrar a capacidade de liquefação de gás da planta do complexo do Parnaíba.

Os primeiros passos já foram dados em 2024, com a ordem de compra de 180 cavalos mecânicos movidos a GNL, fabricados pela Scania e 100% produzidos no Brasil. Deste total, 30 cavalos se destinam à GNL Brasil, uma JV da Eneva com a VirtuGNL para transporte criogênico, e serão empregados nas rotas dos contratos com a Vale e Suzano. Os outros 150 se destinam a VirtuGNL, que oferecerá o serviço de transporte pesado sustentável para grandes embarcadores de grãos da região. Iniciamos a oferta desta nova solução com grande expectativa de crescimento, e à medida que este mercado avance, será necessária a expansão da capacidade de liquefação do Parnaíba. Ainda que a operação seja mais complexa, devido à logística de GNL, esta cadeia de valor é uma alternativa de alocação de capital mais eficiente do que o setor termoeletrônico, uma vez que o CAPEX pode ser escalonado à medida que o mercado cresce, fazendo expansões modulares de 300.000 m³/d, reduzindo a necessidade de capital e o período de “pay-out” dos investimentos.

Desafio Estratégico #5 (2023): Desenvolver portfólio renovável e promover tecnologias de baixo carbono. Em 2023 concluímos a construção do parque solar Futura I e alcançamos níveis de geração compatíveis com o P90 planejado para a usina. Adicionalmente, 84% da capacidade de geração do parque está alocada a contratos de autoprodução com a White Martins, Vallourec e Liasa, beneficiando nossos clientes com o fornecimento de energia renovável incentivada e melhorando o retorno do investimento para a Eneva. Considerando o preço de aquisição, o custo para completar e comissionar o projeto e a captura das oportunidades de autoprodução, conseguimos extrair o máximo de valor do ativo, propiciando taxas de retorno compatíveis com os demais projetos da Eneva e superiores à média dos projetos de energia renovável brasileiros. Nas tecnologias de baixo carbono, seguimos fazendo investimentos pontuais e selecionados para alavancar nossa capacidade técnica e ampliar nosso conhecimento em áreas que podem se tornar novas cadeias de valor em futuro próximo, em um mundo que busca soluções viáveis para a transição energética. Certificamos pela primeira vez o potencial de armazenagem de CO₂ em um dos nossos reservatórios que já se encontra próximo do ponto final de depleção e iniciamos uma colaboração com parceiros para desenvolver projetos piloto de captura e armazenagem de CO₂ ligados à produção de combustíveis sustentáveis do agronegócio.

Desafio estratégico #5 atualizado para 2024: Capturar oportunidades em novas energias suportadas pela Comercializadora e desenvolver tecnologias de baixo carbono. Para nossa unidade comercial, dedicaremos recursos e esforços na ampliação da comercialização de energia no mercado de alta tensão que se abre agora em 2024 e na criação e consolidação da mesa de gás, dedicada a suportar as soluções para clientes conectados à malha de gasodutos de transporte e para aqueles que estão fora da malha, com nossa oferta de SSLNG.

A atividade de comercialização de energia elétrica possui uma forte ligação com a produção de energia renovável incentivada e, portanto, o desenvolvimento de projetos renováveis pode se tornar viável em modelos de “*asset back trading*”. Nos atuais preços de energia e custo de CAPEX, os projetos de renováveis ainda não apresentam retornos atrativos frente a outras oportunidades de alocação de capital da Eneva, mas dada a pressão cada vez maior por descarbonização, esta pode ser uma opção importante para a Companhia no futuro. Entendemos que a capacidade para desenvolver e ofertar produtos de energia compostos por diversas fontes, e suportadas por ativos operacionais proprietários, será uma vantagem competitiva na transição energética brasileira. Para ampliarmos nossas opções na geração de energia renovável, esperamos concluir em 2024 o processo de atração de um parceiro para nossa plataforma de renováveis, que além do projeto operacional Futura I, conta com mais dois projetos solares a serem desenvolvidos e um projeto de energia eólica.

Nas iniciativas de tecnologias de baixo carbono, vamos seguir desenvolvendo oportunidades para construir um projeto piloto de captura e armazenagem de CO₂ associado à produção de biocombustíveis e continuar investindo no estudo para implantar no futuro uma usina termoelétrica com zero emissões, seja com oxi-combustão ou com captura pré-combustão, ambos associados à estocagem geológica do CO₂. Adicionalmente, estaremos atentos às oportunidades ligadas ao hidrogênio verde, azul e branco, caso alguma disrupção tecnológica torne estes recursos viáveis economicamente. Dadas as competências da Companhia no processamento, liquefação e logística de GNL, também dedicaremos recursos para entender a cadeia de valor da produção de BioMetano e BioGNL, que no futuro podem complementar as ofertas de descarbonização da Eneva para seus clientes. Acreditamos que investimentos seletivos, concentrados nestas tecnologias, com objetivos claros do que queremos alcançar, podem resultar em cadeias de valor que se tornarão comerciais em um mundo que busca alcançar o “net-zero” até 2050.

Desafio Estratégico #6 (2023): Construir uma organização ágil e adequada aos desafios. O sucesso de longo prazo da Eneva, e da maioria das empresas que ambicionam ser líderes em seus mercados, depende da construção de uma organização que pode se adaptar rapidamente ao ambiente de negócios, às variáveis macroeconômicas e ao ambiente político-regulatório, identificando tendências, riscos e oportunidades, e desenvolvendo planos de

contingência para reduzir efeitos adversos, ou estar preparada para capturar oportunidades antes de seus concorrentes. Para assegurar esse nível de resiliência, trabalhamos em quatro iniciativas em 2023.

- 1) Disciplina financeira e desalavancagem da Companhia, que ao longo de 2023 foi reduzida de 4,82x dívida líquida/EBITDA para 3,99x. Esse objetivo foi alcançado com esforços significativos para reduzir de forma perene o G&A; com a captura de oportunidades de exportação de energia para Argentina e Uruguai, que asseguraram receitas variáveis líquidas robustas, de R\$ 376,4 milhões, em um ano de hidrologia favorável ao sistema elétrico brasileiro; com a excelente performance da comercializadora; e com a melhoria operacional dos ativos recém-construídos, em particular Azulão-Jaguatirica e Futura I, que ao final do ano alcançaram respectivamente 100% de disponibilidade e geração de energia compatível com o P90 do parque solar.
- 2) Atualização dos nossos pilares estratégicos para concentrar a alocação de recursos da Companhia naquelas iniciativas que têm maior potencial de geração de valor e que garantirão a perpetuidade da Eneva nas próximas décadas. Cada um dos desafios estratégicos atualizados discutidos nesta carta conta com um conjunto de projetos, totalizando 25 iniciativas lideradas por executivos da Companhia e acompanhadas pela diretoria executiva e pelo conselho de administração.
- 3) Implementação de novos processos para monitorar e otimizar a força de trabalho, e para promover o desenvolvimento e aprimoramento de nossas competências. Em 2023 formamos a primeira turma do MBA Eneva, desenvolvido em parceria com a COPPEAD-UFRJ e PUC-RJ, para dar conhecimento horizontal das diversas áreas da Companhia para os nossos líderes, e implementamos a carreira em “Y”, que valoriza e reconhece os profissionais da área técnica da Eneva criando uma carreira paralela e equivalente à dos colaboradores que seguem o desenvolvimento gerencial.
- 4) Criação da área de O&M corporativo, dedicada à otimização e padronização dos nossos processos de operação e manutenção e dos indicadores de performance, para alcançarmos níveis de desempenho operacional e financeiro de excelência em todos os nossos ativos.

Desafio estratégico #6 atualizado para 2024: Otimizar a estrutura de capital e construir uma organização ágil e adequada aos desafios. Continuaremos trabalhando para aumentar a resiliência da Eneva e para criar oportunidades que perpetuem a existência da Companhia, ao mesmo tempo em que reforçamos a necessidade de otimizar nossa estrutura de capital, mesmo durante a execução de um programa de CAPEX arrojado nos próximos dois anos. Um espaço maior no nosso balanço tornará a Companhia mais resiliente a imprevistos e abrirá espaço para continuarmos a olhar oportunidades de crescimento. O principal foco desta frente está na captura de receitas variáveis acima das expectativas de mercado, seja em operações de exportação de energia, ou em modelos de despacho que ampliem a flexibilidade de utilização das usinas da Eneva pelo SIN (Sistema Integrado Nacional), desde que a flexibilidade adicional seja devidamente recompensada, uma vez que os custos operacionais nestas modalidades são mais elevados. No lado do custo, vamos seguir reforçando junto a todo o time nossa cultura de disciplina financeira. Continuaremos a monitorar diligentemente o dimensionamento da força de trabalho, o SG&A e o desembolso de CAPEX para evitar desperdícios. Adicionalmente, criamos duas iniciativas de excelência, uma de O&M, dando continuidade ao trabalho iniciado em 2023, para otimizar o desempenho operacional e financeiro dos ativos e outra para a execução de projetos de capital, para capturarmos e utilizarmos todas as lições aprendidas pela Companhia ao longo dos últimos 10 anos na implementação de vários projetos em regiões desafiadoras. Esse conhecimento será fundamental para manter os projetos dentro do orçamento, do prazo e com a qualidade especificada.

A natureza do negócio verticalizado da Companhia, associado a um mercado sofisticado de comercialização de energia e gás, torna a Eneva cada vez mais complexa. Desta forma, é fundamental para o nosso sucesso a formação de líderes que sejam capazes de entender como as diversas competências da Companhia interagem, quais

dificuldades seus pares enfrentam e qual a melhor forma de colaborar para alcançarmos os objetivos da nossa estratégia. Deter um dos conjuntos de competências mais completos da indústria de gás e energia brasileira por si só não constitui uma vantagem competitiva, é necessário que os líderes sejam capazes de entender como combinar e coordenar essas competências para desenvolver soluções inovadoras e implantá-las com sucesso.

Em resposta aos nossos desafios e para o desenvolvimento da nossa liderança, que ocupará as posições gerenciais que se abrirão à medida que ampliamos nossa atuação, vamos continuar o programa “MBA Eneva” em 2024, agora integrado ao Plano Estratégico de Força de Trabalho (“SWP – Strategic Workforce Plan”), desenvolvido em 2023. Este plano, um pilar fundamental das iniciativas de Recursos Humanos da Eneva, visa adequar nossa organização às demandas e metas do planejamento estratégico. Nesse sentido, o time de RH priorizará quatro frentes de trabalho: desenvolvimento de líderes; integração operacional entre os ativos com a otimização dos recursos humanos; desenvolvimento e expansão da força de trabalho local para fomentar o desenvolvimento sustentável das regiões onde atuamos; e o desenvolvimento de competências e a retenção de talentos.

Essas iniciativas refletem nosso compromisso com a valorização do capital humano na Eneva, assegurando que estejamos totalmente preparados para enfrentar os desafios dinâmicos do mercado e para capitalizar as oportunidades emergentes. Ao investir na formação de líderes capacitados e na otimização eficiente de recursos, fortalecemos nossa vantagem competitiva e garantimos uma posição de liderança sustentável em nosso setor. Nossa dedicação contínua ao desenvolvimento de talentos e à excelência operacional é um alicerce fundamental para impulsionar o crescimento e o sucesso de longo prazo de nossa empresa.

Geração de valor da Eneva na transição energética brasileira

A transição energética é possivelmente o tema mais discutido no mundo nos dias de hoje e a necessidade de adoção de uma trajetória para um mundo mais sustentável é inevitável. Mas o assunto é muito amplo, e cada região do planeta e cada país têm características e necessidades próprias. Não se pode impor soluções únicas ou adotar um modelo de transição que coloque em risco o acesso à energia confiável, essencial para o desenvolvimento econômico das nações e para o bem-estar das populações.

No Brasil, já temos uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo, com 65% de energia hidroelétrica e outros 20% de energia solar e eólica, que estão em plena expansão. Mas a sazonalidade e intermitência destas fontes requer o uso de fontes despacháveis para atendimento de ponta e para complementar a geração nas estações com pouca energia afluyente ou de baixa intensidade dos ventos. Ainda mais relevante é o fato de que os eventos climáticos cíclicos conhecidos estão se tornando mais extremos, dificultando a previsibilidade e estressando ainda mais a confiabilidade do sistema integrado de energia elétrica do Brasil no decorrer das estações do ano. Um sistema energético eficiente e de baixa intensidade de emissões ainda precisará contar com uma grande diversidade de fontes por muitos anos, até que uma solução tecnológica disruptiva resolva de uma vez a questão da sustentabilidade absoluta.

Neste mundo em transição, a atuação da Eneva tem papel fundamental. Nossos ativos utilizam o gás natural, o menos poluente e de menor intensidade de carbono dentre os combustíveis fósseis. Nosso modelo R2W oferece custos competitivos e possibilidade de despacho imediato, propiciando total flexibilidade para o operador do sistema interligado nacional. Ainda mais relevante para a transição energética brasileira é a qualidade da alocação de capital da Eneva. Nos últimos anos investimos aproximadamente R\$ 8 bilhões em projetos que propiciam retornos acima da média do setor para nossos acionistas, ao mesmo tempo em que aumentam a resiliência do sistema elétrico brasileiro, reduzem as emissões de gases de efeito estufa e praticamente eliminam as emissões de NOx, SOx e particulados, tornando a matriz energética brasileira mais eficiente, confiável e sustentável. Tudo isso

utilizando recursos naturais brasileiros, gerando emprego e renda no país e substituindo combustíveis mais poluentes e importados, como o diesel e o óleo combustível.

Considerando-se os projetos de fechamento de ciclo de Parnaíba V e VI, que adicionaram 460 MW de potência despachável ao sistema sem consumir uma única molécula de gás adicional; Azulão-Jaguatirica, que deslocou geração a diesel em Roraima; a planta de liquefação do Parnaíba, que substituirá a utilização de óleo combustível em processos industriais e o desenvolvimento do parque Futura I, estimamos que até 2030 será evitada a emissão de 6 milhões ton de CO₂e na matriz energética brasileira. E não paramos por aí, nas nossas operações, em 2024, iniciaremos a utilização de caminhões movidos a GNL para as rotas que atenderão os contratos de distribuição de SSLNG no Maranhão, e a nova sonda de perfuração da Eneva também poderá utilizar o gás natural como combustível em substituição ao diesel. Para os nossos clientes, ofertaremos GNL para criar um corredor azul na rota Matopiba - Porto de Itaquí, contribuindo para reduzir a intensidade de carbono e a poluição associadas ao agronegócio brasileiro. Em um país com potencial abundante ainda em parte inexplorado para produção de petróleo e gás natural, com enorme potencial para expandir a geração de energia solar e eólica, com um dos maiores parques hidrelétricos do mundo e com gigantesco potencial para produzir biocombustíveis, inclusive com captura e armazenagem de carbono, podemos fazer uma transição energética particular, utilizando recursos brasileiros, sem a necessidade de importar e adotar soluções que fazem mais sentido em outros países ou em outras regiões do mundo. Em um país de dimensões continentais, com um agronegócio pujante e dependente de combustível e energia, com cadeias produtivas consideradas “hard to abate” e onde a distribuição e a utilização de energia pode ser complexa e difícil de substituir por novas alternativas, é de se esperar que todas estas fontes se complementem e ainda convivam por um longo tempo na nossa matriz energética. Neste contexto, a empresa de energia que ambiciona perpetuar sua existência necessita acessar a maioria destas fontes de energia e ser capaz de oferecer soluções para seus clientes, que podem envolver o uso de múltiplas fontes, produtos customizados para casos específicos e/ou para o aumento de eficiência. A Eneva de hoje, através de seu portfólio de ativos e da nossa unidade de comercialização, está preparada para oferecer resiliência, confiabilidade e soluções de energia combinando gás e eletricidade, mas também mantendo um olhar para o futuro, e nos preparando para ampliar nossa atuação nas diversas oportunidades e nas novas cadeias de valor que surgirão, nas quais poderemos empregar e ampliar nosso vasto conjunto de competências técnicas e operacionais.

Considerações finais

A atualização de nossos desafios estratégicos foi cuidadosamente pensada para otimizar a alocação dos recursos da Companhia e dar mais clareza e foco para o time na execução de nossos projetos e na captura das oportunidades que têm maior possibilidade de geração de valor para a Eneva, seja no médio prazo ou na nossa visão de futuro, de uma Companhia de energia capaz de oferecer soluções pioneiras em mercados e regiões desafiadoras.

Gostaria de resumir brevemente tudo o que eu disse nesta carta, ressaltando alguns pontos que acredito assegurar o sucesso de longo prazo da Eneva:

- O desempenho do time de E&P da Eneva é de excelência e tem entregado resultados ano após ano, assegurando a perenidade dos nossos ativos. Adicionalmente, em 2024 iniciaremos nossa primeira campanha sísmica na Bacia do Paraná. Toda a cadeia de fornecedores, serviços e materiais para Azulão 950 está 100% contratada, com as atividades dentro do cronograma e com os primeiros 13 poços perfurados, sendo 10 já testados e prontos para suprir os primeiros anos de operação da usina
- A planta de liquefação do Parnaíba entra em operação no final do 2T24 e iniciaremos os contratos de fornecimento de gás para Vale e Suzano. Temos potencial para ampliar nossa oferta no segmento de SSLNG e crescer neste mercado

- Estamos desenvolvendo novas cadeias de valor para monetização das reservas do Parnaíba. Em 2024 daremos o pontapé inicial para a criação do primeiro corredor azul na rota Matopiba - Itaqui
- Estamos nos preparando para o leilão de capacidade em 2024, com projetos extremamente competitivos, com infraestrutura de fornecimento de gás proprietária que já está sendo amortizada por contratos existentes
- A conexão do Hub Sergipe com a malha de gasodutos de transporte estará concluída ao final do 2T24 e estamos estruturando nossa mesa de gás para oferecer serviços de balanceio e comercialização de gás
- A atuação da Eneva Comercializadora está se ampliando, suportando a otimização dos nossos ativos buscando novos mercados para colocação da nossa energia e desenvolvendo novos produtos
- Existem oportunidades para ajustar e otimizar nosso portfólio de ativos que podem se materializar ao longo de 2024, bem como oportunidades de crescimento inorgânico que se encaixam perfeitamente com as competências da Eneva e são complementares aos nossos ativos e a nossa visão estratégica
- Estamos fortalecendo nossa disciplina financeira e a cultura de zero desperdícios e avançando na nossa trajetória de desalavancagem
- O conjunto de competências da Eneva é único no mercado brasileiro e possibilita a entrada da Companhia em novas cadeias de valor
- Nosso programa para desenvolver soluções de descarbonização segue avançando para capturar as oportunidades que irão surgir nesse novo mercado a partir de parcerias estratégicas com empresas que atuam não somente no setor de energia, mas também com biocombustíveis
- Estamos preparando uma geração de líderes que entendem a complexidade do negócio da Companhia, e que serão capazes de conectar todas as nossas competências para seguirmos oferecendo soluções arrojadas no mercado de energia

Repassei estes pontos para reforçar os avanços que conquistamos na execução da nossa estratégia, bem como o desenvolvimento de novas oportunidades que começam a se materializar. Desta forma vamos assegurar a monetização de todos os nossos recursos naturais, e a extração máxima de valor dos nossos ativos.

Sigo confiante que a execução do nosso plano de negócios já contratado elevará nossa receita fixa a um patamar de R\$ 10 bilhões, e EBITDA fixo associado da ordem de R\$ 6 bilhões em 2027. Some-se a isso o potencial de geração de receitas variáveis relacionadas a intermitência e sazonalidade das fontes renováveis; o potencial de crescimento das novas cadeias de valor que estão sendo criadas na comercialização de energia, nas ofertas de SSLNG e de gás na malha; e o amplo portfólio de projetos de expansão para alocação de capital. O potencial de geração de valor da Eneva é ímpar na indústria, e o nosso histórico de superação de desafios somados às competências da Companhia nos dão total confiança para continuaremos surpreendendo positivamente nossos acionistas.

Os resultados da Eneva de hoje já não são dependentes somente de receitas variáveis oriundas do despacho em anos de hidrologia desfavorável ao sistema elétrico brasileiro. Aumentamos a resiliência da Companhia, desenvolvemos novas capacidades e novas fontes de receita, e assim seguiremos nossa vocação, criando modelos de negócio inovadores e propondo alternativas de alocação de capital pioneiras que produzem retornos acima da média do setor.

Mais uma vez, convido nossos acionistas a olharem a Eneva como uma Companhia com enormes receitas fixas, com potencial para capturar *upsides* e para desenvolver novas cadeias de valor e novos mercados em um Brasil que atravessa uma transição energética particular.

Agradeço a todos os nossos stakeholders que depositam sua confiança em nossa Companhia e que nos acompanham ao longo dos anos. Com um histórico de alocação de capital eficiente e com as entregas de projetos de alto retorno ao longo dos últimos 8 anos, sigo ainda mais confiante do que poderemos fazer no futuro. O time Eneva seguirá sua

busca incansável por alternativas pioneiras que possam surpreender a todos positivamente. Queremos ser uma Companhia capaz de oferecer diversas soluções de energia, acessando diferentes fontes e oferecendo produtos que geram valor para nossos clientes, para nossos acionistas e para a sociedade.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	4T23	3T23	2T23	1T23	4T22
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	98%	100%	98%	100%	100%
Despacho (%)	23%	8%	35%	11%	36%
Geração Líquida (GWh)	326	107	508	157	579
Geração Bruta (GWh)	345	113	536	165	610
Geração para ACR (%)	73%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	27%	100%	100%	100%	100%
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	95%	97%	100%	99%	100%
Despacho (%)	73%	91%	32%	10%	69%
Geração Líquida (GWh)	780	986	345	116	744
Geração Bruta (GWh)	827	1.043	366	122	788
Geração para ACR (%)	99%	100%	97%	0%	89%
Geração para ACL (%)	1%	0%	3%	100%	11%
Parnaíba III					
Disponibilidade (%)	100%	98%	100%	74%	99%
Despacho (%)	20%	0,3%	9%	4%	0%
Geração Líquida (GWh)	75	2	36	30	0
Geração Bruta (GWh)	78	2	37	32	0
Geração para ACR (%)	76%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	24%	100%	100%	100%	0%
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	98%	100%	97%	100%	99%
Despacho (%)	33%	0%	41%	24%	8%
Geração Líquida (GWh)	37	0	24	13	9
Geração Bruta (GWh)	39	0	25	14	10
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	0%	100%	100%	100%
Parnaíba V ²					
Disponibilidade (%)	96%	100%	97%	100%	95%
Despacho (%)	23%	7%	33%	10%	41%
Geração Líquida (GWh)	180	52	265	87	239
Geração Bruta (GWh)	190	55	279	92	252
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

² A UTE Parnaíba V obteve autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para iniciar operação comercial da sua unidade geradora, uma turbina a vapor em novembro de 2022. Em dezembro de 2023, foi publicado despacho da Aneel referente à alteração da capacidade instalada para 365 MW. Os dados operacionais do 4T22 na tabela acima foram ajustados para refletir a disponibilidade, despacho e geração apenas após o início de sua operação comercial.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás em Roraima	4T23	3T23	2T23	1T23	4T22
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	94%	86%	82%	81%	59%
Despacho (%)	78%	73%	63%	64%	53%
Geração Líquida (GWh)	209	185	166	164	139
Geração Bruta (GWh)	219	194	174	172	147
Geração para ACR (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração a Gás – Combustível de Terceiros ³					
Porto de Sergipe I					
Disponibilidade (%)	97%	97%	97%	97%	96%
Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Fortaleza					
Disponibilidade (%)	79% ⁴	100%	100%	59%	100%
Despacho (%)	11%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	72	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	76	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	0%	0%	0%	0%
Geração Térmica a Carvão					
Itaqui					
Disponibilidade (%)	93%	100%	99%	100%	100%
Despacho (%)	4%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	28	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	33	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	97%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	3%	0%	0%	0%	0%

Fonte: ONS, CCEE, Certificação de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

³ A UTE Porto de Sergipe I passou a fazer parte do portfólio da Eneva em 03/10/2022, com a conclusão do seu processo de aquisição. Foram apresentados os dados da usina de despacho e geração a partir desta data para o 4T22.

