



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T23



Teleconferência de Resultados do 3T23

Terça-feira, 14 de novembro de 2023

11h00 (Horário de Brasília) / 9 a.m. (US ET)

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

Relações com Investidores

ri.eneva.com.br



ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2023

EBITDA de R\$ 891,7 milhões, crescimento de 49% *versus* 3T22, reflexo da redução de despesas, aumento de disponibilidade de Jaguatirica II, início da operação de Futura 1 e o reconhecimento do resultado integral do EBITDA de Hub Sergipe e UTE Fortaleza. Reestruturação da dívida da CELSE no período também destrava geração de valor e oportunidades relevantes para o desenvolvimento do Hub Sergipe.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2023 - 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 terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2023 (3T23). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

DESTAQUES 3T23

- EBITDA alcançou R\$ 891,7 milhões no 3T23, aumento de 49,3% frente ao 3T22 (ou 134% não considerando o impacto do reconhecimento da compra vantajosa da CGTF, contabilizado no 3T22), reflexo da entrada total de Hub Sergipe e UTE Fortaleza no resultado da ENEVA, além da redução de SG&A, da maior disponibilidade e geração de Jaguatirica no período com os progressos na estabilização da planta e do início da operação comercial de Futura 1 no 2T23.
- Compromisso com disciplina financeira e gestão de gastos resulta em reduções nominais de SG&A total e O&M fixo: redução do SG&A da Holding de R\$ 43,8 milhões, -42,1% *versus* 3T22 e do Consolidado de R\$ 33,4 milhões, mesmo com crescimento da Companhia, -22,9% *versus* 3T22; bem como redução de custos de O&M dos ativos existentes em ambos os períodos de 4,9% *versus* 3T22.
- Reestruturação de dívida da subsidiária CELSE iniciada no 3T23 e concluída no 4T23, que visou eliminar condições impostas nos contratos de dívidas celebrados anteriormente à aquisição da subsidiária que dificultavam o aproveitamento de relevantes oportunidades de geração de valor relacionadas ao desenvolvimento do Hub Sergipe. Em outubro/2023 foi também aprovada pelo Conselho de Administração a incorporação da subsidiária pela ENEVA, que permitirá o aproveitamento de sinergias financeiras adicionais para a Companhia integrada.
- Estabilização do Complexo Solar Futura 1, que ao longo do 3T23 reportou EBITDA de R\$ 16,5 milhões, impactado pelas restrições de operações do ONS após corte automático de carga no SIN e pela indisponibilidade de 30% em função das manutenções em determinadas UFVs. Ao final de outubro/2023 o parque encontrava-se com todas as 22 UFVs operacionais, totalizando 692,4 MWac de capacidade instalada.
- Celebração de contrato de compra e venda de energia 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 já contam com contratos firmados no ACL, totalizando um montante contratado de 84% do parque à partir de 2024.
- Realização da primeira operação de estocagem de GNL no FSRU do Hub Sergipe, primeiro marco do desenvolvimento de novos serviços relacionadas à comercialização de gás *on-grid*. O contrato prevê o armazenamento de 152 mil m³ GNL para a QatarEnergy por até 6 meses, até março/2