⁴ A menor disponibilidade na UTE Fortaleza no 4T23 foi em função da suspensão do contrato de fornecimento de combustível em 13/12/2023, portanto entre os dias 13/12/2023 até a data de encerramento do contrato de entrega de energia da UTE em 27/12/2023 esta ficou indisponível.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Carvão	4T23	3T23	2T23	1T23	4T22
Pecém II					
Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Despacho (%)	13%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	91	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	104	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	99%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	1%	0%	0%	0%	0%
Geração Solar					
Futura 1 ⁵					
Disponibilidade (%) ⁶	93%	70%	90%	-	-
Fator de Capacidade (%) ⁷	34,5%	31,8%	24,7%	-	-
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-22	-46	-13	-	-
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	469	295	205	-	-
Geração Líquida (GWh)	466	292	204	-	-
Geração Liquidada Spot (%)	4%	9%	44%	-	-
Geração Liquidada Bilaterais (%)	96%	91%	56%	-	-
Upstream					
Parnaíba					
Produção (Bi m ³)	0,29	0,23	0,24	0,08	0,33
Reservas remanescentes (Bi m ³)	37,6	32,5	32,7	33,0	33,1
Amazonas					
Produção (Bi m ³)	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
Reservas remanescentes (Bi m ³)	10,0	14,3	14,3	14,4	14,5

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

⁵ O Complexo Solar Futura 1 iniciou operação comercial de 100% de suas usinas fotovoltaicas em 26/05/2023. Os dados apresentados na tabela de geração líquida e bruta do 2T23 referem-se a todo o período do 2T23, incluindo o período de testes e comissionamento nos meses de abril e maio.

⁶ A disponibilidade de Futura 1 no 2T23 considera apenas o período a partir do início da entrada de operação comercial, ao final de maio/23.

⁷ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do período, ajustada para incluir também a geração frustrada por restrição no trimestre, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade) no período. Para o 2T23, o fator de capacidade considera apenas o período a partir do início da entrada de operação comercial, ao final de maio/23, com geração bruta de 119 GWh.

CONTEXTO SETORIAL

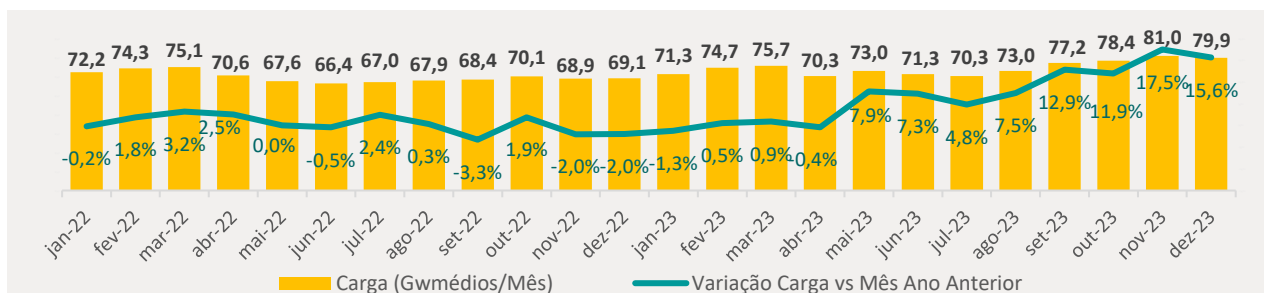
- Retomada gradual do despacho termelétrico regulatório no SIN no 4T23, mesmo com volumes de reservatórios ainda elevados e com valores de PLD próximos ao piso regulatório, refletindo demanda para atendimento a picos diários e horários de carga em diversas janelas do trimestre.
- Despacho térmico refletindo condições estruturais, como restrições operativas, limitações de modelo e a crescente matriz energética intermitente do SIN, bem como efeitos conjunturais, como a intensificação do El Niño, aumentando temperaturas médias no país e impondo desafios de suprimento regionais.

A carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) atingiu valor recorde de 79,8 GWm no 4T23, apresentando crescimento significativo de 15,0% frente à carga média do 4T22 e aumento de 8,5% *versus* o 3T23. A carga média diária do 4T23 incluiu 55% dos dias com carga diária média acima de 80 GWm, 14 dias com carga média acima de 85 GWm e 5 dias com registro de carga horária acima de 100 GWm.

O incremento da carga em ambas as comparações foi impulsionado, sobretudo, pelo maior consumo de aparelhos de refrigeração no 4T23, elevando o consumo da classe residencial, que apresentou dois recordes mensais históricos consecutivos de consumo de energia em novembro/23 e dezembro/23⁸. O cenário climático extremo que se acentuou no trimestre, com predomínio de temperaturas acima das médias, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, acompanhada de baixos volumes de precipitação no Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, foi o principal impulsionador do maior consumo residencial.⁹ Esses efeitos climáticos estão relacionados à intensificação da atuação do fenômeno El Niño em 2023, caracterizado pelo aquecimento anormal das águas do oceano Pacífico na sua porção equatorial, com alteração do padrão de circulação de ventos. Os principais efeitos do fenômeno no Brasil incluem o aumento das temperaturas médias em grande parte do país, com maior risco de secas principalmente nas regiões Norte e Nordeste, assim como o crescimento do volume de precipitações na região Sul.

Adicionalmente, o aumento do consumo das classes comercial e industrial em ambos os períodos comparativos também afetou positivamente a dinâmica da carga. O desempenho positivo da indústria foi verificado pela melhoria de diversos indicadores da Fundação Getúlio Vargas medidos em dezembro/23, como redução de estoques e aumento do Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI)⁸, traduzindo-se em crescimento de consumo de energia em diversos setores, incluindo alguns eletrointensivos como metalurgia, extração de minerais metálicos e fabricação de produtos alimentícios. Na classe comercial, também foram registrados dois recordes consecutivos de consumo de energia em novembro/23 e dezembro/23, sendo impulsionados também pelos eventos de onda de calor e aumento da base de consumidores comerciais⁷.

Carga de Energia Média Mensal – SIN (GWmédios/mês e Variação Anual (%))¹⁰

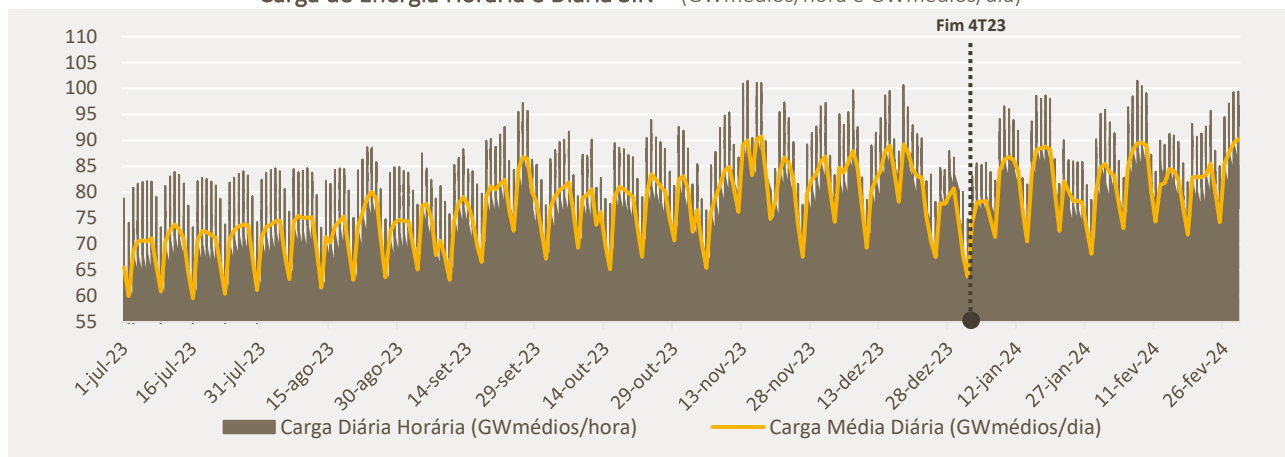


⁸ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Boletins de Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Edições de Novembro/2023, Dezembro/2023 e Janeiro/2024), disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 25/02/2024.

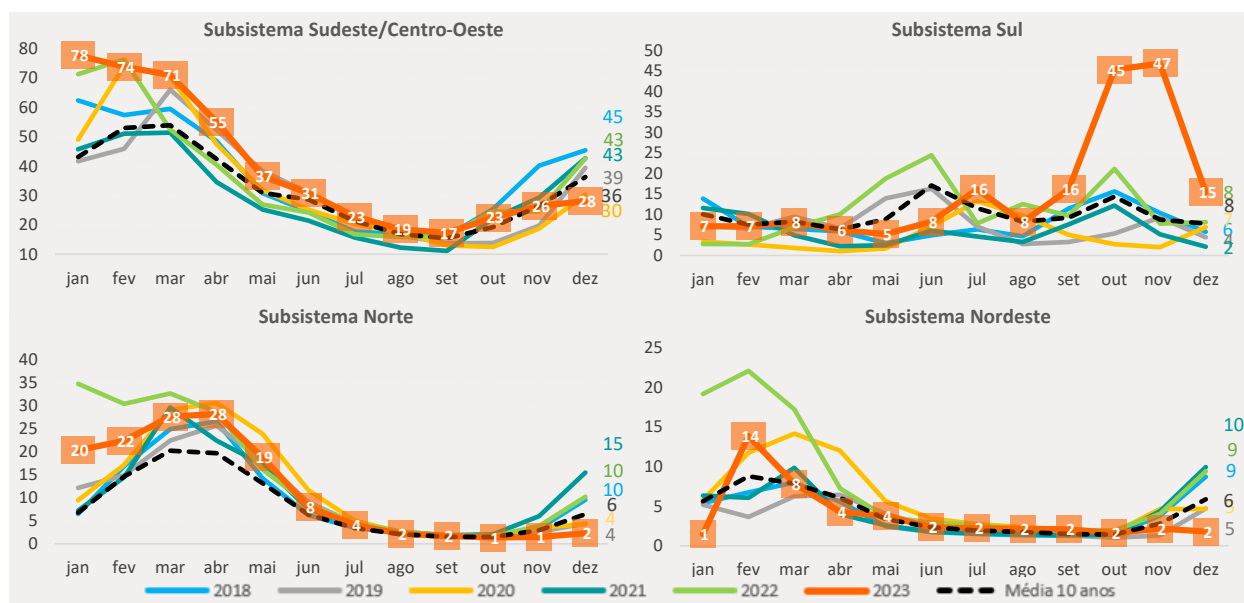
⁹ Fontes: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Boletins de Carga Mensal (Edições de Outubro/2023, Novembro/2023 e Dezembro/2023), disponíveis em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> - Acesso em 25/02/2024.

¹⁰ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 07/02/2024.

Ao longo do 4T23, a carga média diária se manteve acima de 85 GWm nos dias úteis por algumas semanas em meados e final de novembro/23 e no início e meados de dezembro/23. Já a carga média horária atingiu valores acima 90 GWm em quase 300 horas do trimestre, atingindo patamares horários superiores a 95 GWm em 16 dias do trimestre e ultrapassando 100 GWm em determinados dias, como pode ser visualizado no gráfico abaixo. Após o final do 4T23, em janeiro/24 e fevereiro/24 continuaram a ser registrados elevados níveis de carga diária média e picos de carga horária acima de 95 GWm.

Carga de Energia Horária e Diária SIN – (GWmédios/hora e GWmédios/dia)¹¹


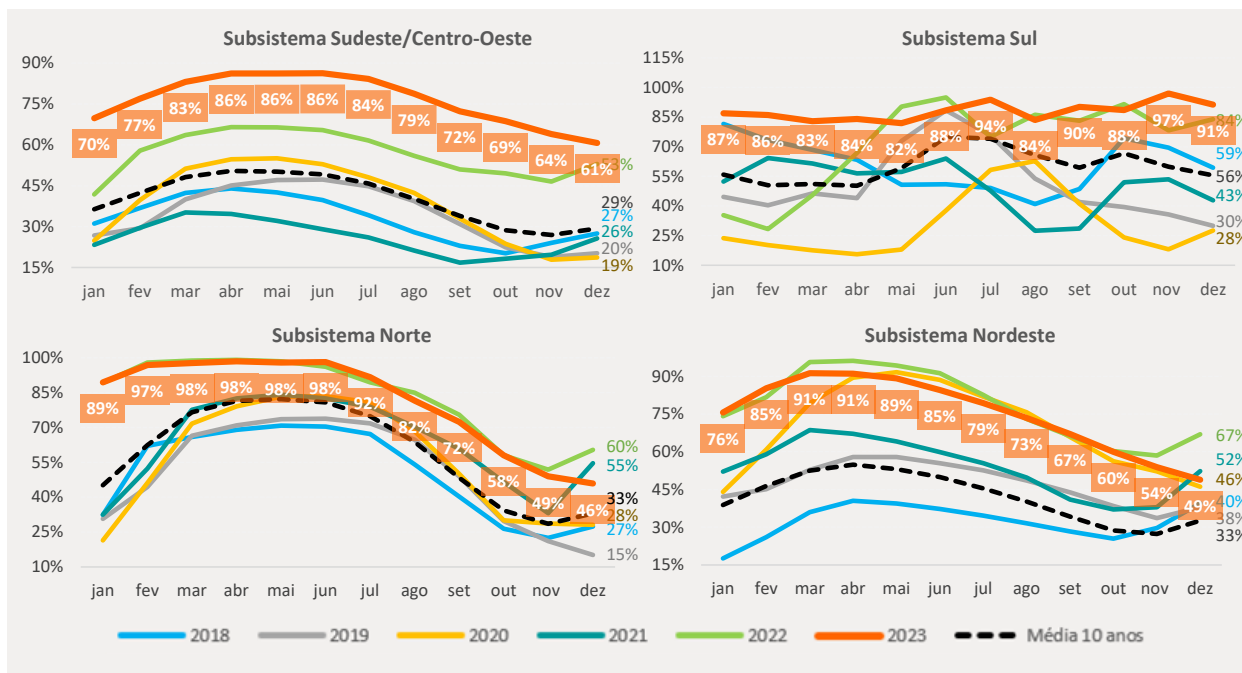
O El Niño também impulsionou os volumes de precipitação no trimestre para valores expressivamente superiores à média de 10 anos para o período no subsistema Sul e ligeiramente acima da média no Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) no 4T23, aumentando os volumes de Energia Natural Afluyente (ENA) nos reservatórios. Nos meses de outubro/23 e novembro/23 foram registrados volumes mensais recordes de ENA no subsistema Sul desde o início da série histórica, superando o pico de 41 GWm/mês registrado em junho/14. Em contrapartida, o desempenho da ENA nos subsistemas Norte e Nordeste seguiu a tendência esperada com a atuação do fenômeno climático, mantendo os volumes abaixo da média histórica em praticamente todo o 4T23.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)¹²


¹¹ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: 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 01/03/2024.

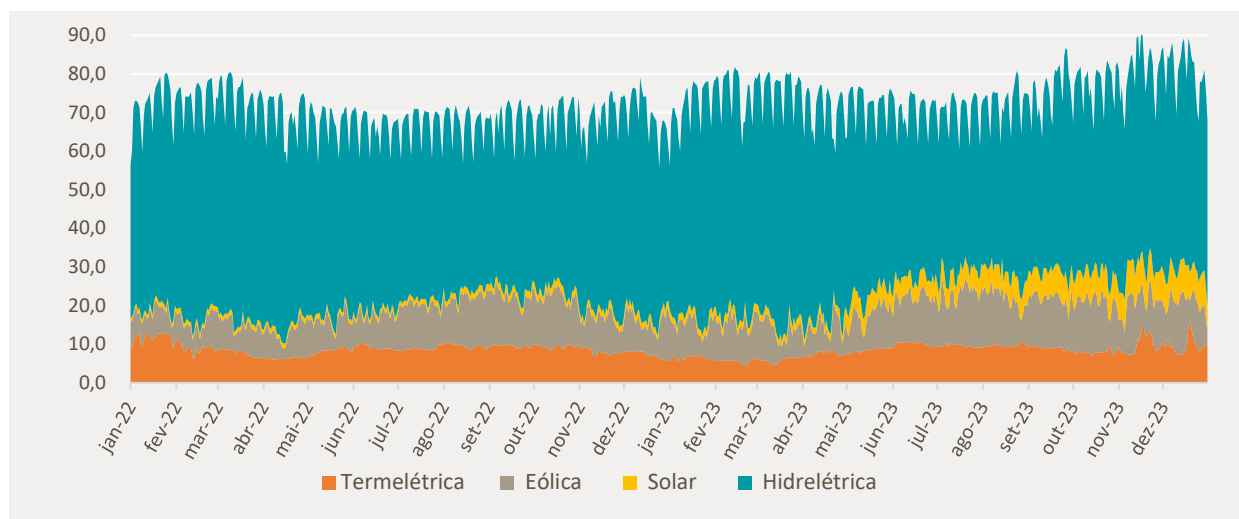
¹² Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluyente_subsistema.aspx - Acesso em 07/02/2024.

No início do 4T23, os níveis dos reservatórios ainda se encontravam em patamares superiores à média histórica de 10 anos em todos os subsistemas. O volume adicional relevante de ENA no Sul, assim como o ligeiro crescimento no SE/CO, contribuíram para manter a energia armazenada (EARM) acima das médias no período.

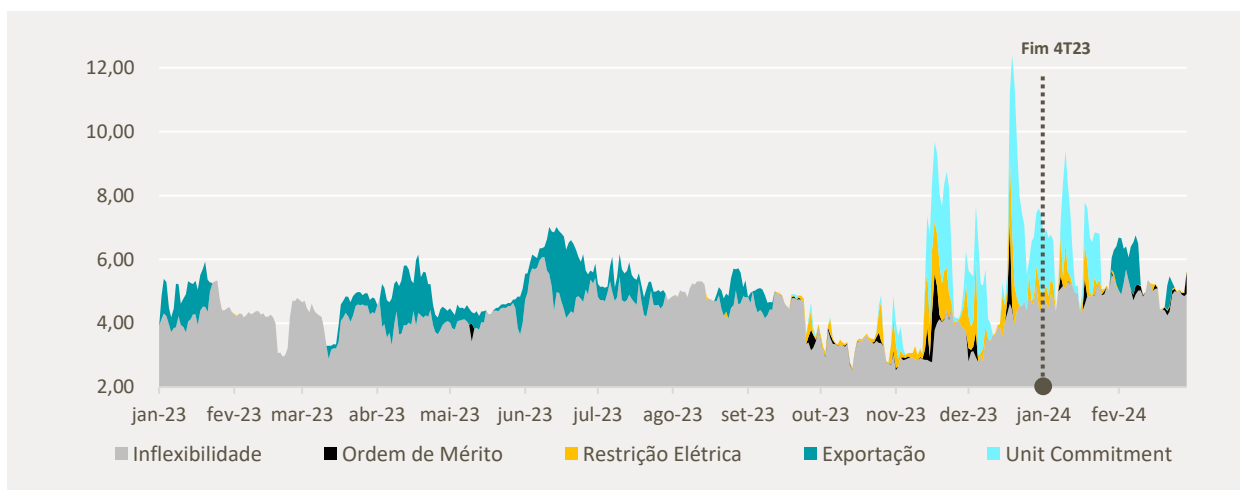
 EARM Histórica (% Armazenamento)¹³


No 4T23, as fontes hidrelétricas aumentaram a participação em relação à geração de energia total do SIN na comparação sequencial, passando de 61% em média no 3T23 para 64% em média no 4T23 e encerrando o ano de 2023 com participação de 70%. O volume médio diário de geração hídrica atingiu 50,8 GWm no 4T23, frente a 49,0 GWm por dia no 4T22 e 44,4 GWm por dia no 3T23. A geração de energia solar também aumentou sua participação em relação à geração de energia total do SIN no 4T23 em ambas as comparações, saltando para 7,7 GWm por dia no 4T23 em relação às médias diárias de 1,7 GWm no 4T22 e 6,1 GWm no 3T23. O aumento é explicado tanto pelo crescimento da capacidade instalada das fontes solares centralizadas e da geração distribuída no ano de 2023, quanto pelo fato de que, a partir de maio de 2023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) passou a incorporar os dados de geração da micro e minigeração distribuída na base solar, justificando uma parcela do aumento em comparação com 2022. Por sua vez, a participação da geração eólica reduziu 3% versus o 3T23 e manteve-se estável frente ao 4T22, alinhada à tendência do período com a redução da intensidade dos ventos. Já a contribuição da geração por fontes termelétricas ficou ligeiramente abaixo dos valores dos trimestres anteriores, embora o volume médio total gerado tenha apresentado crescimento na comparação anual em cerca de 1,0 GWm por dia para 9,2 GWm por dia no 4T23, como resultado da continuação da tendência iniciada de aumento da carga no SIN. Nesse sentido, foi observada aceleração da geração térmica em dezembro/23, apresentando média de 10,2 GWm por dia na última quinzena do ano.

¹³ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em 07/02/2024.

Balço energético por fonte - Geração no SIN (GWmédios/dia)¹⁴


Com a continuação do registro de maiores patamares de carga no início do 4T23 e a redução do despacho por inflexibilidade no período, ao final de outubro o ONS voltou a programar despacho de usinas termelétricas no SIN. A geração de energia por fontes térmicas no trimestre foi basicamente por inflexibilidade, restrição elétrica (solicitada pelo operador para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico) e *unit commitment* (acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições operativas cadastradas das usinas).

Despacho Térmico por Principais Tipos - SIN (GWmédios/dia)¹⁵


É importante destacar que o retorno do despacho termelétrico no 4T23 é decorrente tanto de fatores conjunturais quanto estruturais. Como principal fator conjuntural, como explicado, o El Niño contribuiu para o aumento das temperaturas e os baixos volumes de precipitação, em especial no Norte, elevando significativamente a carga em diversos horários do dia. Adicionalmente, o fenômeno também contribuiu para limitar a capacidade instantânea de geração hidrelétrica em importantes usinas do SIN, tais como Belo Monte, Jirau e Santo Antônio.

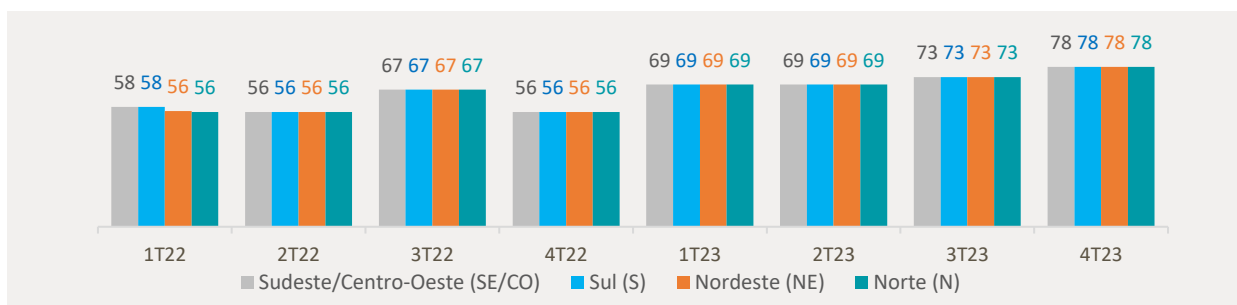
Nesse cenário de crescimento de carga, com baixa contribuição das usinas a fio d'água do subsistema Norte – devido tanto à própria sazonalidade quanto em função do El Niño –, associado ao efeito do arrefecimento sazonal da geração

¹⁴Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 07/02/2024.

¹⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 01/03/2024.

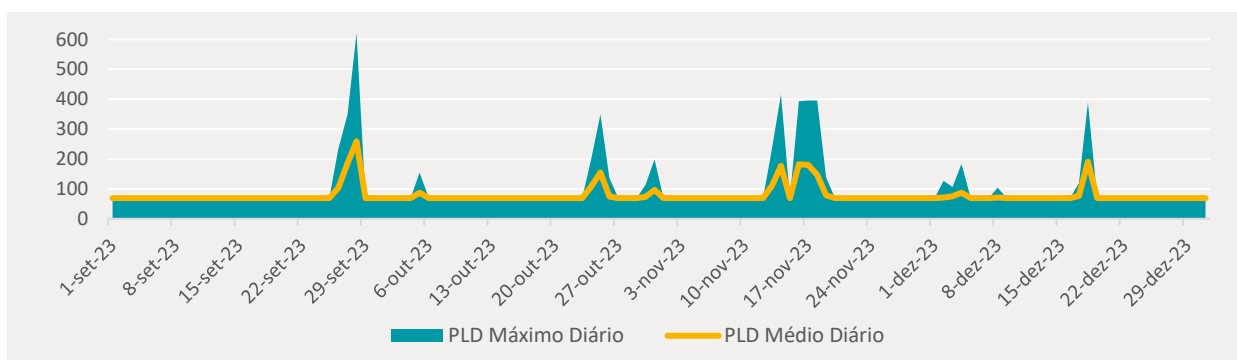
eólica no período, houve a intensificação da necessidade de despacho termelétrico das usinas conectadas ao SIN, em especial para atendimento às ponta de carga, mesmo em um contexto de níveis ainda elevados de reservatórios. Como efeito estrutural, é importante destacar que o ano de 2023 trouxe à tona uma mudança de paradigma relacionada aos preços de energia observados na operação do sistema, mostrando a importância da correta sinalização horária devido à grande mudança do parque gerador para uma base mais intermitente. Apesar dos patamares ainda elevados dos reservatórios nas principais bacias do Sul e Sudeste que mantiveram o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em níveis próximos ao piso estrutural de R\$ 69/MWh ao longo do ano, atingindo média de R\$ 78/MWh no 4T23 em todos os submercados, conforme gráfico abaixo, o aumento do PLD em determinados momentos e o descolamento entre Custo Marginal da Operação (CMO) e PLD são eventos relevantes para a análise do despacho termelétrico no trimestre.

PLD Médio Trimestre por submercado SIN (R\$/MWh)¹⁶



Em continuidade ao que foi observado ao final do 3T23, em determinados dias do 4T23 o PLD atingiu valores horários máximos entre R\$ 105/MWh e R\$ 415/MWh, conforme pode ser observado no gráfico abaixo. Como resultado, houve aumento da programação do despacho termelétrico por ordem de mérito nesses períodos.

PLD Médio Diário e PLD Máximo Diário - SIN (R\$/MWh)¹⁷



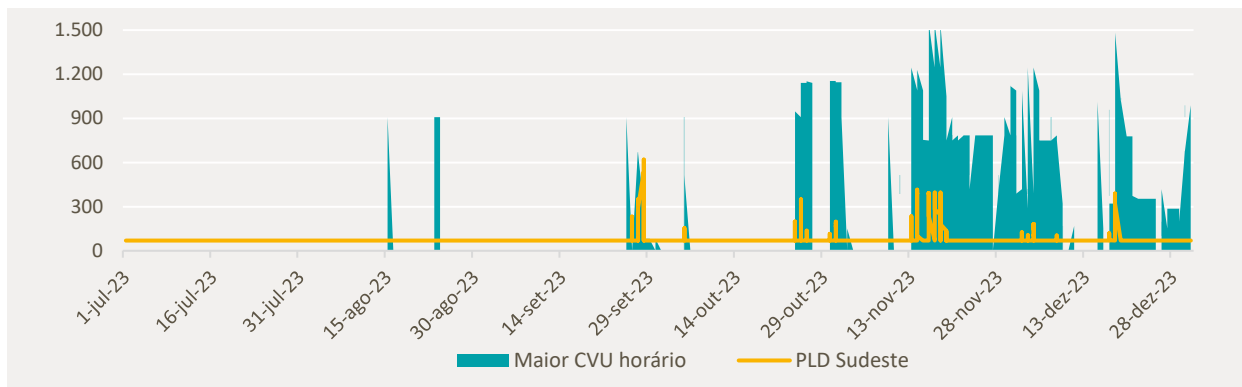
Adicionalmente, o aumento do CMO em determinadas horas ao final do 3T23 e ao longo do 4T23 comprovou que os recursos hidrelétricos disponíveis para uso estavam no limite devido a uma série de obrigações de defluência mínima que devem ser obedecidas pelas usinas hidrelétricas, assim como restrições de uso múltiplo da água que o ONS deve seguir, e que têm um impacto significativo na redução dos recursos disponíveis para o sistema e na gestão da utilização da EARM.

Foram observados descasamentos entre o modelo de formação de preços e a operação em tempo real e, para atender os critérios operativos do tempo real, o operador despachou usinas mais caras que o indicativo do PLD, como pode ser observado no gráfico abaixo. Nesse contexto, ressalta-se a ocorrência de despachos termelétricos

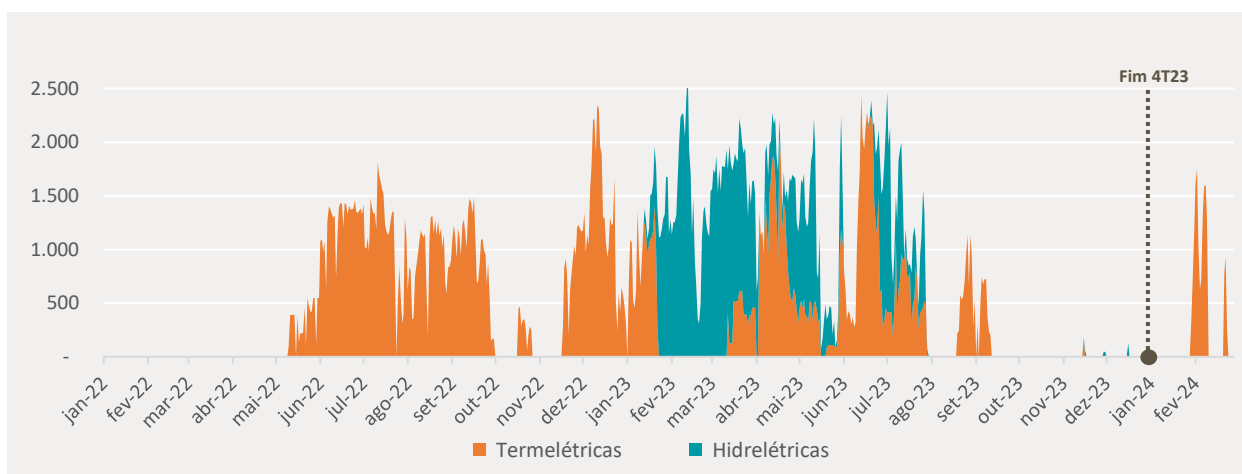
¹⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 07/02/2024.

¹⁷ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 07/02/2024.

consecutivos que foram desassociados da subida de CMO/PLD no 4T23, conforme evidenciado no gráfico de “Despacho Térmico por Principais Tipos” acima, por motivo de restrição elétrica e *unit commitment*, em especial, devido às limitações dos modelos e dos procedimentos atualmente vigentes na formação de preço. É importante observar que a demanda por despacho termelétrico para necessidade de atendimento a pontas de carga é compatível com as características da contratação termelétrica em leilão de capacidade, que considera eventos com curta duração que exigem flexibilidade operativa para atendimento.

 PLD Máximo Horário Sudeste e Máximo CVU horário - SIN (R\$/MWh)¹⁸


Em contrapartida, a demanda por importação de energia da Argentina e Uruguai¹⁹ foi praticamente nula no 4T23, em continuação ao movimento de redução intensificado ao longo do 3T23. Esse efeito foi principalmente em função da ocorrência de maior volume de precipitações no subsistema Sul no contexto do El Niño, aumentando os reservatórios e possibilitando o aumento da geração da principal usina hidrelétrica argentina (Yacretá) no período e das temperaturas mais amenas, típicas da primavera. No entanto, a exportação de energia para os países vizinhos foi retomada ao final de janeiro/24, como resultado das elevações repentinas de temperatura, com demanda média diária de 1,2 GWm nos 10 primeiros dias de fevereiro/24, reduzindo novamente ao longo do mês.

 Volume de Exportação de Energia (MWmed/dia)²⁰


¹⁸ Fonte: CCEE e ONS - Comparação PLD horário versus CVU térmica marginal.

¹⁹ Essa modalidade de venda de energia interruptível para a República Argentina e para a República Oriental do Uruguai, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, ocorre em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pelos operadores dos sistemas argentinos e uruguaios.

²⁰ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em 01/03/2024.

PREÇOS REGULADOS

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)²¹ de todas as usinas da Eneva que operam no mercado regulado (ACR) são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente no mês de novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período.

As exceções ficam por conta de: (i) UTE Fortaleza, usina contratada pelo Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT (instituído pelo Decreto nº 3.371), cujo reajuste de CVU é previsto conforme as condições estabelecidas na Portaria Interministerial nº.234/2002, sendo reajustado em abril de cada ano e indexado a uma cesta de indexadores (Índice de preços americano PPI; taxa de câmbio & IGP-M); e (ii) UTE Parnaíba IV, cujo CVU foi fixado pela ANEEL em R\$ 151,69/MWh por meio do despacho nº 3.203 (dezembro/2018).

A tabela abaixo apresenta os CVUs médios das usinas operacionais no 4T23, assim como dos períodos anteriores, para fins de comparabilidade:

Valores médios trimestre	4T21	4T22	4T23	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I (ACR)	356,5	369,9	171,1	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II (ACR)	91,4	98,9	104,3	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III (ACR)	247,7	268,1	282,5	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV (ACL)	151,7	151,7	151,7	n.a.	Sem Reajuste
UTE Parnaíba V (ACL)	n.a.	199,5	197,3	Câmbio / US CPI-U	Dólar: Mensal CPI-U: Anual
UTE Jaguatirica II (ACR)	n.a.	246,5	259,0	IPCA	Inflação: Anual
UTE Porto de Sergipe I (ACR)	n.a.	396,5	371,1	Brent e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Fortaleza (ACR)	n.a.	277,4	285,8	PPI, Câmbio e IGPM	Exceção: Apenas anual em abril
UTE Pecém II (ACR)	587,7	785,9	368,8	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaquí (ACR)	578,5	776,4	361,1	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Notas:

- (i) As UTEs Jaguatirica II e Parnaíba V iniciaram operação comercial após o 4T21, por isto não são apresentados os CVUs anteriormente a estes períodos.
- (ii) As UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I só foram incorporadas ao portfólio da Eneva no 3T22 e 4T22, respectivamente, após a conclusão de seus respectivos processos de aquisição, portanto também não são apresentados os CVUs nos períodos anteriores acima.

Os CVUs das UTEs Parnaíba II, III, VI foram reajustados em 4,82% em novembro de 2023 com base no IPCA acumulado em 12 meses até outubro de 2023, conforme previsto nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Por sua vez, o CVU da UTE Jaguatirica II, regido pelo Contrato de Comercialização de Energia

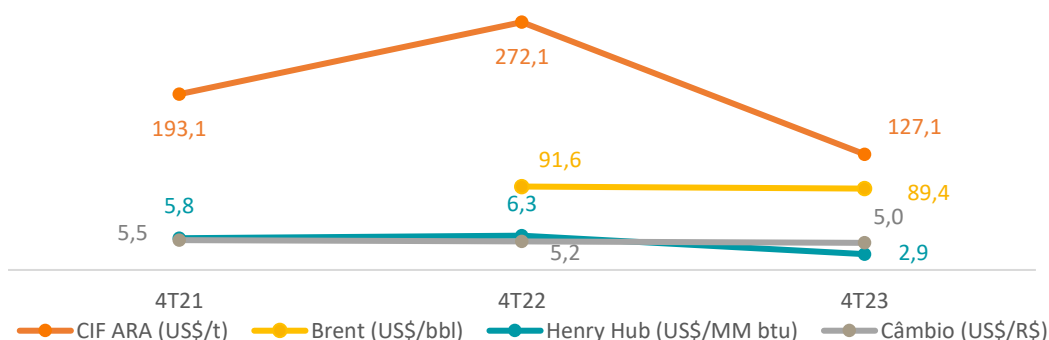
²¹ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e é indexado ao preço de combustível, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo variável de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para entender mais, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela ENEVA: <https://ri.ENEVA.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI), também foi ajustado com a mesma premissa. Portanto, os CVUs médios do 4T23 refletem a média de 1 mês (outubro) de CVU antes do reajuste inflacionário e 2 meses de CVUs reajustados.

As UTEs Parnaíba I, Parnaíba V, Porto de Sergipe I, Pecém II e Itaqui, além de terem tido seus componentes de O&M reajustados anualmente pela inflação, também apresentaram variação da parcela da receita variável contratual atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, conforme seus respectivos indexadores:

- O CVU de Parnaíba I registrou uma queda de 53,7% no período analisado, em função, principalmente, da diminuição no preço médio da commodity de gás natural *Henry Hub* no período;
- O CVU de UTE Parnaíba V, que é reajustado mensalmente pela taxa de câmbio e anualmente, no mês de novembro, pelo indicador de inflação americano CPI-U, apresentou uma ligeira queda de 1,1% ocasionada pela diminuição da taxa de câmbio em cerca de 5,1%, atenuado pelo crescimento do CPI;
- O CVU da UTE Porto de Sergipe I reduziu cerca de 6,4%, explicado majoritariamente pela variação negativa da taxa de câmbio em 5,1% no período;
- Nas usinas a carvão, o menor preço médio internacional do CIF-ARA no período comparativo, que reduziu 53,3%, contribuiu para os menores CVUs médios das usinas em 53,1% para Pecém II e 53,5% para Itaqui no período.

Indexadores de Combustível com Contabilização de Variação Mensal ²²
(Valores Médios no Trimestre)



Na UTE Fortaleza, cujo reajuste de CVU ocorre anualmente em abril, excepcionalmente, pela cesta de indicadores PPI, taxa de câmbio e IGPM, o aumento de 3,0% foi principalmente em função do aumento de 3,3% da taxa de câmbio, apurada na data do reajuste contratual, e parcialmente mitigado pela redução do PPI.

Indexadores de Combustível da UTE Fortaleza - reajustado em abril de cada ano ²³

Indexadores	Mar/22	Mar/23	Δ
Taxa de Câmbio (Dólar R\$/US\$)	4,9 ²⁴	5,1	3,3%
IGPM (Índice)	1.161,4	1.163,4	0,3%
PPI (Índice)	259,0	257,2	-0,7%

²² Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços Henry Hub mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA, taxa de câmbio e Brent relativos à média do mês.

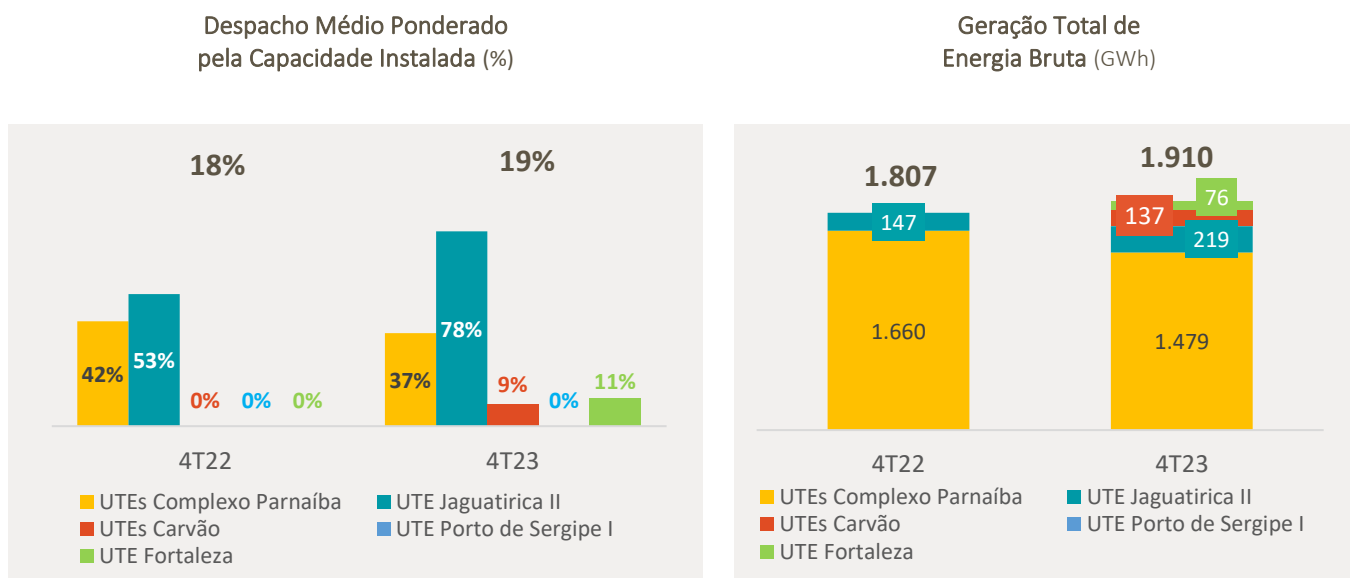
²³ Dados reportados na carta de notificação de reajuste do CVU da UTE Fortaleza.

²⁴ Excepcionalmente, a taxa de câmbio utilizado em 2022 para o reajuste do CVU da UTE Fortaleza foi referente ao mês de abril.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Geração Térmica

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva ²⁵



Despacho Regulatório para Atendimento à Necessidade do SIN

Como resultado do contexto de mercado explicado anteriormente, no 4T23, as modalidades de despacho do parque térmico da Eneva incluíram: (i) ordem de mérito de custo; (ii) restrição elétrica; (iii) *unit commitment*; e (iv) inflexibilidade, conforme contrato da UTE Parnaíba II. Não houve geração termelétrica para exportação de energia no Complexo Parnaíba em nenhuma usina no trimestre.

O despacho termelétrico regulatório da Eneva foi concentrado nas seguintes usinas no 4T23:

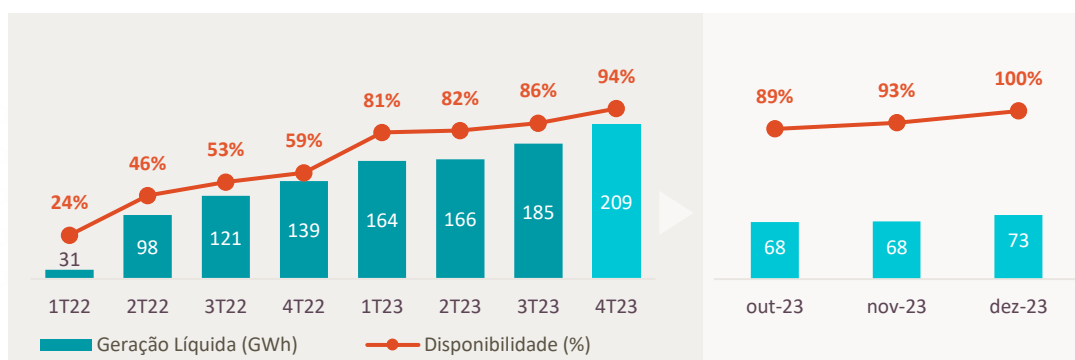
- UTEs Parnaíba I, III, IV e V, somando 618 GWh de geração líquida, relacionados aos despachos por restrição elétrica, *unit commitment* e mérito, ocorridos por solicitação do ONS em novembro e dezembro/23.
- UTE Parnaíba II, em cumprimento ao seu período de inflexibilidade entre 1º de junho e 30 de novembro de 2023, de acordo com seu contrato regulado. Além disso, no mês de dezembro, a usina, assim como as demais UTEs do Complexo, também despachou no mercado regulado para fechamento do balanço energético do SIN. Com isso, o despacho médio total da UTE no trimestre foi de 73%, com geração líquida de 780 GWh.
- UTE Fortaleza, com despacho de 11% e geração líquida de 72 GWh, para atendimento à demanda do SIN, conforme solicitado pelo operador nos meses de novembro e dezembro/23. Vale ressaltar que a térmica opera com margem variável ligeiramente positiva no despacho. Adicionalmente, a usina seguiu seu compromisso de entrega contratual de energia para a distribuidora do estado do Ceará através de operação de compra de energia direta do fornecedor de combustível, conforme mecanismo previsto em contrato de suprimento. É importante observar que este contrato se encerrou ao final do 4T23, tendo sido também aprovado pela ANEEL a antecipação do fim da vigência da outorga de autorização para a UTE ao final de

²⁵ Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados do 4T22 da UTE Porto de Sergipe I, a qual passou a fazer parte do portfólio da Eneva em 03/10/2022 com a conclusão do seu respectivo processo de aquisição.

dezembro. Com isso, o ativo foi desligado e permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina.

- UTEs Itaqui e Pecém II, que não eram despachadas centralizadamente desde o 4T21. Pecém II somou 91 GWh de geração líquida no 4T23 com despacho de 13% ocorrido em novembro e dezembro/23. Itaqui apresentou despacho de 4% e geração líquida de 28 GWh, concentrados em dezembro/23.
- UTE Jaguatirica II, localizada no sistema isolado de Roraima, atingiu disponibilidade média de 94% no 4T23, refletindo a conclusão do período de estabilização e as melhorias e ajustes implementados no sistema de liquefação. Vale ressaltar que, em dezembro de 2023, a disponibilidade da UTE ficou próxima a 100%. No 4T23, o despacho da usina foi de 78% e a geração líquida alcançou 209 GWh, atingindo o maior volume desde o início de sua operação comercial.

Geração Líquida e Disponibilidade – Jaguatirica II



Em contrapartida, no 4T22 a geração das termelétricas da Eneva, à exceção da geração em sistemas isolados na UTE Jaguatirica II e da inflexibilidade contratual na UTE Parnaíba II, foi basicamente para exportação de energia e para a realização de testes no ciclo combinado de Parnaíba I + Parnaíba V, no âmbito do comissionamento da turbina a vapor da UTE Parnaíba V para permitir a entrada em operação comercial da usina em meados de novembro/22.

Destinação da Geração Total de Energia Líquida no 4T23 (% do total e GWh)

Geração Líquida	Geração liquidada a CVU pelos despachos por ordem de mérito, restrição elétrica e unit commitment (%)	Geração liquidada a PLD no Mercado de Curto Prazo e/ou para comissionamentos ²⁶ (%)	Geração por inflexibilidade contratual na UTE Parnaíba II, sem recebimento de receita variável ²⁷ (%)	Total (GWh)
UTE				
Parnaíba I	73%	27%	0%	326
Parnaíba II	18%	1%	81%	780
Parnaíba III	76%	24%	0%	75
Parnaíba IV	95%	5%	0%	37
Parnaíba V	95%	5%	0%	180
Jaguatirica II	100%	0%	0%	209
Fortaleza	100%	0%	0%	72
Itaqui	97%	3%	0%	28
Pecém II	99%	1%	0%	91
Total	57%	7%	35%	1.798

²⁶ Vale ressaltar que a geração líquida no ambiente livre é remunerada ao PLD horário da geração, não ao PLD médio do dia, e podem ter variações entre os preços ao longo das 24 horas.

²⁷ A geração na UTE Parnaíba II nos meses de outubro e novembro/23 foi integralmente destinada ao cumprimento da inflexibilidade contratual regulatória.

Geração Solar

A operação comercial de 100% do Complexo Solar Futura 1 teve início ao final de maio/23, após autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O Complexo é composto pelas UFVs Futura 1 a 22 totalizando 692,4 MWac de capacidade instalada.

A estabilização do Complexo, em andamento desde o início de sua operação comercial, foi concluída ao final de outubro/23, quando o parque passou a contar com 100% de suas UFVs operacionais. Como reflexo da trajetória crescente da geração do Complexo, no 4T23 a geração líquida atingiu 466 GWh, um aumento relevante de 174 GWh na comparação com o 3T23.

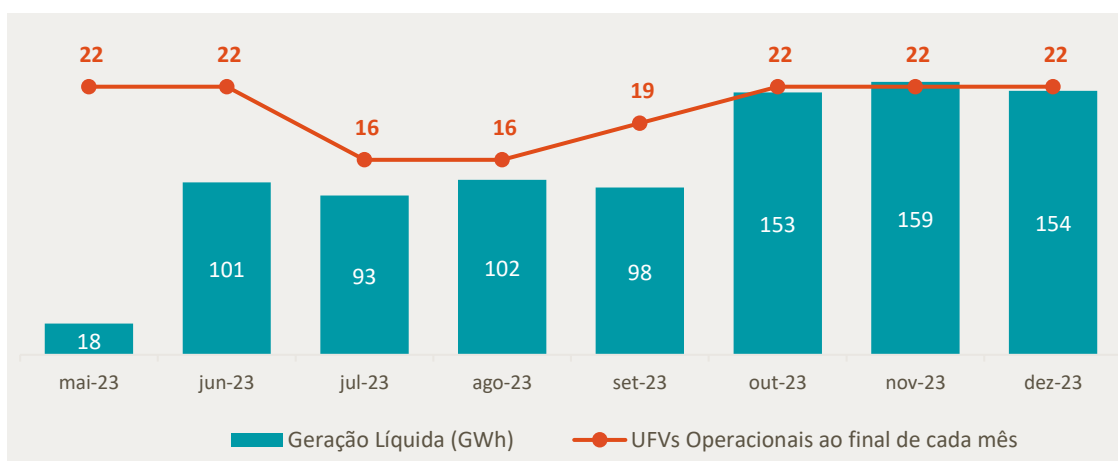
Com o processo de estabilização, o Complexo apresentou melhorias consecutivas em sua disponibilidade desde o 3T23, período em que ainda tinha sido impactado, principalmente pelas paradas referentes às manutenções realizadas, com o desligamento de 6 UFVs entre julho e início de setembro/23 e posteriormente de 3 UFVs até meados de outubro/23. Dessa forma, a disponibilidade avançou de 70,1% ao final do 3T23 para 98,3% em novembro/23, primeiro mês com as UFVs 100% operacionais. A disponibilidade média no 4T23 atingiu 93,4%, patamar ainda abaixo do potencial total do parque solar e que deverá apresentar avanços nos próximos períodos, uma vez que no início do 4T23 o Complexo ainda se encontrava em estabilização.

Adicionalmente, a geração neste trimestre, foi parcialmente afetada pelas restrições de operações implementadas pelo ONS tanto no contexto de escoamento de potência quanto no controle de frequência entre os subsistemas, com o objetivo de garantir a confiabilidade elétrica do SIN. Estas medidas de restrições por parte do ONS vem sendo aplicadas recorrentemente desde o evento do corte automático de carga ocorrido no SIN em agosto/23, ainda que em menor escala do que o observado no 3T23.

O fator de capacidade do Complexo foi de 34,5% no 4T23, crescimento na comparação com o patamar de 31,8% registrado no 3T23, considerando a geração bruta da capacidade disponível e a geração frustrada por restrição em ambos os períodos.

Geração Líquida e UFVS Operacionais – Complexo Solar Futura 1

Desde o Início da Operação Comercial



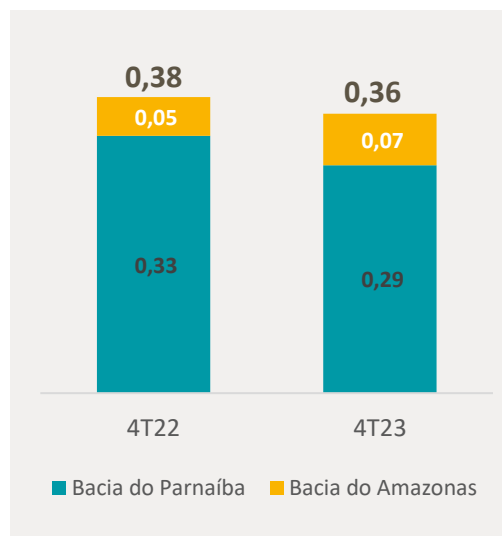
Upstream

Produção

A produção de gás natural da Eneva no 4T23 somou 0,36 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,29 bcm no Complexo Parnaíba e 0,07 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, direcionado ao suprimento da UTE Jaguatirica II. A redução da produção de gás no trimestre frente ao 4T22 foi decorrente do menor despacho das usinas do Complexo Parnaíba. Apesar da retomada do despacho regulatório ao longo do 4T23, o 4T22 registrou maior geração em função, principalmente: (i) do maior volume de exportação de energia naquele período; e (ii) da maior geração no ciclo combinado Parnaíba I + Parnaíba V para a realização dos comissionamentos necessários para o início da operação comercial de Parnaíba V.

Em contrapartida, o Campo de Azulão, apresentou aumento no volume de gás produzido em relação ao 4T22, acompanhando o aumento do despacho da UTE Jaguatirica II.

Produção de Gás Acumulada (bcm)



Reservas e Recursos

Em 15 de fevereiro de 2024, a Companhia divulgou um relatório de certificação de reservas e recursos contingentes de gás natural e líquidos, referente a 31 de dezembro de 2023, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA).

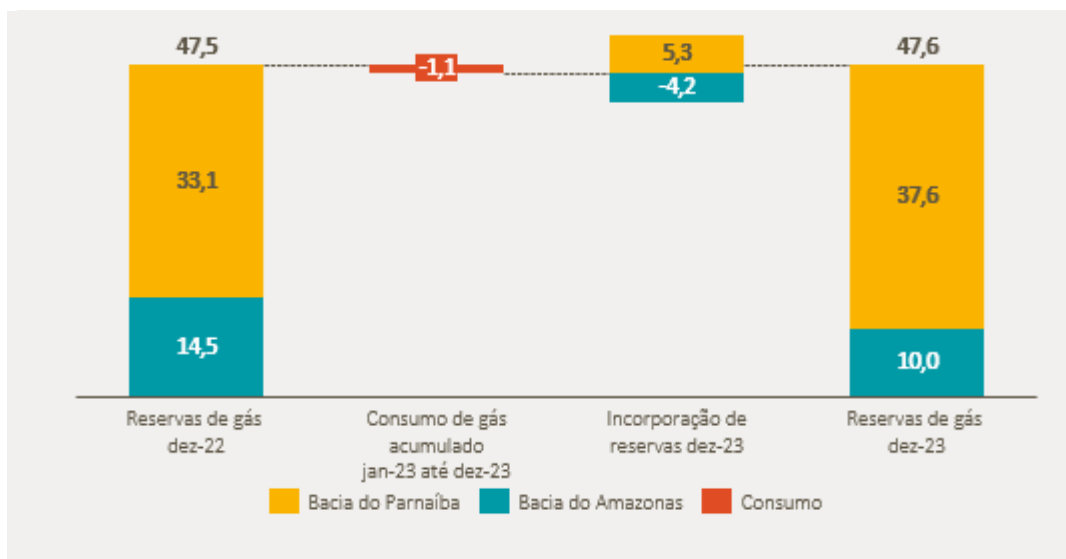
Gás natural

- Na Bacia do Parnaíba, o relatório apontou uma incorporação de reservas 2P de 5,35 bcm de gás natural e consumo de gás acumulado do ano no valor de 0,84 bcm, totalizando reservas totais de gás 2P ao final de 2023 no montante de 37,57 bcm;
- Na Bacia do Amazonas, o total de reservas 2P de gás natural passou para 10,05 bcm em 31 de dezembro de 2023, frente aos 14,46 bcm certificados ao final de 2022.

Como resultado, o montante total de reservas de gás natural da Eneva permaneceu estável entre dezembro/22 e dezembro/23.

No relatório, foram também divulgados os volumes de recursos contingentes totais (P50) de 24,04 bcm de gás natural da área de Juruá na Bacia do Solimões.

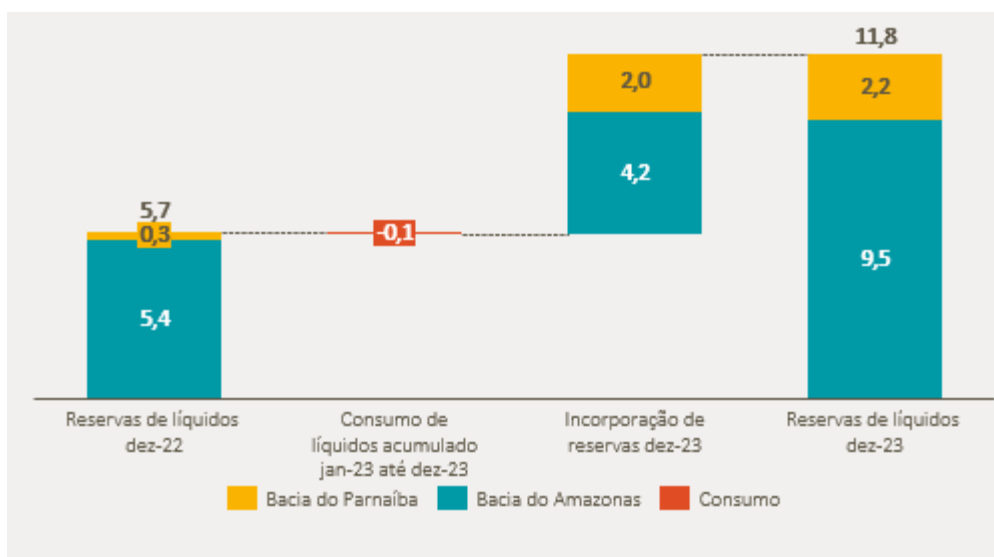
Evolução Anual das Reservas de Gás (bcm)



Óleo e Condensado

Vale destacar que a Eneva também certificou reservas de óleo pela primeira vez, com a incorporação das reservas de Tambaqui, nova área de desenvolvimento declarada comercial pela Companhia na Bacia do Amazonas. Considerando todas as reservas de líquidos da Companhia, ou seja, óleo e condensado, o volume certificado de líquidos pela GCA referente a 31 de dezembro de 2023 foi de 2,24 milhões de barris de reservas (MM bbl) de condensado 2P na Bacia do Parnaíba e de 9,54 MM bbl de reservas de condensado 2P na Bacia do Amazonas, representando, em conjunto, 11,78 MM bbl de reservas de líquidos em ambas as bacias. Em 31 de dezembro de 2022, em contrapartida, a Eneva apresentava 5,73 MM bbl de reservas de condensado nas bacias do Parnaíba e Amazonas somadas.

Evolução Anual das Reservas de Líquidos (MM bbl)



DESEMPENHO FINANCEIRO

CONSOLIDADO

DRE Consolidado	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	2.727,9	2.319,6	17,6%	10.090,9	6.128,6	64,7%
Custos Operacionais	(1.571,3)	(1.403,4)	12,0%	(5.304,4)	(3.555,4)	49,2%
Despesas Operacionais	(119,7)	(248,7)	-51,9%	(565,1)	(708,7)	-20,3%
SG&A	(84,6)	(205,8)	-58,9%	(435,0)	(583,9)	-25,5%
Despesas com Exploração G&G	(35,0)	(42,9)	-18,3%	(130,1)	(124,8)	4,2%
Poços secos e PCLD	(17,5)	4,4	N/A	(29,4)	(27,9)	5,6%
Depreciação e amortização	(417,0)	(384,5)	8,5%	(1.611,7)	(838,3)	92,3%
Custos	(295,2)	(284,9)	3,6%	(1.075,3)	(695,9)	54,5%
Despesas	(121,8)	(99,6)	22,3%	(536,4)	(142,4)	276,6%
Outras receitas/despesas	(1,2)	(104,7)	-98,9%	61,7	254,9	-75,8%
Equivalência Patrimonial	0,1	0,2	-29,8%	1,1	2,8	-61,7%
EBITDA ICVM 527/12	1.035,8	563,0	84,0%	4.284,1	2.122,3	101,9%
EBITDA Ajustado ¹	1.053,3	558,5	88,6%	4.313,5	2.150,1	100,6%
Resultado Financeiro Líquido	(1.011,8)	(395,4)	155,9%	(2.390,8)	(767,2)	211,6%
EBT	(393,0)	(216,9)	81,2%	281,6	516,8	-45,5%
Impostos Correntes	(10,0)	(29,0)	-65,4%	(120,6)	(89,7)	34,3%
Impostos Diferidos	163,2	53,4	205,7%	142,4	(51,3)	N/A
Resultado Líquido do Período	(239,8)	(192,5)	24,6%	303,4	375,8	-19,3%
Participações Minoritárias	50,9	1,4	3656,0%	85,7	-	N/A
Resultado Líquido Eneva	(290,6)	(193,9)	49,9%	217,7	375,8	-42,1%

1- EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

No 4T23, o EBITDA ICVM Consolidado da ENEVA atingiu R\$ 1.035,8 milhões, um crescimento expressivo de R\$ 472,9 milhões, ou 84,0%, na comparação com o mesmo trimestre de 2022, evidenciando a trajetória positiva dos segmentos operacionais da Companhia. Os principais fatores que contribuíram para o desempenho no período foram:

- A melhora significativa em R\$ 245,9 milhões no EBITDA do segmento de Holding e Outros (ex-Equivalência), impulsionada pela redução de R\$ 139,3 milhões em despesas operacionais e de R\$ 106,1 milhões em Outras Despesas no trimestre, devido à combinação de diversos efeitos: a) a revisão do cálculo do *fair value* de determinados programas de ILP da Eneva realizada no 4T23 com impacto positivo de reversão de despesas contabilizadas em trimestres anteriores; b) menores gastos com SG&A, principalmente em consultorias financeiras e assessorias jurídicas versus o 4T22, quando foram realizadas duas operações de aquisição de ativos (Hub Sergipe e UTE Fortaleza); e c) registro de Outras Despesas não recorrentes associadas a projetos de M&A e integração e contabilização do ajuste ao valor justo e mais valia referente à venda das CGHs no 4T22, reduzindo o EBITDA daquele período;
- Aumento de R\$ 67,4 milhões no EBITDA do segmento *Upstream*, impulsionado pela maior margem variável no período, como resultado do crescimento da receita líquida (refletindo menores deduções sobre a receita no trimestre) e por menores custos variáveis com contribuição governamental no período, além da redução de despesas com Geologia e Geofísica e de custos de O&M no trimestre;
- Crescimento de R\$ 62,0 milhões do EBITDA da UTE Jaguatirica II, refletindo o aumento da disponibilidade e a geração líquida recorde na UTE desde o início de sua operação comercial, com a estabilização do sistema de liquefação ocorrida ao longo do 4T23;

- Aumento de R\$ 61,4 milhões do EBITDA de Geração Solar, resultado da entrada em operação comercial do Complexo Solar Futura 1 em maio/23, que ainda estava em construção no 4T22. Também contribuiu para o resultado do trimestre a conclusão do processo de estabilização do Complexo ao final de outubro/23, alcançando disponibilidade de 93% no 4T23;
- Incremento de R\$ 55,2 milhões no EBITDA de Geração a Gás com Combustível de Terceiros, sendo: a) aumento de R\$ 28,9 milhões na UTE Fortaleza, refletindo principalmente o crescimento da margem fixa e a redução do SG&A no período; e b) incremento de R\$ 26,3 milhões na UTE Porto de Sergipe I, principalmente como resultado do crescimento da receita fixa da usina em maior proporção que o aumento das deduções sobre receita e dos custos de O&M; e pelo efeito da operação de GNL no FSRU realizada entre setembro/23 e novembro/23 com a Qatar Petroleum, que reduziu o custo de *take-or-pay* incorrido das cargas de GNL com esse fornecedor na comparação anual;
- Aumento de R\$ 46,3 milhões no EBITDA de Geração a Carvão, explicado pelo crescimento da margem fixa do segmento e pelo efeito pontual do *fee* de cancelamento do contrato de fornecimento de carvão contabilizado no 4T22, que impactou negativamente o EBITDA naquele trimestre.

Em contrapartida aos efeitos positivos, o EBITDA da Comercializadora no 4T23 foi R\$ 52,7 milhões menor do que o apresentado no mesmo período de 2022, principalmente, em função da redução da posição de MtM dos contratos futuros, cuja variação contábil havia impactado positivamente o resultado no 4T22, e neste trimestre totalizou -R\$ 6,5 milhões, refletindo o aumento da curva de preços de energia ao longo do trimestre.

Os efeitos positivos no EBITDA da Companhia neste trimestre foram parcialmente compensados pelo maior resultado financeiro líquido negativo, que totalizou -R\$ 1.011,8 milhões frente a -R\$ 395,4 milhões no 4T22 principalmente devido a efeitos não caixa e *one off* como a 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 (-R\$ 370,1 milhões de impacto no 4T23) e da baixa dos custos de captação das antigas dívidas da UTE Porto de Sergipe (-R\$ 302,9 milhões no 4T23). Vale ressaltar que, a despeito desses impactos pontuais no resultado do 4T23, o processo de reestruturação da dívida da CELSE foi concluído com importantes ganhos operacionais e financeiros para a Companhia, eliminando condições impostas nos contratos de dívidas celebrados anteriormente à aquisição do ativo que dificultavam o aproveitamento de relevantes oportunidades de geração de valor relacionadas ao desenvolvimento do Hub Sergipe, e totalizando efeito líquido de ganho de caixa e redução de saldo financeiro da dívida. Os efeitos serão detalhados nas seções de “Fluxo de Caixa” e “Endividamento” deste documento, além de também terem sido explicados extensamente nestas mesmas seções no Release de Resultados do 3T23.

No 4T23, as rubricas de impostos somaram valor positivo total de R\$ 153,2 milhões, impulsionadas pelos impostos diferidos no período. A variação da despesa de IRPJ/CSL diferidos decorre, principalmente, da constituição do ativo diferido sobre o ajuste a valor justo das debêntures a apropriar e da baixa do passivo diferido sobre a amortização da mais valia gerada na aquisição da CELSE registrados na *Holding*.

O resultado líquido do período totalizou -R\$ 239,8 milhões no 4T23, frente ao prejuízo líquido de R\$ 192,5 milhões no 4T22. Considerando as participações minoritárias, o resultado líquido da Eneva foi de -R\$ 290,6 milhões no 4T23, *versus* -R\$ 193,9 milhões no mesmo trimestre de 2022.

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	4T23	4T22	Var.Abs.	2023	2022	Var.Abs.
R\$ Milhões						
EBITDA ICVM 527/12	1.035,8	563,0	472,9	4.284,1	2.122,3	2.161,8
(+) Var. Capital de Giro	(175,8)	(68,4)	(107,4)	(968,6)	(500,1)	(468,5)
(+) Imposto de renda	(10,3)	(23,4)	13,1	(217,1)	(75,2)	(141,9)
(+) Var. Outros ativos e passivos	82,8	(30,0)	112,7	5,8	(36,7)	42,5
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	932,5	441,2	491,3	3.104,1	1.510,2	1.593,9
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(750,9)	(5.831,6)	5.080,7	(2.524,7)	(9.285,5)	6.760,8
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(234,9)	(1.517,6)	1.282,7	(9,4)	8.120,2	(8.129,7)
Captações ¹	493,8	110,7	383,2	2.104,1	6.539,7	(4.435,6)
Amortização de Principal e Juros ²	(664,4)	(1.496,2)	831,8	(3.569,2)	(2.083,2)	(1.486,0)
Efeitos Refinanciamento CELSE	242,9	-	242,9	231,2	-	231,2
Captações	-	-	-	5.000,0	-	5.000,0
Liberação Caixa Restrito (Debêntures 2ª emissão)	5.000,0	-	5.000,0	-	-	-
Pré-pagamento/Recompra Dívida Anterior	(5.573,6)	-	(5.573,6)	(5.573,6)	-	(5.573,6)
Resultado Líquido Receitas e Despesas ³	816,5	-	816,5	804,8	-	804,8
Outros	(307,3)	(132,1)	(175,2)	1.224,4	3.663,8	(2.439,4)
Posição de Caixa Final de Período ⁴	2.592,6	2.022,3	570,3	2.592,6	2.022,3	570,3

1 - Estão incluídas nessa linha todas as captações realizadas em cada período, à exceção da captação de R\$ 5,0 bilhões realizada no 3T23 para a reestruturação da dívida da CELSE, que está incluída no grupo "Efeitos Refinanciamento CELSE" da tabela.

2 - 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. Não estão incluídas nessa linha as amortizações de principal, de juros ou movimentação de depósitos vinculados referentes ao processo de reestruturação da dívida da CELSE (que transitaram no fluxo de caixa no 4T23), que são mostrados no grupo "Efeitos Refinanciamento CELSE" da tabela.

3 - Considera as liberações de depósitos vinculados, restituições de prêmios pagos a credores antigos e de despesas administrativas antecipadas, o efeito do desconto financeiro da operação, custos de captação e os fees incorridos com a operação.

4 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

O fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 932,5 milhões no 4T23, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e pela variação positiva de outros ativos e passivos, sendo ligeiramente compensado pela necessidade de capital de giro no período.

O principal efeito que contribuiu para a variação do capital de giro no 4T23 foi o aumento dos saldos de contas a receber, com impacto líquido negativo de cerca de R\$ 154,3 milhões no fluxo do 4T23, referente sobretudo ao contas a receber das receitas de despacho das UTEs do Complexo Parnaíba, Fortaleza e carvão e do reajuste contratual, efetivo a partir de novembro de 2023, da receita fixa dos contratos regulados das usinas com contratos regulados vigentes no 4T23.

A variação positiva de R\$ 82,8 milhões na linha de Outros Ativos e Passivos foi, principalmente, em função do aproveitamento dos créditos tributários, referentes aos tributos federais a recuperar pagos a maior em anos anteriores, para compensar as contribuições de PIS e Cofins devidas na competência, no montante de R\$ 86,9 milhões, preservando o caixa da Companhia.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) no 4T23 totalizou saída de caixa total de R\$ 750,9 milhões no 4T23, em função, sobretudo, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 270,1 milhões referentes à construção do projeto Azulão 950MW, considerando os pagamentos direcionados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 168,3 milhões em desembolsos efetuados para o Complexo Solar Futura 1 referentes à grande parte dos pagamentos remanescentes provisionados em períodos anteriores, para a construção do Complexo;

- R\$ 87,3 milhões para a construção das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos firmados pela Eneva de venda de GNL em pequena escala (SSLNG) para as instalações industriais da Suzano S.A. e da Vale S.A.;
- R\$ 75,7 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração e desenvolvimento na Bacia do Parnaíba e na Bacia do Amazonas (referentes ao PAD de Anebá);
- R\$ 70,0 milhões destinados para *capex sustaining* das operações, projetos de TI, originação de projetos e pagamentos relacionados ao projeto TEPOR;
- R\$ 26,7 milhões direcionados à construção da UTE Parnaíba V referentes à grande parte dos pagamentos remanescentes provisionados ao longo de 2022 para a construção da usina; e
- R\$ 25,4 milhões no Sistema Azulão-Jaguatirica sendo a maior parte referente a um ajuste de equipamentos e sobressalentes que originalmente estavam contabilizados como custos operacionais.

O Fluxo de Caixa de Financiamento (“FCF”) do 4T23 totalizou saída de caixa líquida de R\$ 234,9 milhões, resultado dos impactos abaixo:

- Captações de R\$ 493,8 milhões realizadas no 4T23, sendo: (i) R\$ 400,0 milhões junto ao BASA, para financiamento do Projeto Azulão 950 MW; (ii) R\$ 74,2 milhões junto ao FDNE, direcionado ao desenvolvimento e construção do projeto UTE Parnaíba VI; e (iii) R\$ 20 milhões junto ao BNB, referente à GNL Brasil, joint-venture de logística em que a Eneva possui 51% de participação;
- Amortizações de principal e juros e constituição de depósitos vinculados no total de R\$ 664,4 milhões, referentes às debêntures e financiamentos contratados na Holding, nas SPEs Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC), Parnaíba II Geração de Energia S.A. (P-II), Azulão Geração de Energia S.A. e controladas do Complexo Solar Futura, seguindo cronogramas de desembolso previstos;
- Entrada de caixa total de R\$ 242,9 milhões no 4T23 como resultado do bem-sucedido processo de reestruturação da dívida da CELSE, iniciado no 3T23;
- Pagamentos no total de R\$ 307,3 milhões contabilizados na linha de “Outros”, direcionados a: (i) R\$ 189,2 milhões em arrendamento mercantil, incluindo um impacto retroativo de reclassificação entre fornecedores e arrendamento mercantil no valor de R\$ 70,3 milhões referentes a valores de trimestres anteriores. Vale ressaltar que o principal item pago trimestralmente nessa rubrica refere-se ao arrendamento do FSRU do Hub Sergipe (R\$ 75,0 milhões no 4T23); (ii) R\$ 74,3 milhões relacionados ao contrato de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios referentes à receita fixa das UTEs Itaquí e Pecém II à contraparte; e (iii) R\$ 42,6 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação detida pelo banco nas ações preferenciais de emissão da controlada integral Eneva Participações III S.A., que por sua vez é controladora das subsidiárias PGC e P-II.

Como resultado, a Eneva encerrou o 4T23 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.592,6 milhões.

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	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	597,5	658,6	-9,3%	2.337,0	2.260,0	3,4%
Receita Fixa	396,1	377,2	5,0%	1.547,1	1.462,5	5,8%
Receita Variável	201,3	281,4	-28,5%	789,8	797,5	-1,0%
Contratual	72,4	0,1	N/A	72,5	(12,9)	N/A
Mercado de curto prazo	128,9	281,3	-54,2%	717,3	810,4	-11,5%
Exportação	-	177,9	N/A	418,9	585,0	-28,4%
Trading	64,9	74,5	-12,8%	213,5	165,9	28,7%
Outros	64,0	29,0	120,7%	84,9	59,5	42,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(59,9)	(65,9)	-9,0%	(234,6)	(225,1)	4,2%
Receita Operacional Líquida	537,5	592,8	-9,3%	2.102,4	2.034,8	3,3%
Custos Operacionais	(377,5)	(425,0)	-11,2%	(1.427,1)	(1.443,7)	-1,2%
Custo Fixo	(142,7)	(145,3)	-1,8%	(558,5)	(541,1)	3,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(49,5)	(45,5)	8,9%	(187,1)	(167,9)	11,5%
O&M	(27,0)	(33,9)	-20,4%	(106,8)	(111,8)	-4,5%
Arrendamento fixo UTG	(66,2)	(65,9)	0,5%	(264,6)	(261,5)	1,2%
Custo Variável	(195,0)	(235,9)	-17,3%	(711,2)	(729,3)	-2,5%
Gás Natural	(122,6)	(122,3)	0,3%	(339,7)	(344,1)	-1,3%
Distribuidora	(8,7)	(9,2)	-5,7%	(25,8)	(25,4)	1,7%
Arrendamento variável UTG	(11,7)	(0,9)	N/A	(57,4)	(118,2)	-51,4%
Devolução Receita Fixa	-	(32,3)	N/A	(80,2)	(100,9)	-20,5%
Trading	(49,3)	(66,5)	-25,9%	(181,1)	(124,2)	45,8%
Outros	(2,8)	(4,7)	-40,8%	(27,1)	(16,5)	63,8%
Depreciação e amortização	(39,7)	(43,9)	-9,5%	(157,3)	(173,4)	-9,2%
Despesas Operacionais	(11,5)	(11,4)	0,6%	(37,6)	(34,3)	9,8%
SG&A	(11,2)	(11,3)	-1,2%	(36,8)	(33,6)	9,3%
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,1)	192,3%	(0,9)	(0,6)	36,2%
Outras Receitas/Despesas	(0,9)	(0,0)	N/A	(1,5)	43,7	N/A
EBITDA ICVM 527/12	187,7	200,3	-6,3%	794,4	774,5	2,6%
Margem EBITDA (%)	31,4%	30,4%	1,0 p.p.	34,0%	34,3%	-0,3 p.p.

A receita operacional líquida do segmento registrou, no 4T23, redução de 9,3%, em comparação ao mesmo período de 2022, totalizando R\$ 537,5 milhões. A receita fixa bruta somou R\$ 396,1 milhões no trimestre, aumento de 5,0%, refletindo o reajuste anual contratual a IPCA, realizado no mês de novembro de 2023. Por outro lado, a receita variável bruta do segmento apresentou redução de 28,5% na comparação dos períodos, totalizando R\$ 201,3 milhões, devido, basicamente, à combinação dos três efeitos abaixo:

- Não realização de operações de exportação de energia para a Argentina e Uruguai no 4T23, comparada à receita bruta de R\$ 172,1 milhões no 4T22, seguindo a redução da demanda para exportação, conforme explicado na seção de Contexto Setorial;
- Redução das receitas referentes às operações de trading no trimestre em R\$ 9,6 milhões no período comparativo em decorrência de um menor volume de energia transacionada. Essas receitas se referem às operações de compra e venda de energia, com contrapartida na rubrica de Custo Variável – Trading. Essa operação gerou margem de R\$ 9,1 milhões no 4T23.
- Efeitos parcialmente compensados pelo retorno do despacho regulatório, por restrição elétrica, *unit commitment* e ordem de mérito, ocorridos por solicitação do ONS nos meses de novembro e

dezembro/23. As receitas provenientes dos despachos das UTE Parnaíba I, II, III e IV foram contabilizadas na rubrica de “Receita Variável – Contratual”. Já a receita da UTE Parnaíba V, por não estar contratada ao SIN durante o período de apuração, foi contabilizada na rubrica de “Receita Variável – Outros”, juntamente com as liquidações feitas a PLD devido às limitações de carga das UTEs.

Os custos variáveis reduziram 17,3% na comparação dos períodos, em função dos efeitos abaixo:

- De não terem sido realizadas operações de exportação de energia no 4T23, não demandando, portanto, a contabilização de custos de devolução de receita fixa nas usinas com contratos regulados vigentes no trimestre, frente a custos de R\$ 32,3 milhões incorridos no 4T22;
- Redução do custo das operações de trading em 25,9% frente ao 4T22, reflexo também do menor volume transacionado;
- Os efeitos acima foram parcialmente compensados pelo crescimento dos custos com arrendamento variável pagos pelas usinas Parnaíba I, II e III ao *Upstream* em R\$ 10,8 milhões, mesmo em um cenário de redução de despacho no trimestre (despacho de 37% no 4T23 totalmente para o sistema regulado *versus* despacho de 42% no 4T22 sendo em grande parte para exportação), uma vez que as margens médias de despacho calculadas para o repasse do arrendamento variável no 4T23 foram superiores às do 4T22. Vale observar que o cálculo do arrendamento variável é realizado individualmente por usina e por mês e considera, além das receitas variáveis deduzidas de custos geração, a dedução dos custos variáveis de devolução de receita fixa incorridos pelas usinas com contratos regulados vigentes na ocasião da exportação de energia, que reduzem o valor resultante de arrendamento variável a ser repassado às térmicas.

Como resultado da combinação dos efeitos comentados, a margem variável do segmento reduziu R\$ 31,4 milhões em comparação ao 4T22, explicado pelo menor resultado do despacho regulatório frente ao resultado da exportação.

Os custos fixos contabilizaram redução de 1,8% em base nominal em comparação com o mesmo período de 2022, com redução significativa de R\$ 6,9 milhões nos custos com O&M. O efeito da redução dos custos de O&M foi ligeiramente mitigado pelo aumento dos custos com TUST no trimestre, que seguiram os reajustes contratuais ocorridos em julho/23. A melhoria dos custos fixos totais, associada ao impacto positivo do reajuste da receita fixa contratual, resultou no crescimento da margem fixa do segmento em cerca de R\$ 19,5 milhões na comparação entre o 4T23 e o 4T22.

No 4T23, o SG&A do segmento reduziu 1,2% em base nominal frente ao mesmo período de 2022, evidenciando os esforços da Companhia no uso otimizado de seus recursos.

Como resultado dos efeitos explicitados acima, o EBITDA do segmento recuou R\$ 12,6 milhões em relação ao 4T22, atingindo R\$ 187,7 milhões no 4T23, com redução de margem EBITDA de 1,0 p.p. 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. É importante observar que o resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*.

A UTE Jaguatirica II começou a fornecer energia para o Sistema Isolado de Roraima no dia 15 de fevereiro de 2022, com a operação comercial da primeira turbina a gás. No dia 09 de março de 2022, a segunda turbina a gás, de igual capacidade, recebeu aprovação da Aneel para iniciar a operação comercial. E por fim, no dia 24 de maio de 2022, entrou em operação a terceira unidade geradora, que é uma turbina a vapor, de forma que a planta atingiu sua capacidade instalada total de 141 MW.

Ao final do 4T23, a Eneva concluiu o processo de estabilização da planta de liquefação de gás que supre a UTE Jaguatirica II e, como resultado, a usina registrou disponibilidade média de 94% no 4T23, alinhada aos parâmetros de projeto, e encerrando 2023 com disponibilidade próxima a 100%.

DRE – UTE Jaguatirica II	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	193,7	166,7	16,2%	728,4	498,0	46,3%
Receita Fixa	139,4	132,3	5,3%	544,5	404,5	34,6%
Receita Variável	54,3	34,4	57,9%	184,0	93,5	96,8%
Contratual	54,3	34,4	57,9%	184,0	93,5	96,8%
Mercado de curto prazo	-	-	N/A	-	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(19,2)	(68,2)	-71,9%	(137,8)	(176,4)	-21,9%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(10,1)	(61,1)	-83,5%	(104,4)	(154,9)	-32,6%
Receita Operacional Líquida	174,5	98,5	77,2%	590,6	321,6	83,6%
Custos Operacionais	(120,8)	(87,4)	38,1%	(398,3)	(251,9)	58,1%
Custo Fixo	(53,4)	(55,6)	-4,0%	(201,2)	(156,0)	29,0%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,4)	(1,8)	-77,5%	(1,2)	(1,8)	-31,0%
O&M	(53,0)	(53,8)	-1,6%	(200,0)	(154,2)	29,6%
Arrendamento fixo UTG	-	-	N/A	-	-	N/A
Custo Variável	(24,9)	(11,5)	115,8%	(66,8)	(31,8)	109,9%
Gás Natural	(15,2)	(9,5)	60,0%	(50,6)	(27,1)	86,5%
Outros	(9,7)	(2,0)	379,0%	(16,3)	(4,7)	244,1%
Depreciação e amortização	(42,5)	(20,3)	109,6%	(130,2)	(64,0)	103,4%
Despesas Operacionais	(9,4)	(6,0)	56,6%	(30,2)	(19,6)	53,9%
SG&A	(9,4)	(6,0)	56,6%	(30,2)	(18,8)	60,5%
Depreciação e amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	(0,8)	-100,0%
Outras Receitas/Despesas	0,5	(0,0)	N/A	1,8	(0,0)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	87,2	25,2	245,7%	294,2	114,9	156,1%
Margem EBITDA (%)	50,0%	25,6%	24,4 p.p.	49,8%	35,7%	14,1 p.p.

No 4T23, a UTE Jaguatirica II registrou receita operacional líquida de R\$ 174,5 milhões, aumento de 77,2% em relação ao 4T22, em função dos seguintes fatores:

- Crescimento da receita fixa em R\$ 7,1 milhões na comparação entre os períodos, em função do reajuste contratual anual pelo IPCA, realizado em novembro de 2023;
- Aumento da receita variável bruta contratual no montante de R\$ 19,9 milhões, em função da maior disponibilidade e despacho médio da usina no trimestre, registrando 94% de disponibilidade e 78% de despacho no 4T23 (versus 59% e 53% no 4T22, respectivamente);
- Redução significativa de R\$ 51,0 milhões da dedução da receita fixa relacionada à indisponibilidade da usina entre os períodos de comparação, refletindo a melhoria contínua da taxa de disponibilidade da UTE.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 53,4 milhões no 4T23, uma redução de 4,0% em base nominal frente ao 4T22. A combinação de fatores entre o crescimento da receita fixa em função do reajuste contratual, a menor dedução de receita fixa em decorrência da melhora na taxa de disponibilidade e a redução marginal dos custos fixos propiciou crescimento de R\$ 49,7 milhões na margem fixa da UTE, no período de comparação.

No 4T23, os custos variáveis cresceram R\$ 13,3 milhões versus o 4T22, em função principalmente do maior consumo de combustível, para fazer frente ao maior despacho da usina no 4T23. Apesar do aumento dos custos variáveis, a operação da usina também registrou aumento de margem variável em R\$ 15,2 milhões no 4T23 frente o 4T22, impulsionado pelo reajuste anual contratual do CVU ocorrido em novembro de 2023 e pelo crescimento da disponibilidade no período comparativo.

Já a rubrica de SG&A apresentou crescimento de R\$ 3,4 milhões no 4T23 comparada ao 4T22 em função da revisão do critério de rateio de custos da *Holding* para as SPEs, concluído no 2T23.

O EBITDA do 4T23 apresentou um aumento de R\$ 62,0 milhões *versus* o 4T22, totalizando um montante de R\$ 87,2 milhões no trimestre, impulsionado pelo aumento das margens fixas e variáveis, refletindo a melhora da disponibilidade e estabilização do Complexo Azulão-Jaguatirica no período.

Vale ressaltar que o crescimento da rubrica de depreciação e amortização de custos no período refletiu uma transferência de valores sendo classificados em imobilizado em andamento para imobilizado em serviço no período, além do aumento da base, dada a aquisição e entrada em operação de novos *cryoboxes*, equipamentos e estruturas relacionadas para suportar as otimizações realizadas nas plantas, principalmente na expansão do sistema de liquefação da planta.

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelo resultado dos ativos UTE Fortaleza e UTE Porto de Sergipe I, adquiridos pela Eneva por meio das aquisições das empresas CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) e CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELS”) em 23 de agosto de 2022 e 03 de outubro de 2022, respectivamente.

A CGTF tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT) do governo federal, com capacidade instalada de 327 MW, localizada no município de Caucaia, Estado do Ceará. O contrato de comercialização de energia da usina com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”) foi celebrado em 31 de agosto de 2001 e teve vigência até dezembro de 2023. A CGTF era uma empresa controlada pela Eneva S.A. até março de 2023, quando foi incorporada na Holding. Desde março de 2023, os resultados da UTE Fortaleza (antiga SPE CGTF) são registrados contabilmente dentro da SPE Eneva S.A. No entanto, nesse documento, eles são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

A CELSE tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizada em Barra dos Coqueiros, no Estado de Sergipe. A usina está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a receita fixa anual de R\$ 2,1 bilhões (data-base: novembro de 2023), indexada ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, acrescida de receita variável, indexada ao petróleo *Brent*, em linha com o contrato de suprimento de GNL.

É importante ressaltar que o resultado apresentado a seguir se refere exclusivamente ao período após a aquisição de cada ativo. Não há, portanto, o registro de dados proforma de períodos anteriores para fins de comparação.

DRE – UTE Fortaleza	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	432,9	426,9	1,4%	1.755,1	615,2	185,3%
Receita Fixa	392,2	401,7	-2,3%	1.607,1	581,7	176,3%
Receita Variável	40,7	25,2	61,2%	148,0	33,6	340,8%
Contratual ¹	20,5	-	N/A	20,5	-	N/A
Mercado de curto prazo	20,1	25,2	-20,2%	127,5	33,6	279,7%
Lastro (FID)	10,7	25,2	-57,6%	80,4	33,6	139,5%
Outros	9,4	0,0	N/A	47,1	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(86,3)	(92,5)	-6,7%	(362,8)	(129,7)	179,8%
Receita Operacional Líquida	346,6	334,4	3,6%	1.392,3	485,6	186,7%
Custos Operacionais	(192,7)	(196,7)	-2,0%	(810,3)	(285,6)	183,7%
Custo Fixo	(158,8)	(164,2)	-3,3%	(660,8)	(239,8)	175,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(8,0)	(3,1)	157,2%	(31,9)	(7,9)	302,5%
O&M	(10,5)	(3,1)	243,1%	(49,1)	(3,6)	1278,0%
Outros Fixos	(140,3)	(158,0)	-11,2%	(579,7)	(228,3)	154,0%
Custo Variável	(29,7)	(24,9)	19,3%	(126,7)	(31,7)	299,3%
Lastro (FID)	(10,2)	(24,9)	-58,8%	(102,6)	(31,8)	223,1%
Outros	(19,4)	0,0	N/A	(24,1)	0,0	N/A
Depreciação e amortização	(4,3)	(7,7)	-44,2%	(22,7)	(14,1)	61,3%
Despesas Operacionais	(0,6)	(21,1)	-97,1%	(2,2)	(22,8)	-90,1%
SG&A	(0,6)	(14,4)	-95,7%	(2,2)	(15,9)	-85,8%
Depreciação e amortização	-	(6,7)	N/A	(0,0)	(7,0)	-100,0%
Outras receitas/despesas	2,7	0,4	585,4%	2,6	0,4	603,7%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	160,3	131,4	22,0%	605,1	198,6	204,7%
% Margem EBITDA	46,2%	39,3%	7,0 p.p.	43,5%	40,9%	2,6 p.p.

A receita operacional líquida referente às operações da UTE Fortaleza cresceu 3,6% no 4T23 em relação ao mesmo período de comparação em 2022, impulsionada pelo despacho regulatório para atendimento aos picos de carga, nas modalidades de restrição elétrica e *unit commitment*, registrados no mês de dezembro/23, totalizando R\$ 20,5

milhões de receita no trimestre. É importante ressaltar que a receita de geração de energia da UTE possui incentivo fiscal do PROVIN com abatimento de parte das deduções de receita de ICMS devidas. O despacho do período gerou um crédito tributário de R\$ 3,2 milhões, mas que só foi contabilizado no mês de janeiro/24.

Os custos fixos na UTE Fortaleza totalizaram R\$ 158,8 milhões no 4T23, em função, principalmente, de: (i) custos relacionados aos contratos de fornecimento e transporte de gás firmados junto à Petrobras S.A. (“Petrobras”) e a Companhia de Gás do Ceará (“CEGAS”) (*ship or pay* e *take or pay*), que totalizaram R\$ 56,9 milhões; e (ii) R\$ 83,4 milhões incorridos em função do contrato também firmado junto à Petrobras que prevê a compra de 307 MWh mensais para posterior repasse à COELCE. Nessa operação, a UTE Fortaleza realiza a compra da energia da Petrobras a preço pré-definido (R\$ 158,86/MWh), contabilizado como custo fixo, e a revende à COELCE também a preço pré-definido (R\$ 611,76/MWh), contabilizado como receita fixa.

Os custos variáveis da UTE Fortaleza totalizaram R\$ 29,7 milhões no 4T23, *versus* R\$ 24,9 milhões no 4T22. Os custos variáveis no 4T23 foram compostos, principalmente, por: (i) R\$ 10,2 milhões referentes ao contrato de fornecimento mensal de 193 MWh à Petrobras, cuja compra de energia é realizada no mercado spot e contabilizada na rubrica de custos variáveis “Lastro (FID)”, e a venda desta energia à Petrobras (contabilizado na linha de receita variável “Lastro (FID)”) também segue o PLD do período, portanto, sem impacto financeiro relevante (sendo R\$ 10,7 milhões no 4T23); e (ii) custos variáveis associados à geração ocorrida no 4T23, em R\$ 19,4 milhões.

Como resultado, o EBITDA da UTE Fortaleza totalizou R\$ 160,3 milhões no trimestre, com margem EBITDA de 46,2%. É importante observar que o contrato regulado da usina com a COELCE se encerrou ao final do 4T23, tendo sido também aprovado pela ANEEL a antecipação do fim da vigência da outorga de autorização para a UTE ao final de dezembro. Com isso, o ativo foi desligado e permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de recontração para essa usina.

DRE – UTE Porto de Sergipe I	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	723,4	503,2	43,8%	2.240,9	503,2	345,3%
Receita Fixa	513,1	487,0	5,3%	2.004,4	487,0	311,6%
Receita Variável	210,4	16,2	1199,6%	236,4	16,2	1360,6%
Contratual	0,0	-	N/A	0,0	-	N/A
Mercado de curto prazo	210,4	16,2	1199,6%	236,4	16,2	1360,6%
Lastro (FID)	39,4	16,2	143,1%	65,4	16,2	304,2%
Outros	171,0	-	N/A	171,0	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(52,3)	(50,9)	2,7%	(201,7)	(50,9)	296,1%
Receita Operacional Líquida	671,2	452,3	48,4%	2.039,2	452,3	350,8%
Custos Operacionais	(428,7)	(242,5)	76,8%	(1.006,1)	(242,5)	314,9%
Custo Fixo	(117,9)	(133,6)	-11,8%	(382,0)	(133,6)	185,9%
Transmissão e encargos regulatórios	(40,0)	(38,3)	4,5%	(158,6)	(38,3)	313,8%
O&M	(19,0)	(5,0)	279,7%	(83,9)	(5,0)	1576,4%
Outros Fixos	(58,8)	(90,3)	-34,8%	(139,5)	(90,3)	54,5%
Custo Variável	(207,1)	(16,4)	1160,1%	(236,7)	(16,4)	1340,5%
Lastro (FID)	(35,0)	(16,4)	113,0%	(59,7)	(16,4)	263,1%
Outros	(172,0)	-	N/A	(177,0)	-	N/A
Depreciação e amortização	(103,8)	(92,5)	12,2%	(387,5)	(92,5)	319,0%
Despesas Operacionais	(7,1)	9,4	N/A	(28,4)	9,4	N/A
SG&A	(7,1)	9,5	N/A	(28,4)	9,5	N/A
Depreciação e amortização	0,1	(0,1)	N/A	(0,0)	(0,1)	-83,4%
Outras receitas/despesas	(1,1)	(0,1)	1126,2%	58,8	(0,1)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	338,0	311,7	8,4%	1.451,0	311,7	365,5%
% Margem EBITDA	50,4%	68,9%	-18,6 p.p.	71,2%	68,9%	2,2 p.p.

No 4T23, a receita operacional líquida da UTE Porto de Sergipe I registrou crescimento de 48,4% frente ao mesmo período de 2022, como reflexo dos efeitos abaixo:

- Contabilização de receita variável bruta de R\$ 171,0 milhões obtida a partir da operação do GNL na Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU) afretado à usina, realizada a favor da Qatar Petroleum entre os meses de setembro e novembro de 2023. A contrapartida para a Companhia consistiu no desconto de US\$ 7,0 milhões no valor do *take or pay* do contrato de fornecimento de combustível firmado junto à Qatar.
- Contabilização de R\$ 39,4 milhões de receita variável relacionada às operações de lastro para recomposição de garantia física decorrente de indisponibilidades registradas ao longo dos últimos 60 meses de operação da usina, cuja contrapartida está na linha de custos variáveis – Lastro (FID), no valor de R\$ 35,0 milhões;
- Aumento da receita fixa em 5,3% frente ao 4T22, reflexo do reajuste contratual dos contratos regulados.

Os custos fixos da UTE Porto do Sergipe I somaram R\$ 117,9 milhões no 4T23, concentrados em:

- Custos contratuais com TUST no montante de R\$ 40,0 milhões;
- Custos de O&M totalizando R\$ 19,0 milhões, segregados em:
 - I. R\$ 11,8 milhões em custo das apólices de seguros operacionais, redução de 49% versus o valor do 4T22, refletindo o sucesso na renegociação dos seguros do ativo no 2T23; e
 - II. R\$ 6,3 milhões em custos relacionados à operação e manutenção da usina, conforme previsto nos contratos com a GE e custos com pessoal.
- Outros Custos Fixos totalizando R\$ 58,8 milhões, sendo compostos por:
 - I. R\$ 22,2 milhões referentes ao consumo interno do navio FSRU e gás evaporado dos tanques de GNL no trimestre, denominado *Boil-Off-Gas* (BOG), principalmente devido ao alto nível de estoque no navio e ausência de produção de gás durante o período;
 - II. R\$ 9,2 milhões em custo de operação do FSRU; e
 - III. Adicionalmente, em virtude da ausência de despacho em 2023, fez-se necessário o cancelamento de cargas de GNL, de acordo com o contrato com a Qatar Petroleum, totalizando um custo de R\$ 17,0 milhões (versus custo total de R\$ 40,9 milhões no 4T22), custo esse já reduzido em R\$ 40,5 milhões em relação ao resultado da operação de GNL realizada.

Vale ressaltar que, no 4T22, o primeiro trimestre após a incorporação do ativo, alguns custos de O&M foram contabilizados na rubrica de “Outros Fixos”. Ao longo do ano de 2023, os conceitos de contabilização foram alinhados aos das demais SPEs da Companhia.

Já os custos variáveis foram impactados pela contabilização de R\$ 169,0 milhões referentes à saída do estoque de GNL da Qatar Petroleum e pela compra de Lastro (FID), no valor de R\$ 35,0 milhões.

É importante destacar que, no 4T22, o SG&A do segmento foi impactado pontualmente pela reclassificação de despesas para a rubrica de O&M, ocasionando um montante positivo de R\$ 9,5 milhões na linha de SG&A. Essa readequação ocorreu após incorporação da CELSE e visou a isonomia contábil entre as SPEs da Companhia.

O EBITDA da UTE Porto do Sergipe I totalizou R\$ 338,0 milhões no trimestre, crescimento de R\$ 26,3 milhões em relação ao 4T22, com margem EBITDA de 50,4%, como resultado da combinação dos efeitos acima explicitados.

Geração Térmica a Carvão

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

DRE – Geração a Carvão	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	315,5	257,9	22,3%	1.084,4	993,6	9,1%
Receita Fixa	263,9	250,4	5,4%	1.030,9	971,3	6,1%
Receita Variável	51,6	7,5	588,1%	53,5	22,3	140,2%
Contratual	44,0	-	N/A	44,1	6,7	562,3%
Mercado de curto prazo	7,6	7,5	1,6%	9,4	15,6	-39,9%
Lastro (FID)	6,7	6,7	0,8%	10,0	13,1	-23,7%
Outros	0,9	0,8	7,6%	(0,6)	2,5	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(32,6)	(26,6)	22,5%	(112,0)	(102,6)	9,2%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	-	N/A	-	0,3	N/A
Receita Operacional Líquida	282,9	231,3	22,3%	972,4	891,0	9,1%
Custos Operacionais	(204,1)	(240,0)	-15,0%	(561,4)	(605,1)	-7,2%
Custo Fixo	(86,0)	(147,7)	-41,8%	(288,3)	(339,2)	-15,0%
Transmissão e encargos regulatórios	(18,0)	(16,9)	7,0%	(69,9)	(65,2)	7,2%
O&M	(67,9)	(130,9)	-48,1%	(218,4)	(274,0)	-20,3%
Custo Variável	(67,5)	(9,3)	625,3%	(71,0)	(29,7)	138,9%
Combustível	(57,7)	(0,4)	N/A	(57,7)	(4,1)	N/A
Lastro (FID)	(4,7)	(6,3)	-25,6%	(5,8)	(14,0)	-58,2%
Outros	(5,1)	(2,6)	100,1%	(7,5)	(11,7)	-36,0%
Depreciação e amortização	(50,6)	(82,9)	-39,0%	(202,1)	(236,1)	-14,4%
Despesas Operacionais	(11,6)	(7,2)	60,3%	(41,5)	(22,6)	83,5%
SG&A	(11,6)	(6,9)	67,3%	(40,2)	(21,2)	89,5%
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,3)	-89,5%	(1,3)	(1,4)	-7,1%
Outras Receitas/Despesas	(1,7)	2,5	N/A	3,2	11,5	-72,5%
EBITDA ICVM 527/12	116,1	69,8	66,2%	576,0	512,4	12,4%
Margem EBITDA (%)	41,0%	30,2%	10,8 p.p.	59,2%	57,5%	1,7 p.p.

A receita operacional líquida do segmento aumentou R\$ 51,6 milhões no 4T23 na comparação com o 4T22, impulsionada pela receita variável de R\$ 44,0 milhões provenientes dos despachos regulatórios ocorridos neste trimestre, remuneradas a CVU, como também pelo crescimento de R\$ 13,4 milhões na receita fixa do segmento, refletindo o reajuste contratual anual pela inflação, ocorrido em novembro/23. Vale ressaltar que a receita variável foi reflexo da necessidade de geração termelétrica para atendimento aos picos de carga no SIN, que levou a despachos em determinadas semanas em novembro/23 e dezembro/23 nas UTEs Pecém II e Itaquí, as quais não eram despachadas centralizadamente deste o 4T21.

Os custos fixos do segmento de carvão no 4T23 reduziram 41,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, explicado por menores custos de O&M, os quais foram impactados pelo *fee* de cancelamento do contrato de fornecimento de carvão no total de R\$ 69,0 milhões ocorrido no 4T22, cujo cancelamento foi decorrente da combinação do alto nível de estoque de carvão e da baixa expectativa de despacho para um horizonte de curto prazo naquele período.

Os custos variáveis no 4T23 registraram aumento de R\$ 58,2 milhões na comparação com o mesmo trimestre de 2022, justificados, principalmente, pelos custos associados aos despachos ocorridos ao longo deste trimestre. O principal componente dos custos variáveis neste período é associado ao custo de combustível, o qual totalizou R\$ 57,7 milhões, refletindo o custo médio histórico do estoque de carvão.

A margem variável no 4T23 foi impactada negativamente pelos custos associados aos despachos, em função, sobretudo, do descasamento entre o custo médio de estoque de carvão adquirido e o CVU médio do período, refletindo a queda do CIF-ARA (indexador do carvão para o cálculo do componente de combustível das UTEs Itaquí e Pecém II), conforme demonstrado abaixo.

Custo e CVU Médio por UTE - Geração a Carvão

4T23	Itaqui	Pecém II
Despacho (%)	4%	13%
Custo médio de estoque (R\$/MWh)	548,3	418,3
CVU médio (R\$/MWh)	344,7	380,2

A despeito do impacto negativo no resultado em função do descasamento temporal, é importante observar que o despacho gerou fluxo de caixa positivo para a Companhia no 4T23, uma vez que o carvão já havia sido adquirido e pago anteriormente.

O EBITDA do segmento de carvão no 4T23 somou R\$ 116,1 milhões, crescimento de 66,2% na comparação com o 4T22, resultado, principalmente: do aumento da margem fixa em R\$ 73,8 milhões devido ao reajuste da receita fixa contratual e da redução dos custos fixos no 4T23 na comparação anual, em função do efeito pontual do *fee* de cancelamento do contrato de fornecimento de carvão contabilizado no 4T22, parcialmente atenuado pela menor margem variável no 4T23 como reflexo do descasamento entre receita de despacho e custos de geração, além do aumento das despesas gerais e administrativas na comparação anual em função de maior alocação de despesas corporativas relacionadas ao segmento.

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.

Com o início da operação comercial do Parque Solar Futura 1 ao final de maio/23, a Companhia passou a apresentar os resultados do segmento de geração solar a partir do 2T23, os quais anteriormente eram consolidados no segmento de “ *Holding e Outros*”, isoladamente. Para promover melhor comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores (4T22, 12M22 e 12M23, que contempla o 1T23) também foram retirados do segmento *Holding e Outros* e passam a constar nessa seção.

DRE – Geração Solar	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	89,2	0,1	N/A	241,8	0,2	N/A
Receita Fixa	85,9	0,0	N/A	225,9	0,1	N/A
Receita Variável	3,4	0,0	N/A	15,9	0,1	N/A
Mercado de curto prazo	3,4	0,0	N/A	15,9	0,1	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(6,6)	(0,0)	N/A	(19,5)	(0,0)	N/A
Receita Operacional Líquida	82,6	0,0	N/A	222,3	0,2	N/A
Custos Operacionais	(53,4)	(14,0)	280,5%	(212,6)	(35,2)	503,8%
Custo Fixo	(22,7)	(14,4)	57,6%	(72,6)	(36,2)	100,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(10,5)	(13,6)	-23,1%	(41,9)	(34,2)	22,7%
O&M	(12,2)	(0,8)	N/A	(30,6)	(2,0)	N/A
Custo Variável	(4,2)	0,4	N/A	(69,0)	1,2	N/A
Compra de Energia	(3,8)	(0,0)	N/A	(37,2)	(0,1)	N/A
Ressarcimento Encargos	(0,9)	(0,0)	N/A	(33,0)	(0,0)	N/A
Outros	0,5	0,4	N/A	1,2	1,3	N/A
Depreciação e amortização	(26,6)	(0,1)	N/A	(71,1)	(0,3)	N/A
Despesas Operacionais	(7,4)	(0,4)	N/A	(18,1)	(4,6)	N/A
SG&A	(7,2)	(0,3)	N/A	(17,6)	(4,2)	N/A
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,1)	N/A	(0,5)	(0,4)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,8)	0,6	N/A	(0,8)	1,0	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	47,8	(13,7)	N/A	62,4	(37,9)	N/A
Margem EBITDA (%)	57,8%	N/A	N/A	28,1%	N/A	N/A

A receita operacional líquida do segmento de geração solar no 4T23 atingiu R\$ 89,2 milhões, impulsionada pela receita fixa de R\$ 85,9 milhões referente aos contratos bilaterais, na modalidade de autoprodução de energia por equiparação, celebrados com os clientes Liasa, White Martins, e a partir deste trimestre, com a Vallourec. O contrato com a Vallourec, celebrado com a SPE Futura 5, iniciou sua vigência a partir de outubro/23, contribuindo para o crescimento de 17,2% na receita fixa deste trimestre em relação ao 3T23.

Sendo assim, o Complexo Futura encerrou o ano de 2023 com 5 de suas 6 SPEs com contratos de venda de energia na modalidade de autoprodução firmados, aumentando, assim, o percentual médio de energia contratada e alterando marginalmente o preço médio de venda de energia (data base: agosto/23), conforme demonstrado na tabela abaixo:

Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)	2023	2024 - 2030	2031+
Complexo Solar Futura 1			
% de Energia Contratada (MWmédio ano)	61%	84%	30%
Preço Médio (R\$/MWh)	198,5	200,7	182,3

Importante destacar que a receita variável apresentada neste período ainda não demonstra o potencial de geração do Complexo, uma vez que o parque ainda estava sob processo de estabilização no início do trimestre, apresentando indisponibilidade de 7% no período. Ao final de outubro/23, com a conclusão do processo de estabilização, todas as UFVs estavam 100% operacionais, contribuindo assim para que o Complexo atingisse o maior nível de geração líquida desde o início de sua operação comercial.

Acompanhando a trajetória positiva do desempenho operacional do Complexo, os custos operacionais no 4T23 apresentaram uma importante redução de R\$ 23,9 milhões frente ao 3T23, refletindo os menores custos variáveis no período, em função da menor necessidade de compra de energia incentivada no mercado livre para o cumprimento de contratos bilaterais de autoprodução celebradas nas SPEs 1 a 5, assim como o ressarcimento de encargos às contrapartes. Os custos variáveis passaram de R\$ 28,2 milhões no 3T23 para R\$ 4,2 milhões no quarto trimestre, sendo R\$ 3,8 milhões referentes à compra de energia (vs. R\$ 12,9 milhões no 3T23) e R\$ 0,9 milhões de ressarcimentos de encargos (vs. R\$ 11,7 milhões no 3T23). Vale mencionar que, no 4T23, ainda foram observadas restrições de operações implementadas pela ONS, que apesar do menor volume na comparação com o 3T23, ainda impactaram os custos variáveis no período.

No 4T23, os custos fixos totalizaram R\$ 22,7 milhões, estáveis na comparação com o registrado no terceiro trimestre de 2023, compostos por: (i) R\$ 10,5 milhões relacionados à TUST; e (ii) R\$ 12,2 milhões de custos de O&M, mantendo o patamar esperado para o Complexo.

O SG&A foi de R\$ 7,2 milhões no 4T23, acompanhando a maior alocação de despesas corporativas da Holding para as SPEs a partir do 2T23.

Como resultado da conclusão do processo de estabilização e o avanço da performance operacional do parque, o EBITDA do segmento de geração solar atingiu R\$ 47,8 milhões no 4T23, demonstrando um crescimento contínuo desde maio/23, reforçando a tendência positiva esperada para os próximos trimestres associado ao potencial do Complexo.

Upstream (E&P)

Este segmento está contido dentro da Eneva S.A. Os resultados das atividades de *Upstream* (Bacias do Parnaíba e Amazonas) são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Upstream	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	238,5	232,3	2,7%	829,5	862,8	-3,9%
Receita Fixa	72,9	72,9	-	291,8	291,8	-
Receita Variável	165,6	159,3	3,9%	537,8	571,1	-5,8%
Contrato de Venda de Gás	144,1	143,9	0,1%	411,9	406,1	1,4%
Contrato de Arrendamento	12,9	3,8	237,6%	63,0	133,0	-52,6%
Venda de Condensado	8,6	11,6	-26,1%	62,8	32,0	96,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(30,2)	(44,8)	-32,7%	(109,7)	(143,4)	-23,5%
Receita Operacional Líquida	208,4	187,5	11,1%	719,8	719,4	0,1%
Custos Operacionais	(72,0)	(116,5)	-38,2%	(279,7)	(380,1)	-26,4%
Custo Fixo	(21,5)	(36,8)	-41,6%	(108,4)	(118,6)	-8,6%
Custo O&M (OPEX)	(21,5)	(36,8)	-41,6%	(108,4)	(118,6)	-8,6%
Custo Variável	(22,7)	(41,9)	-45,9%	(67,0)	(146,0)	-54,1%
Participações Governamentais	(20,1)	(39,3)	-48,9%	(56,2)	(140,7)	-60,1%
Custo com Compressores	(2,6)	(2,6)	-0,8%	(10,8)	(5,3)	104,7%
Depreciação e amortização	(27,9)	(37,8)	-26,3%	(104,4)	(115,5)	-9,6%
Despesas Operacionais	(39,0)	(48,9)	-20,3%	(151,5)	(154,0)	-1,6%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(35,0)	(42,9)	-18,3%	(130,1)	(124,8)	4,2%
Poços Secos	(17,5)	4,5	N/A	(29,4)	(27,8)	6,0%
SG&A	(1,0)	(6,0)	-83,8%	(11,0)	(25,0)	-55,9%
Depreciação e amortização	(3,0)	0,0	N/A	(10,4)	(5,3)	97,2%
Outras Receitas/Despesas	(1,0)	(0,1)	1324,5%	(1,2)	(0,2)	669,4%
EBITDA ICVM 527/12	127,2	59,8	112,7%	402,2	304,9	31,9%
EBITDA excluindo poços secos¹	144,6	55,3	161,5%	431,6	332,7	29,7%
Margem EBITDA (%) excluindo poços secos	69,4%	29,5%	39,9 p.p.	60,0%	46,2%	13,7 p.p.

1- EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

No 4T23, a receita operacional líquida do segmento totalizou R\$ 208,4 milhões, crescimento de 11,1% quando comparado ao 4T22, principalmente em função dos efeitos abaixo:

- Aumento de R\$ 9,1 milhões da receita variável dos contratos de arrendamento provenientes das usinas do Parnaíba, mesmo em um cenário de redução de despacho no trimestre (devido ao crescimento da margem média do despacho considerada para o repasse do arrendamento variável no 4T23 comparada ao 4T22, conforme explicado na seção de Geração no Parnaíba).
- Redução de R\$ 14,6 milhões em Deduções sobre a Receita Bruta, principalmente em função dos menores preços de referência da ANP nos campos do Parnaíba, utilizados para o cálculo da base de ICMS paga sobre a venda de gás natural do *Upstream* Parnaíba para as térmicas do Complexo.

Os custos operacionais do *Upstream* totalizaram R\$ 72,0 milhões no 4T23, redução de 38,2% em relação ao registrado no 4T22. Essa redução se deve basicamente a dois principais efeitos:

- Diminuição de R\$ 19,2 milhões em custos de Participações Governamentais em função tanto do menor volume total de gás produzido no trimestre (considerando Parnaíba e Amazonas), quanto dos menores preços de referência para o cálculo dos *royalties* no Parnaíba (4T23: R\$ 0,58/m³ vs. 4T22: R\$ 1,15/m³), que refletiram a queda do indexador *Henry Hub* e do câmbio no período;

- Queda de R\$ 15,3 milhões em custos com O&M, como resultado da otimização de custos que foi realizada ao longo de 2023, com menores gastos com O&M pessoal, encargos e serviços prestados, e, também, em função do início da classificação como investimento do contrato de arrendamento para armazenamento de condensado (IFRS16).

Como resultado da manutenção da receita fixa no trimestre e reduções de custos fixos em função da combinação dos efeitos acima explicados, a margem fixa aumentou de R\$ 22,0 milhões para R\$ 42,2 milhões do 4T22 para o 4T23. Já a margem variável do segmento cresceu de R\$ 86,7 milhões para R\$ 122,0 milhões no período, principalmente devido ao aumento da receita variável líquida conforme acima justificado e redução de custos variáveis com participações governamentais.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, reduziram 26,4% no 4T23 em relação ao 4T22, basicamente devido à: (i) redução de despesas com geologia e geofísica em função do encerramento da campanha sísmica em andamento no Parnaíba entre o 3T22 e o 3T23, não impactando assim o 4T23; e (ii) em função da redução do SG&A, dada a menor alocação de equipe técnica para E&P. Essas reduções mais do que compensaram a contabilização de R\$ 17,5 milhões em despesas com dois poços secos no Complexo Parnaíba (ENV-48-MA e ENV-47-MA) no 4T23.

Como resultado dos efeitos destacados acima, mesmo com o menor despacho das usinas do Complexo Parnaíba no trimestre quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 127,2 milhões no 4T23, crescimento de 112,7% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o EBITDA ajustado para excluir o impacto de poços secos apresentou incremento de 161,5% no período.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta Eneva Comercializadora de Energia Ltda e, a partir do mês de março de 2022, foram somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). 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 gás e energia para clientes finais.

DRE – Comercialização	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	755,3	762,5	-0,9%	3.071,4	2.158,2	42,3%
Var. MtM Contratos Futuros Energia	(6,5)	30,8	N/A	214,7	132,2	62,5%
Custos Operacionais	(748,8)	(705,7)	6,1%	(2.707,0)	(1.941,8)	39,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(747,7)	(702,8)	6,4%	(2.703,5)	(1.939,2)	39,4%
Outros	(1,0)	(2,9)	-63,9%	(3,4)	(2,6)	30,1%
Despesas Operacionais	(13,6)	(8,1)	68,4%	(57,6)	(34,9)	65,4%
SG&A	(13,3)	(7,8)	70,6%	(56,3)	(32,9)	70,9%
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,3)	11,1%	(1,3)	(1,9)	-30,7%
Outras Receitas/Despesas	2,6	(0,4)	N/A	2,0	(1,7)	N/A
Equivalência Patrimonial	0,0	(0,0)	N/A	(0,0)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(4,2)	48,5	N/A	310,1	181,7	70,7%
Margem EBITDA (%)	-0,6%	6,4%	-6,9 p.p.	10,1%	8,4%	1,7 p.p.

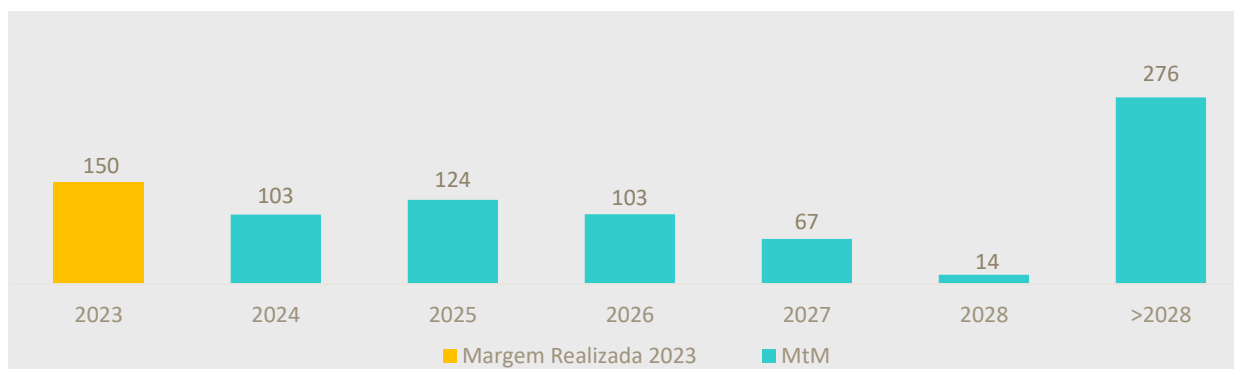
No 4T23, a receita operacional líquida do segmento de Comercialização se manteve estável em relação ao 4T22, atingindo R\$ 755,3 milhões. Desconsiderando a variação contábil da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia, a receita líquida apresentou crescimento de 4,1% entre os trimestres, refletindo o aumento do volume de energia comercializado no período.

A variação do MtM totalizou -R\$ 6,5 milhões no 4T23, impactada pelo aumento da curva de preços de energia ao longo do 4T23, como reflexo, principalmente, da ocorrência de picos de temperatura elevados nos últimos meses do ano. Importante destacar que eventuais aumentos de preços de energia podem ter efeito positivo na Companhia a nível consolidado, na medida em que aceleram a perspectiva de despacho e a monetização das reservas de gás.

O valor negativo de R\$ 6,5 milhões de variação MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 4T23, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras. A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo desses contratos registrada no final do trimestre foi de R\$ 686,1 milhões, e reflete o somatório das diferenças entre o valor aos preços contratados das posições fechadas e o valor aos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS e Cofins, trazidas a valor presente no final do 4T23 pelas taxas de desconto correspondentes²⁸. A distribuição por ano da posição de R\$ 686,1 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo, assim como a margem realizada no ano de 2023 (concretização do MtM):

²⁸ As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juro real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

Valor Justo dos Contratos de Comercialização Distribuído Por Ano
(R\$ Milhões)²⁹



Os custos operacionais do segmento cresceram 6,1% em comparação com o 4T22, como reflexo do maior volume de energia comercializada no período.

As despesas operacionais cresceram R\$ 5,5 milhões quando comparadas ao 4T22, devido, principalmente, à contabilização de provisões relacionadas a incentivos de longo prazo no segmento, como parte da remuneração da equipe comercial, e da revisão do critério de rateio com alocação de maiores volumes de despesas da Holding para os segmentos.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ -4,2 milhões no 4T23.

²⁹ A margem realizada refere-se à diferença entre a receita operacional líquida auferida no período, excluindo o impacto da variação do MtM, e os custos com compra de energia no mesmo período.

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. A Eneva S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas e, desde março de 2023, a UTE Fortaleza, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.. Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* separadamente.

Com o início da operação comercial do Parque Solar Futura 1 em 26 de maio de 2023, a Companhia passou a apresentar os resultados do segmento de geração solar isoladamente na seção “Geração Solar”, que estavam anteriormente consolidados nesse segmento, para fins de melhor análise e compreensão dos resultados do segmento. Para promover melhor comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores de geração solar (4T22, 12M22 e do acumulado 12M23, que contempla o 1T23) também foram retirados do segmento Holding e Outros e passam a constar na seção de “Geração Solar”.

DRE – Holding e Outros	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	0,2	-	N/A	3,2	-	N/A
Custos Operacionais	-	(0,1)	N/A	-	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	0,2	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(23,2)	(162,5)	-85,7%	(212,3)	(441,8)	-52,0%
SG&A	(49,6)	(108,8)	-54,4%	(174,5)	(313,1)	-44,3%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	26,4	(53,7)	N/A	(37,8)	(128,7)	-70,6%
Depreciação e amortização (Despesas)	(62,1)	(9,4)	560,6%	(208,8)	(32,1)	550,8%
Outras Receitas/Despesas	(1,4)	(107,5)	-98,7%	(3,2)	200,4	N/A
Equivalência Patrimonial ¹	34,1	176,9	-80,7%	1.051,1	678,5	54,9%
EBITDA ICVM 527/12	9,7	(93,3)	N/A	838,7	437,1	91,9%
EBITDA ex Equivalência ¹	(24,4)	(270,2)	-91,0%	(212,4)	(241,4)	-12,0%

1- 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.

As despesas do segmento de *Holding* e Outros, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 23,2 milhões no 4T23, redução expressiva de R\$ 139,3 milhões frente ao montante do 4T22, em função da combinação dos efeitos abaixo:

- Diminuição de R\$ 59,2 milhões nas despesas gerais e administrativas na comparação anual, excluindo o total de despesas relacionadas aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) da Companhia. A variação refletiu os menores gastos com consultorias financeiras e assessorias jurídicas (-R\$ 13 milhões) em relação ao registrado no ano passado, quando foram realizadas duas operações de aquisição (CELSE e UTE Fortaleza); menores despesas com serviços de telecomunicações e informática (-R\$ 3,6 milhões versus 4T22), além do aumento de R\$ 34,1 milhões em alocação de despesas da Holding para os demais segmentos na comparação com o 4T22.
- Resultado positivo de R\$ 26,4 milhões referentes aos programas de ILPs da Companhia, comparado à despesa de R\$ 53,7 milhões registrada no 4T22.

O valor positivo no 4T23 foi resultado da revisão do cálculo e contabilização do *fair value* de determinados programas de ILP da Companhia, após a verificação de que determinadas premissas utilizadas no modelo de cálculo na ocasião das outorgas não estavam razoavelmente refletidas na

precificação dos planos, resultando em uma superestimação do valor a ser reconhecido durante a vida dos instrumentos. Com a revisão e recálculo, a Companhia reverteu, no trimestre, despesas referentes à períodos anteriores a setembro/2023 no montante de R\$ 48,0 milhões. Vale ressaltar que, desse efeito total reconhecido no 4T23, cerca de R\$ 20 milhões foram relacionados a despesas provisionadas nos exercícios de 2021 e 2022.

Esse efeito positivo compensou totalmente as despesas com ILP incorridas no 4T23, de R\$ 21,6 milhões. Desse montante, menos de R\$ 0,2 milhão foi desembolso de caixa referente a pagamento de encargos trabalhistas devido à maturação de ILPs no trimestre, e os demais R\$ 21,4 milhões foram direcionados às provisões (sem efeito caixa) dos ILPs outorgados pela Companhia. Eventuais diferenças entre o valor provisionado e o valor exercido são reconhecidas no saldo da conta de Reserva de Capital, no Patrimônio Líquido da Companhia.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas apresentou melhoria de R\$ 106,1 milhões no 4T23 frente ao valor do 4T22. No 4T22, a linha foi impactada por alguns efeitos não recorrentes, sendo os principais: (i) R\$ 48,0 milhões relacionados a consultorias financeiras e jurídicas que assessoraram os projetos de M&A e integração de Celse e UTE Fortaleza I e; (ii) R\$ 52,0 milhões relacionados ao ajuste ao valor justo e mais valia contabilizados pela venda das CGHs adquiridas da Focus, no contexto da incorporação desta empresa pela Eneva, em março de 2022.

Como resultado, no 4T23, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), totalizou um valor negativo de R\$ 24,4 milhões, comparado ao valor negativo de R\$ 270,2 milhões no 4T22.

No ano de 2023, o EBITDA da Holding e Outros (ex-Equivalência) totalizou -R\$ 212,4 milhões, frente a -R\$ 241,4 milhões em 2022. A variação anual é decorrente, principalmente, da redução do SG&A, como explicado acima, assim como devido às menores despesas contabilizadas com programas de ILP na comparação anual, refletindo o ajuste contabilizado em 2023 com a revisão do cálculo do provisionamento de despesas com ILPs, efeitos parcialmente compensados pelo efeito positivo da linha Outras Receitas em 2022, que neste período foi impulsionada por uma combinação de efeitos diversos, com destaque para as compras vantajosas contabilizadas com a conclusão das aquisições de Focus e CGTF.

Vale ressaltar que a rubrica de Depreciação e Amortização de Despesas totalizou -R\$ 62,1 milhões no 4T23, dos quais -R\$ 53,0 milhões foram referentes às amortizações de mais e menos valia da SPE CGTF, que foi incorporada na *Holding* na data de 15 de março de 2023. Já no 4T22, o montante de -R\$ 9,4 milhões incluía apenas -R\$ 5,1 milhões referentes à mais valia da Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN), empresa incorporada em 2018.

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	4T23	4T22	%	12M23	12M22	%
R\$ Milhões						
Receitas Financeiras	348,3	83,2	318,6%	610,8	390,0	56,6%
Receitas de aplicações financeiras	98,6	75,4	30,7%	314,0	358,0	-12,3%
Multas e juros recebidos	0,8	2,6	-69,6%	6,8	10,8	-36,8%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Efeitos Refinanciamento CELSE	237,6	-	N/A	237,6	-	N/A
Desconto Financeiro Recompra 1ª Emissão	237,6	-	N/A	237,6	-	N/A
Outros	11,3	5,2	119,1%	52,4	21,2	147,4%
Despesas Financeiras	(1.393,9)	(524,7)	165,7%	(2.925,6)	(1.181,6)	147,6%
Multas e juros de mora	(0,8)	1,5	N/A	(8,1)	(6,2)	31,1%
Encargo de dívida ¹	(64,4)	(104,0)	-38,1%	(398,7)	(140,9)	182,9%
Juros sobre provisões de abandono	(4,1)	(3,8)	9,3%	(21,1)	(19,4)	8,9%
Comissões e corretagens financeiras	(40,1)	(42,1)	-4,7%	(81,7)	(50,3)	62,6%
IOF/IOC	(16,3)	(2,6)	521,9%	(33,2)	(9,5)	248,2%
Juros sobre debêntures	(365,6)	(288,8)	26,6%	(1.266,0)	(722,1)	75,3%
Efeitos Refinanciamento CELSE	(431,6)	-	N/A	(440,4)	-	N/A
Pagamentos de Fees a Credores	(137,5)	-	N/A	(137,5)	-	N/A
Baixa Custos de Captação Dívidas Antigas	(294,1)	-	N/A	(302,9)	-	N/A
Outros	(470,9)	(84,9)	454,9%	(676,3)	(233,2)	190,0%
Variação cambial e monetária líquida	30,5	93,1	-67,3%	(103,4)	78,5	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	3,3	(47,0)	N/A	27,4	(54,1)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(1.011,8)	(395,4)	155,9%	(2.390,8)	(767,2)	211,6%
Resultado Financeiro Líquido ajustado para excluir impactos one-off	(447,7)	(395,4)	13,2%	(1.817,8)	(767,2)	137,0%

1- Inclui amortizações sobre os custos de transação.

O resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 1.011,8 milhões no 4T23, comparado a -R\$ 395,4 milhões no 4T22. A variação negativa no período foi principalmente em função dos efeitos *one-off* registrados no resultado, a saber:

- Contabilização de despesa líquida total de R\$ 194,0 milhões referentes à conclusão do processo de refinanciamento da CELSE, composta por: (i) despesas financeiras de R\$ 294,1 milhões relacionados à baixa integral dos custos de captação das dívidas anteriores e de R\$ 137,5 milhões referentes aos *fees* pagos aos credores prévios para a liquidação antecipada da dívida; (ii) parcialmente mitigadas pela receita financeira 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, conforme detalhado na seção de Endividamento;
- R\$ 370,1 milhões de impacto líquido registrado na linha de Outras Despesas em função da 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 CDI³⁰. Importante destacar que esse efeito não gera impacto caixa.

Desconsiderando os efeitos pontuais acima, o resultado financeiro líquido ajustado totalizaria -R\$ 447,7 milhões no 4T23, comparado a -R\$ 395,4 milhões no 4T22, resultado principalmente da combinação das variações abaixo:

- Crescimento de R\$ 76,8 milhões em despesas com Juros sobre debêntures, sobretudo em função da conclusão do processo de refinanciamento da CELSE, que aumentou o volume financeiro de debêntures em

³⁰ O valor atualizado reconhecido no Passivo foi classificado no Balanço Patrimonial como valor justo das debentures a apropriar. Para mais detalhes do valor, vide Nota Explicativa 23, de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures, nas Demonstrações Financeiras da Eneva de 31 de dezembro de 2023.

relação ao volume total de endividamento da Companhia, elevando as despesas de juros sobre debêntures da CELSE em R\$ 71,3 milhões na comparação anual. Esse efeito foi decorrente do pré-pagamento no 4T23 dos empréstimos antigos em estrutura de *project finance*, que somavam R\$ 2,0 bilhões de dívida bruta registrados em balanço até o 3T23 com a substituição por um endividamento composto totalmente por debêntures ao final do 4T23;

- Redução de R\$ 62,6 milhões em ganhos com Variação Cambial e Monetária no 4T23 frente ao 4T22. Os principais fatores que contribuíram para a variação foram: (i) -R\$ 11,9 milhões referentes a contabilização de valor positivo de R\$ 113,3 milhões no 4T23 frente ao valor positivo de R\$ 125,2 milhões registrados no 4T22 devido a variação cambial incidente sobre o arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS 16/CPC06), com redução da taxa de câmbio sobre o saldo remanescente do passivo em ambos os períodos; e (ii) -R\$ 50,7 milhões devido ao aumento das despesas com variação cambial e monetária contabilizadas sobre os financiamentos e fornecedores da Eneva, refletindo, principalmente: a) o aumento do montante e da representatividade da dívida indexada a IPCA na comparação anual, representando -R\$ 37,9 milhões; e b) o início do impacto integral no resultado financeiro da variação monetária das despesas financeiras referentes aos projetos Parnaíba V e Futura 1, ainda não operacionais de forma total ou parcial no 4T22, que estavam sendo contabilizadas no imobilizado em andamento naquele período³¹, representando variação de -R\$ 12,9 milhões no período.

A piora do resultado financeiro líquido no 4T23 comparado ao 4T22 foi parcialmente mitigada por:

- Redução das despesas com encargos de dívida em R\$ 39,6 milhões, sobretudo em função da conclusão do refinanciamento da CELSE, com a eliminação dos financiamentos e a substituição por um endividamento composto totalmente por debêntures;
- Variação positiva de R\$ 50,3 milhões na rubrica de Perdas/Ganhos com Derivativos, com a contabilização de receita de R\$ 3,3 milhões no 4T23 comparada a uma despesa de R\$ 47,0 milhões no 4T22, impactada pelo valor justo dos swaps contratados no 3T22 para conversão da exposição de cerca de R\$ 3,1 bilhões de financiamentos emitidos com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI – vale ressaltar que essa operação de swap foi encerrada no 2T23;
- Aumento das receitas de aplicações financeiras em R\$ 23,2 milhões na comparação anual.

³¹ Esta capitalização está de acordo com a Norma Contábil CPC 20, que permite, durante o período de implantação dos projetos, a reclassificação de juros, correção monetária e encargos para o imobilizado em andamento, até o período de início da operação.

INVESTIMENTOS

Capex	4T23	3T23	2T23	1T23	4T22	3T22	2T22	1T22	2023	2022
R\$ Milhões										
Geração a Carvão	13,2	6,2	5,0	3,7	34,5	17,7	5,8	3,9	28,1	61,8
Pecém II	7,0	1,0	1,8	(0,2)	13,9	15,4	1,9	0,7	9,7	31,9
Itaqui	6,2	5,2	3,2	3,9	20,6	2,3	3,9	3,1	18,4	29,9
Geração a Gás	58,6	40,4	39,9	26,4	81,4	78,0	120,6	29,5	165,2	309,5
Parnaíba I ¹	18,0	5,9	6,2	(2,7)	21,4	3,8	3,0	(2,8)	27,4	25,4
Parnaíba II ²	13,6	5,3	8,8	(4,5)	19,1	11,3	76,3	16,3	23,2	122,9
Parnaíba III ²	4,0	0,1	0,0	2,0	0,3	0,2	2,7	0,1	6,2	3,2
Parnaíba IV ²	0,2	2,6	0,4	(3,2)	4,3	3,9	17,4	0,1	0,1	25,7
Parnaíba V	8,7	15,9	17,1	26,6	36,4	58,9	21,2	15,9	68,3	132,3
UTE Fortaleza	3,4	9,5	1,5	0,4	-	-	-	-	14,8	-
UTE Porto de Sergipe I	10,6	1,1	5,8	7,9	-	-	-	-	25,4	-
Parnaíba VI ³	60,5	87,7	78,0	72,7	61,7	41,3	43,4	83,2	298,9	229,7
Azulão-Jaguatirica	16,1	17,7	26,7	24,0	88,7	33,7	68,7	92,6	84,5	283,7
Azulão 950MW	375,6	277,9	234,5	211,2	77,0	4,0	0,5	-	1.099,2	81,5
E&P	82,7	45,7	78,1	87,3	15,9	-	-	-	293,8	15,9
UTE	293,0	232,3	156,3	123,9	61,1	4,0	0,5	-	805,4	65,7
Futura 1 ⁴	18,4	(5,0)	3,6	92,0	149,4	112,6	433,6	1.386,9	109,0	2.082,4
Upstream	96,0	130,2	179,0	44,5	110,8	153,3	158,7	143,4	449,7	566,1
Desenvolvimento	40,3	93,7	169,3	32,3	77,9	91,6	101,9	69,8	335,5	341,2
Exploração	55,8	36,5	9,7	12,2	32,9	61,7	56,8	73,6	114,2	225,0
SSLNG	102,4	100,5	100,8	39,9	65,9	18,6	22,0	-	343,6	106,5
 Holding e Outros	48,4	60,4	15,3	2,5	25,3	27,8	18,4	2,8	126,7	74,3
Total	789,3	716,1	682,7	516,8	694,7	486,9	871,8	1.742,2	2.704,9	3.795,5

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

1 - 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.

2 - O capex de cada uma das usinas Parnaíba II, III e IV é apresentado separadamente. Conforme reestruturação societária anunciada no 4T18, as SPEs Parnaíba III e Parnaíba IV foram incorporadas na SPE Parnaíba II.

3 - A UTE Parnaíba VI é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA se iniciará em janeiro de 2025. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao de Parnaíba III.

4 - A conclusão da incorporação da Focus Energia Holding S.A. ocorreu em mar/22, o que incluiu a aquisição da UFV Futura 1. Os valores investidos anteriormente ao 1T22 não serão apresentados pela Eneva S.A. uma vez que não será feito um pro-forma.

Os investimentos da Companhia no 4T23 somaram R\$ 789,3 milhões, sendo 68% do total direcionado aos projetos em construção, conforme detalhado abaixo:

- **Complexo Azulão 950 MW:** total de 375,6 milhões investidos no 4T23, sendo R\$ 293,0 milhões relacionados a UTE, sendo os principais montantes: (a) R\$ 115 milhões referentes às obras civis da UTE, com o atingimento de marcos do projeto, como: a cravação de 100% das estacas da fundação do turbogerador a gás da chaminé de by-pass e da caldeira de recuperação de calor; além da finalização de estruturas da UTE; (b) R\$ 105 milhões com pagamentos aos fabricantes das turbinas; e (c) R\$ 58 milhões com construções de gasodutos. Adicionalmente, foram investidos R\$ 82,7 milhões em atividades de E&P, refletindo, principalmente, os gastos com os poços ENV-49-D-AM (R\$ 23,6 milhões) e ENV-46D-AM (R\$ 23,1 milhões), ambos referentes ao Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) Silves, e a conclusão da perfuração do poço AZU-12D-AM (R\$ 19,3 milhões).
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão (SSLNG):** investimento total de R\$ 102,4 milhões neste trimestre, sendo R\$ 68 milhões pagos ao EPCista em função da (a) conclusão da montagem da linha de transmissão para a conexão à rede básica, (b) montagem do sistema de pré-tratamento e (c) posicionamento dos

tanques de armazenamento de GNL nas bases de unidade de regaseificação. Além disso, foram investidos R\$ 27 milhões em equipamentos de liquefação, incluindo os custos logísticos.

- UTE Parnaíba VI: total de R\$ 60,5 milhões, concentrados, sobretudo, no pagamento de R\$ 54 milhões com a prestação de serviços de EPCista, cujo escopo de atividades incluiu (a) montagem de passarelas e plataformas na caldeira de recuperação de calor, (b) alimentação dos painéis de média e baixa tensão por Parnaíba III, (c) conclusão do graute na base da turbina e gerador, (d) comissionamento a frio da subestação 500kV e (e) testes de estanqueidade dos tanques, do isolamento da chaminé da caldeira de recuperação de calor e do duto de barras.

Os investimentos relacionados ao *Upstream*, desconsiderando os valores mencionados anteriormente referentes ao projeto Azulão 950MW, somaram R\$ 96,0 milhões no 4T23. Deste total, R\$ 55,8 milhões são referentes aos investimentos em exploração, tanto nos blocos no Maranhão, que representaram 80,6% do total consumido, refletindo a conclusão das perfurações dos poços ENV-42-MA, ENV-47-MA e ENV-48-MA, quanto nos blocos no Amazonas, cujo investimento foi concentrado principalmente no poço ENV-43D, associado à Anebá. O valor remanescente de R\$ 40,3 milhões em investimentos de E&P é referente ao desenvolvimento dos campos de gás no Complexo Parnaíba, com os principais valores referentes aos campos de Gavião Mateiro (R\$ 8,9 milhões), Gavião Preto (R\$ 8,6 milhões), Gavião Belo (R\$ 5,1 milhões) e Gavião Real (R\$ 4,5 milhões).

O segmento de geração a gás totalizou R\$ 58,6 milhões investidos, relacionados principalmente à manutenção das turbinas (R\$ 17,5 milhões) e pagamentos do contrato de manutenção das plantas (R\$ 15,2 milhões) de Parnaíba I e II, além disso também foram realizadas atividades de compensação ambiental e aquisição de sobressalentes em Parnaíba V (R\$ 8,4 milhões).

O capital investido em Futura 1 somou R\$ 18,4 milhões neste trimestre, refletindo a finalização de pendências de implantação do projeto, acompanhando a conclusão da estabilização do Complexo.

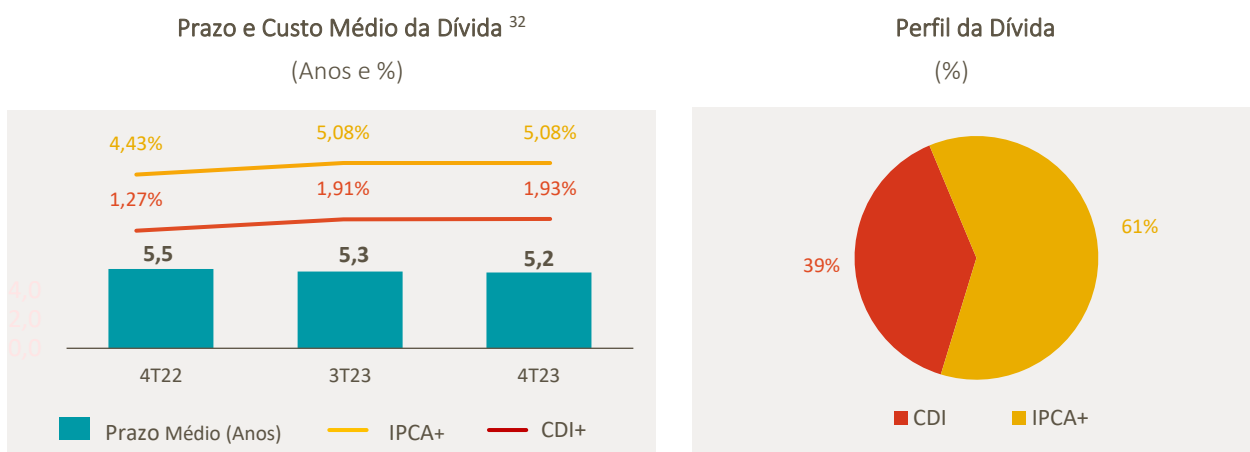
No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, o total investido foi de R\$ 16,1 milhões, destinados, principalmente, a melhorias realizadas na Unidade de Liquefação de Gás Natural – UGNL e no sensor industrial de monitoramento do ativo (utilizado para melhor planejamento de manutenções), ao contrato de manutenção das turbinas, à finalização da obra civil de estrutura predial e à aquisição de sobressalentes para os ativos críticos da UTE.

Os valores investidos em *Holding* e Outros representaram 6,1% do total do trimestre, refletindo, sobretudo, montantes referentes aos projetos de infraestrutura de TI em R\$ 19,7 milhões e pagamento de taxa de desenvolvimento e aquisição de terrenos de R\$ 19,1 milhões, previamente acordados com o parceiro *na joint-venture* do projeto do Terminal Portuário de Macaé.

ENDIVIDAMENTO

Perfil da Dívida

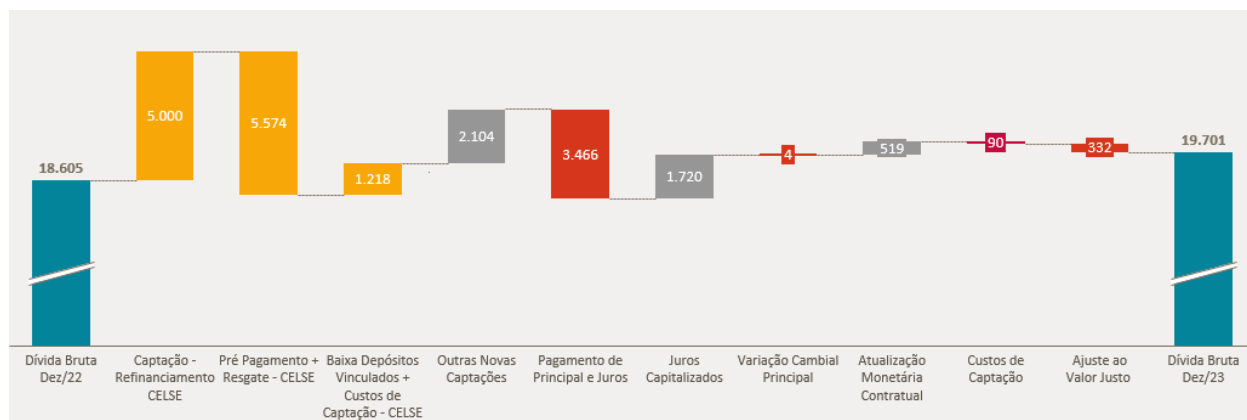
A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) encerrou dezembro/23 em R\$ 19.701 milhões frente a R\$ 18.605 milhões em dezembro/22 e R\$ 23.712 milhões ao final de setembro/23. Vale destacar que a posição de dívida bruta ajustada no 3T23 era de R\$ 19.396 milhões, excluindo os pré-pagamentos, recompras e operações realizadas no âmbito da reestruturação de dívida da subsidiária CELSE, detalhadas no Release de Resultados do 3T23.



Ao final do 4T23, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,2 anos. O spread médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,08%, enquanto o spread da dívida indexada ao CDI totalizava 1,93% ao final do trimestre, demonstrando manutenção dos custos médios de dívida frente ao registrado ao final de setembro/23. Após a conclusão da reestruturação da dívida da CELSE, com a recompra e o pré-pagamento das dívidas antigas da subsidiária indexadas a SOFR e pré-fixadas, o endividamento da Eneva passou a ser concentrado apenas em IPCA e CDI.

Movimentação da Dívida Bruta³³

Evolução da Dívida Bruta (R\$ Milhões)



³² O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas em 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP. No 3T23, o custo médio da dívida mostrado no gráfico representa os valores contabilizados em setembro/23, conforme divulgado no respectivo ITR, enquanto o Release de Resultados do 3T23 foram considerados os valores ajustados, excluindo os efeitos da liquidação das dívidas antigas da CELSE, de modo a dar maior transparência dos efeitos do refinanciamento da CELSE, que só foi concluído no 4T23.

³³ O saldo de dívida bruta em dezembro/22 considera as operações de swap e *hedge accounting* das debêntures da 8ª e 9ª emissão da Companhia, cuja marcação a mercado e liquidação foram considerados no ajuste ao valor justo. Estes derivativos foram descontinuados no exercício de 2023.

Durante o último trimestre de 2023, foi concluído o refinanciamento da dívida da CELSE, conforme detalhado no Release de Resultados do 3T23, cujo processo foi iniciado em setembro/23 e finalizado em novembro/23, abrangendo, principalmente, as principais etapas abaixo:

- Em setembro/23 foi realizada a 2ª emissão de debêntures (“2ª Emissão”) da CELSE no total de R\$ 5.000 milhões em 3 séries, sendo a 1ª série no valor de R\$ 500 milhões, a 2ª série no valor de R\$ 2.700 milhões e a 3ª série no valor de R\$ 1.800 milhões;
- Em outubro/23, ocorreram: (i) a recompra da 1ª emissão de debêntures incentivadas da CELSE, a 94% do valor de face (incluindo o desconto financeiro de R\$ 238 milhões) e (ii) o pré-pagamento integral aos detentores de títulos de dívida e credores dos demais financiamentos anteriores da CELSE³⁴, no valor de R\$ 5.066 milhões;
- Em novembro/23, foi realizado o resgate antecipado da 1ª série da 2ª Emissão da CELSE.

O processo de refinanciamento, além de permitir a eliminação de condições impostas nos contratos de dívidas anteriores à aquisição da CELSE, viabilizando o desenvolvimento de oportunidades do Hub Sergipe, contribuiu com importantes ganhos financeiros para a Eneva, incluindo a redução na dívida bruta da CELSE e geração de caixa, em função do efeito positivo da liberação de saldos em contas reservas referentes aos títulos de dívidas pré-pagos e/ou recomprados e restituições de despesas financeiras relacionadas à dívida anteriores, que mais do que compensou os custos de transação e *fees* de captação associados à reestruturação, conforme detalhado na seção de Fluxo de Caixa.

Adicionalmente, como efeitos posteriores à conclusão do processo, a reestruturação da dívida propiciará *savings* relacionados a gastos de manutenção da estrutura da dívida anterior, que envolvia uma complexa estrutura de *project finance* com credores espalhados por diferentes geografias, além de possibilitar potenciais ganhos financeiros adicionais após a conclusão da incorporação desta subsidiária na *Holding Eneva*, a qual foi aprovada em Assembleia Geral de Acionistas em dezembro/23 e segue os trâmites usuais de aprovação dos agentes e órgãos reguladores para a sua conclusão.

Ao longo do 4T23, a Companhia também desembolsou R\$ 74 milhões junto ao FDNE direcionado ao desenvolvimento e construção do projeto UTE Parnaíba VI, o qual inclui uma taxa IPCA+ 3,38% a.a., prazo de vigência de 11,7 anos, com 3,5 anos de carência. Com esta captação, este financiamento soma R\$ 246 milhões frente ao total de R\$ 274 milhões contratados.

Neste trimestre, também foram contratados dois financiamentos destinados ao projeto UTE Azulão I, sendo:

- R\$ 400 milhões contratados junto ao BASA ao custo de IPCA + 4,34% a.a., prazo de vigência de 17 anos, incluídos 4 anos de carência de principal, com vencimento em 15 de janeiro de 2041. Importante destacar que o montante integral contratado foi desembolsado ao final de dezembro de 2023.
- R\$ 626 milhões do FDA contratados com o Banco do Brasil S.A. atuando como financiador, ao custo de IPCA + 3,21% a.a., prazo de vigência de 17 anos, incluindo 4 anos de carência de principal e juros, com vencimento em 01 de janeiro de 2041. Vale ressaltar que o montante contratado ainda não havia sido desembolsado no 4T23.

Adicionalmente, em dezembro/23 a Eneva também realizou um desembolso de R\$ 20 milhões do total de R\$ 100 milhões contratados junto ao BNB referente à GNL Brasil, *joint-venture* de logística de fluidos criogênicos em que a

³⁴ Além dos *noteholders* detentores de títulos de dívida emitidos pelo Swiss Insured Brazil Power Finance S.à.rl no mercado externo, até a conclusão da reestruturação da dívida da CELSE, esta também tinha contratos de financiamento com os seguintes bancos e entidades multilaterais: International Finance Corporation, Inter-American Development Bank, IDB Invest, China Fund e ECG.

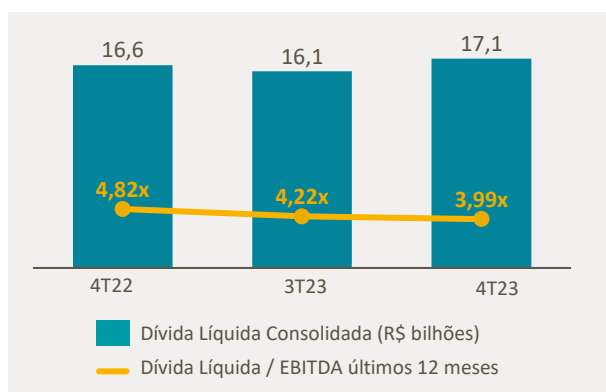
Eneva possui 51% de participação, relacionado a aquisição de máquinas e equipamentos. Este contrato de financiamento considera uma taxa de IPCA + 3,27% a.a., custo de fiança de 0,70% ao ano e prazo total de 8 anos.

Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de dezembro/23, o saldo de caixa da Companhia (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) somava R\$ 2.593 milhões, apresentando aumento de R\$ 571 milhões frente ao saldo de caixa reportado em dezembro/22, de R\$ 2.022 milhões, e permanecendo relativamente estável na comparação com o saldo de caixa registrado em setembro/23 de R\$ 2.646 milhões.

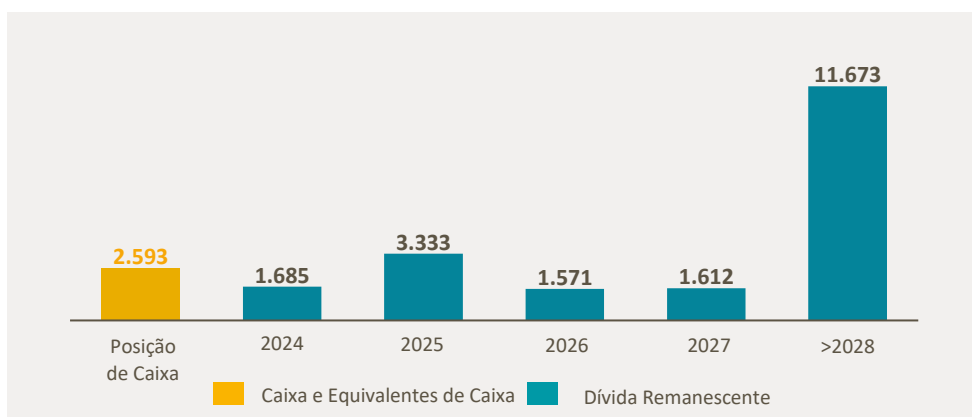
A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 17.108 milhões ao final de 2023, com relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses de 3,99x. Conforme a revisão dos limites máximos até 2T24 dos *covenants* vinculados à relação dívida líquida/EBITDA consolidada, aprovados em 2022 nas Assembleias Gerais de Debenturistas, o limite máximo foi revisado para 5,5x entre 3T23 e o final do 4T23 e, em 5,0x entre o 1T24 e o final do 2T24, retornando para o limite máximo de 4,5x a partir do 3T24, conforme originalmente previsto nas escrituras de emissão das debêntures.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem
(R\$ bilhões)



A Eneva possui a maior parte de suas dívidas concentradas no médio e longo prazo, com vencimentos em 2025 e após 2027, acompanhando o COD dos principais projetos em construção, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

Cronograma de Vencimento da Dívida Ajustado (Principal)
(R\$ milhões)



MERCADO DE CAPITAIS

ENEV3	4T23	3T23	4T22
Nº de ações - final período	1.584.572.378	1.584.572.378	1.584.446.224
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	13,61	12,06	11,93
Ações negociadas (MM) - média diária	8,9	5,9	10,6
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	107,7	66,8	124,0
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ¹	21.566	19.110	18.902
Enterprise Value - final período (R\$ MM) ²	38.674	35.176	35.485

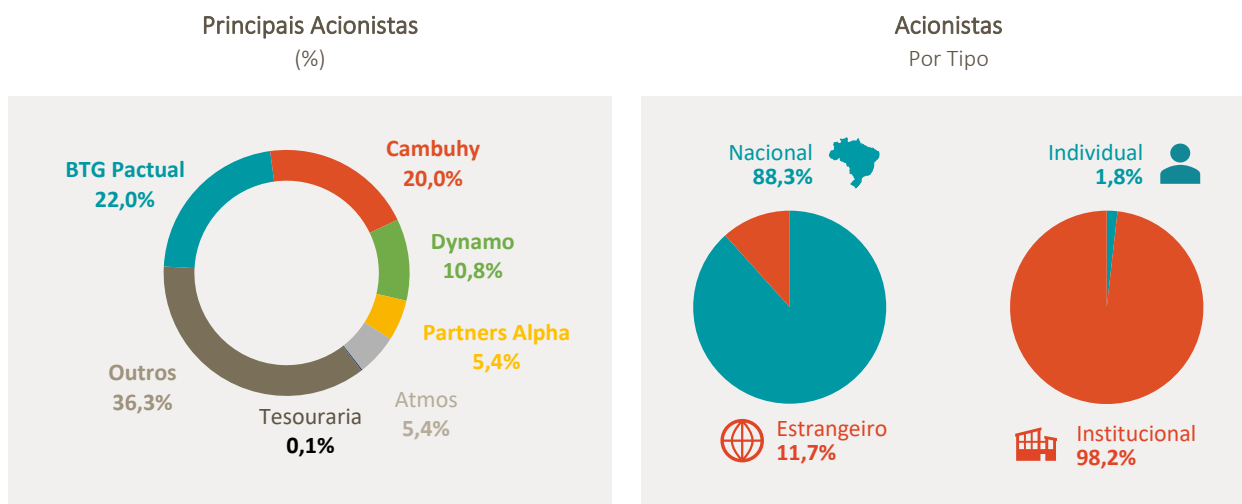
¹Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Ao final de dezembro de 2023, o capital social da Eneva, era composto por 1.584.572.378 ações ordinárias, com 99,67% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da Eneva

31 de dezembro de 2023



INICIATIVAS ESG - AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Após três anos publicando o Relatório de Sustentabilidade, a Companhia divulgou pela primeira vez o Relato Integrado 2022 em junho de 2023, seguindo os princípios e diretrizes do *International Integrated Reporting Council* (IIRC). O documento trouxe uma visão ampla e integrada do modelo de negócios e uma visão holística da Companhia ao longo do tempo em critérios financeiros e de sustentabilidade. Além disso, pela primeira vez, no Relato Integrado, a Eneva decidiu por internalizar as recomendações da *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD). Em complemento ao Relato Integrado, foi divulgado o Caderno de Indicadores ESG 2022, que seguiu as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI) e do Sustainability Accounting Standards Board (SASB), garantindo ainda mais transparência aos *stakeholders*. Vale ressaltar que, no Caderno de Indicadores, foi publicado o resultado do 6º Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa, sendo esse o primeiro inventário sobre uma planta de liquefação de gás *onshore* a ser lançado no Brasil.

Preservando a transparência e a 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). O Relatório completo, bem como os seus destaques, pode ser acessados pelo site da Companhia ([clique aqui](#)).

Em janeiro/24, o Relato Integrado ano base de 2022 da Eneva foi considerado pela *Reporting Matters* um dos dez melhores relatórios dentre os 77 relatórios publicados no Brasil, atingindo nota máxima nos critérios de “Completeness”, “Alinhamento”, “Engajamento de Stakeholders” e “Governança da Sustentabilidade”. A iniciativa global foi publicada pela primeira vez no Brasil pelo CEBDS e tem como objetivo aumentar a efetividade dos relatórios corporativos de sustentabilidade.

DESTAQUES DO 4T23 E EVENTOS SUBSEQUENTES:

- Em dezembro/23, a Eneva foi integrada pelo segundo ano consecutivo na Carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 para o ano de 2024. O índice é considerado um dos principais reconhecimentos para companhias comprometidas com a sustentabilidade empresarial.
- Também em dezembro/23, foi concedido à Eneva o prêmio Top de Sustentabilidade ESG que reconhece as organizações que possuem uma agenda positiva em relação aos pilares ESG. O prêmio atesta as iniciativas da Companhia que promovem o desenvolvimento local sustentável, auxiliando no progresso das comunidades e na geração de renda para as famílias envolvidas.
- Ainda em dezembro/23, foi registrado a formação de 142 alunos na primeira turma do Projeto Semear nos grupos do Maranhão e Amazonas. O Projeto presta apoio a Política Pública de Educação de Jovens e Adultos para contribuir com a erradicação do analfabetismo nessas localidades. A Eneva incentiva os integrantes de comunidades diretamente impactadas pelas suas operações a se inscreverem nas aulas do sistema público e, ainda concede suporte às secretarias municipais de educação com auxílio aos alunos por meio de entrega de material escolar, mobilização e alimentação.
- Em janeiro/24, a Eneva deu início, em parceria com o Instituto Belterra Agroflorestas, ao projeto para desenvolver e expandir Sistemas Agroflorestais com o objetivo de gerar renda e emprego para as comunidades locais por meio da criação de florestas produtivas em áreas em esgotamento na área do projeto Azulão, no Amazonas.

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 tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao quarto trimestre de 2023 e demais períodos. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

Indicadores-chave ESG		4T23	3T23	2T23	1T23	2022	2021
Esfera	Indicadores						
OPERAÇÕES	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)¹	5.274	5.274	5.274	4.603	4.603	2.157
	Carvão	725	725	725	725	725	725
	Gás	3.874	3.874	3.874	3.874	3.874	1.428
	Renováveis	674,6	674,6	674,6	3,6	3,6	4,2
	Uso de combustível para produção de energia						
	Carvão (ton/MWh)	0,41	-	-	-	-	0,39
	Gás (m ³ /MWh) ²	198,19	188,1	195,2	191,9	255	248,1
	Eficiência (%)^{3 4}						
	Itaqui	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	37%
	Pecém II	37%	N/A	N/A	N/A	N/A	36%
	Parnaíba I + V	50%	56%	54%	56%	42%	35%
	Parnaíba II	53%	57%	56%	49%	54%	54%
	Parnaíba III	33%	N/A	30%	33%	36%	36%
Parnaíba IV	42%	N/A	42%	42%	43%	42%	
Jaguatirica II	48%	48%	49%	49%	49%	-	
MEIO-AMBIENTE	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (tCO ₂ e) ⁵	847.484	522.119	536.441	220.662	1.927.992	7.346.526
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 - eficiência (tCO ₂ e/MWh) ⁶	0,36	0,31	0,33	0,35	0,41	0,6
	Captação de água nova (mil m ³) ⁷	6.161	5.139	3.034	3.540	8.205	16.265
	Taxa de captação de água nova - eficiência (m ³ /MWh)	2,05	3,05	4,04	5,91	1,76	1,32
	Consumo de água nova (mil m ³) ^{8 9}	3.407	1.932	1.486	-503	6.766	10.022
	Reuso de água (m ³)	23.390	12.027	355	11.912	48.800	105.871
	Geração de efluentes industriais (mil m ³)	2.900	3.611	1.688	4.040	1.649	7.449
	Taxa de Geração de efluentes industriais - eficiência (m ³ /MWh)	0,97	2,14	1,21	0,2	0,35	0,61
SAÚDE E SEGURANÇA	Fatalidades	-	-	-	-	-	-
	Taxa de fatalidades (FAT)	-	-	-	-	-	-
	Afastamento por acidente	1	3	4	3	11	9
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF)	0,29	0,87	1,27	0,94	0,61	0,6
	Taxa total de incidentes reportáveis (TRIR)	0,58	2,89	2,54	2,83	2,05	2,55

	# Total colaboradores próprios	1.551	1.555	1.564	1.540	1.489	1.165
COLABORADORES	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	23%	24%	23%	24%	22%
	Turnover voluntário (%)	1,20%	1,90%	1,66%	1,69%	5,84%	6,35%
	Número total de colaboradores terceiros	4.336	4.489	3.836	3.963	4.099	4.566
RESPONSABILIDADE SOCIAL	Investimentos não-incentivados (R\$ MM)	0,7	0,16	0,27	0,24	1,1	1,6
	Investimentos icentivados - Fundo da Infância e Adolescência, Lei de incentivo à cultura, Lei do esporte, Saúde e outros (R\$ MM)	1,04	0,49	1,3	0,6	7,22	2,24
	Execução dos programas sócio-econômicos (R\$ MM)	0,6	0,8	0,4	0,3	1,8	1,8
GOVERNANÇA	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-	-	-	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas no canal de denúncia ¹⁰	1	10	11	-	3	22

1- A partir do 2T23 a capacidade de geração passou a considerar Futura I.

2- Valores do 1T23 e 2T23 ajustados para refletir a correção do cálculo.

3- Valores não aplicáveis são explicados pelo não despacho de energia das usinas a carvão e a gás no período.

4- Eficiência = $3600/net\ heat\ rate$.

5- Valor corrigido após fechamento do trimestre.

6- Valor do 2T23 ajustado para considerar a inclusão de Futura I, que se iniciou no 2T23.

7- Dados aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P.

8- Consumo de água Nova = Captação de água nova - Efluente de Resfriamento.

9- O valor negativo significa que houve mais efluente do que captação, pois a água captada pode ser armazenada e utilizada para resfriamento em outro período.

10- Números consideram apenas acidentes típicos.

ANEXOS

DRE - 4T23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões													
Receita Operacional Bruta	597,5	193,7	1.156,3	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	(59,3)	(19,2)	(138,6)	(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	1.017,8	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)	(621,4)	(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)	(108,0)	(190,2)	(27,9)	-	(218,1)	(50,6)	(26,6)	-	-	-	(295,2)
Despesas Operacionais ¹	(11,5)	(9,4)	(7,7)	(28,6)	(39,0)	4,2	(63,3)	(11,6)	(7,4)	(13,6)	(85,3)	(60,2)	(241,5)
SG&A ²	(11,2)	(9,4)	(7,8)	(28,4)	(1,0)	4,2	(25,1)	(11,6)	(7,2)	(13,3)	(23,2)	(4,2)	(84,6)
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	1,7	1,2	(1,0)	(0,2)	(0,0)	(1,7)	(0,8)	2,6	(1,4)	0,203	(1,2)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	34,1	(34,0)	0,1
EBITDA ICYM 527/12	187,7	87,2	498,3	773,3	127,2	4,0	904,5	116,1	47,8	(4,2)	9,7	(38,0)	1.035,9
Resultado Financeiro Líquido	(31,4)	(20,4)	(323,4)	(375,2)	(6,6)	0,0	(381,7)	(44,3)	(0,3)	1,7	(586,5)	(0,0)	(1.011,8)
EBT	116,3	24,4	66,9	207,6	89,8	4,1	301,4	21,2	20,1	(2,9)	(638,9)	(94,0)	(392,9)
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	63,7	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	12,5	(1,7)	(447,3)	(94,0)	(239,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,3	50,3
Resultado Líq. Eneva	94,9	18,7	63,7	177,2	89,8	4,1	271,1	19,6	12,5	(1,7)	(447,3)	(144,9)	(290,6)

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.

DRE - 4T22	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões													
Receita Operacional Bruta	658,6	166,7	930,1	1.755,4	232,3	(212,2)	1.775,5	257,9	0,1	862,4	-	(189,2)	2.706,6
Deduções da Receita Bruta	(65,9)	(68,2)	(143,4)	(277,4)	(44,8)	44,0	(278,2)	(26,6)	(0,0)	(39,3)	-	17,6	(387,1)
Receita Operacional Líquida	592,8	98,5	786,7	1.478,0	187,5	(168,2)	1.437,3	231,3	0,0	762,5	-	(171,6)	2.319,6
Custos Operacionais	(425,0)	(87,4)	(439,2)	(951,7)	(116,5)	168,2	(900,0)	(240,0)	(14,0)	(705,7)	(0,1)	171,6	(1.688,3)
Depreciação e amortização	(43,9)	(20,3)	(100,2)	(164,3)	(37,8)	-	(202,1)	(82,9)	(0,1)	-	0,2	-	(284,9)
Despesas Operacionais ¹	(11,4)	(6,0)	(11,7)	(29,1)	(48,9)	0,0	(78,0)	(7,2)	(0,4)	(8,1)	(171,9)	(82,5)	(348,2)
SG&A ²	(11,3)	(6,0)	(4,9)	(22,2)	(6,0)	0,0	(28,2)	(6,3)	(0,3)	(7,8)	(162,5)	(0,0)	(205,8)
Depreciação e amortização	(0,1)	-	(6,8)	(6,9)	0,0	-	(6,3)	(0,3)	(0,1)	(0,3)	(3,4)	(82,5)	(93,6)
Outras receitas/despesas	(0,0)	(0,0)	0,3	0,2	(0,1)	-	0,1	2,5	0,6	(0,4)	(107,5)	0,0	(104,7)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	176,9	(176,7)	0,2
EBITDA ICYM 527/12	200,3	25,2	443,1	668,6	59,8	0,0	728,4	69,8	(13,7)	48,5	(93,3)	(176,7)	563,0
Resultado Financeiro Líquido	(39,7)	(12,7)	(66,8)	(119,2)	(0,0)	-	(119,2)	(32,8)	(1,2)	2,1	(244,3)	(0,0)	(395,4)
EBT	116,6	(7,7)	269,3	378,2	22,0	0,0	400,2	(46,2)	(15,0)	50,2	(346,8)	(259,3)	(216,9)
Impostos Correntes	12,8	1,8	(19,2)	(4,6)	-	-	(4,6)	4,0	0,0	(28,0)	(0,4)	-	(29,0)
Impostos Diferidos	(72,1)	0,4	(62,3)	(133,9)	-	-	(133,9)	1,5	13,0	1,2	171,5	-	53,4
Resultado Líq. Período	57,4	(5,5)	187,8	239,6	22,0	0,0	261,6	(40,6)	(2,0)	23,5	(175,7)	(259,3)	(192,5)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4
Resultado Líq. Eneva	57,4	(5,5)	187,8	239,6	22,0	0,0	261,6	(40,6)	(2,0)	23,5	(175,7)	(260,6)	(193,9)

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.

DRE - 12M23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	ComercIALIZADORA	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões													
Receita Operacional Bruta	2.337,0	728,4	3.396,0	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	(234,6)	(137,8)	(564,4)	(936,8)	(103,7)	134,7	(311,8)	(112,0)	(18,5)	(325,1)	2,7	42,7	(1.323,1)
Receita Operacional Líquida	2.102,4	590,6	3.431,5	6.124,5	719,8	(604,1)	6.240,2	972,4	222,3	3.071,4	3,2	(418,6)	10.090,9
Custos Operacionais	(1.427,1)	(398,3)	(1.816,4)	(3.641,7)	(279,7)	604,1	(3.317,3)	(561,4)	(212,6)	(2.707,0)	-	418,6	(6.379,7)
Depreciação e amortização	(157,3)	(130,2)	(410,2)	(697,8)	(104,4)	-	(802,2)	(202,1)	(71,1)	-	-	-	(1.075,3)
Despesas Operacionais ¹	(37,6)	(30,2)	(30,6)	(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)	(30,6)	(97,6)	(11,0)	4,2	(104,3)	(40,2)	(17,6)	(56,3)	(212,3)	(4,2)	(435,0)
Depreciação e amortização	(0,8)	(0,0)	(0,0)	(0,8)	(10,4)	-	(11,3)	(1,3)	(0,5)	(1,3)	(208,8)	(313,2)	(536,4)
Outras receitas/despesas	(1,5)	1,8	61,3	61,7	(1,2)	0,2	60,7	3,2	(0,8)	2,0	(3,24)	(0,2)	61,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	1.051,1	(1.050,0)	1,1
EBITDA ICYM 527/12	794,4	294,2	2.056,1	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	(82,1)	(83,1)	(791,1)	(1.062,3)	(23,4)	0,1	(1.031,6)	(165,9)	1,3	11,3	(1.145,8)	(0,1)	(2.330,8)
EBT	454,2	74,8	854,8	1.383,7	258,0	4,6	1.646,3	206,7	(7,8)	320,1	(515,9)	(1.367,8)	281,6
Impostos Correntes	(45,5)	(0,5)	(18,8)	(64,8)	-	-	(64,8)	(2,3)	(11,3)	(40,0)	(0,3)	-	(120,2)
Impostos Diferidos	(37,1)	(22,7)	(95,3)	(155,8)	-	-	(155,8)	(28,8)	(5,3)	(67,2)	399,6	-	142,4
Resultado Líq. Período	370,9	51,5	740,6	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	(25,0)	212,9	(117,3)	(1.367,8)	303,5
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85,7	85,7
Resultado Líquido	370,9	51,5	740,6	1.163,1	258,0	4,6	1.425,6	175,0	(25,0)	212,9	(117,3)	(1.453,5)	217,7

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

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

DRE - 12M22	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	ComercIALIZADORA	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões													
Receita Operacional Bruta	2.260,0	498,0	1.118,5	3.876,4	862,8	(803,6)	3.935,7	993,6	0,2	2.423,1	-	(301,6)	7.051,0
Deduções da Receita Bruta	(225,1)	(176,4)	(180,6)	(582,1)	(143,4)	142,5	(583,0)	(102,6)	(0,0)	(264,9)	-	28,0	(922,4)
Receita Operacional Líquida	2.034,8	321,6	937,9	3.294,3	719,4	(661,1)	3.352,7	891,0	0,2	2.158,2	-	(273,6)	6.128,6
Custos Operacionais	(1.443,7)	(251,9)	(528,1)	(2.223,7)	(380,1)	661,1	(1.942,8)	(605,1)	(35,2)	(1.941,8)	-	273,6	(4.251,3)
Depreciação e amortização	(173,4)	(64,0)	(106,6)	(344,0)	(115,5)	-	(459,5)	(236,1)	(0,3)	-	-	-	(635,3)
Despesas Operacionais ¹	(34,3)	(19,6)	(13,5)	(67,4)	(155,0)	0,0	(222,4)	(22,6)	(4,6)	(34,9)	(473,9)	(92,8)	(851,2)
SG&A ²	(33,6)	(18,8)	(6,3)	(58,8)	(25,0)	0,0	(83,8)	(21,2)	(4,2)	(32,9)	(441,8)	(0,0)	(584,0)
Depreciação e amortização	(0,6)	(0,8)	(7,1)	(8,6)	(5,3)	-	(13,8)	(1,4)	(0,4)	(1,9)	(32,1)	(92,8)	(142,4)
Outras receitas/despesas	43,7	(0,0)	0,3	43,9	(0,2)	0,1	43,8	11,5	1,0	(1,8)	200,4	(0,0)	254,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	678,5	(675,7)	2,8
EBITDA ICYM 527/12	774,5	114,9	510,3	1.399,7	304,9	0,1	1.704,6	512,6	(37,9)	181,7	437,1	(675,8)	2.122,3
Resultado Financeiro Líquido	(142,5)	(41,0)	(62,5)	(246,0)	(0,1)	-	(246,1)	(140,9)	(0,0)	3,7	(383,8)	(0,0)	(767,2)
EBT	458,0	9,0	334,1	801,1	184,1	0,1	985,2	133,9	(38,6)	183,4	21,3	(768,5)	516,7
Impostos Correntes	(12,7)	-	(40,0)	(52,7)	-	-	(52,7)	(2,7)	-	(32,6)	(1,8)	-	(89,7)
Impostos Diferidos	(102,9)	(3,5)	(63,7)	(170,1)	-	-	(170,1)	(35,2)	13,8	(36,0)	176,2	-	(51,3)
Resultado Líq. Período	342,4	5,5	230,4	578,3	184,1	0,1	762,4	96,0	(24,8)	114,8	195,7	(768,5)	375,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido	342,4	5,5	230,4	578,3	184,1	0,1	762,4	96,0	(24,8)	114,8	195,7	(768,5)	375,8

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

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



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

4T23

Relações com Investidores
+55 21 3721-3030
ri.eneva.com.br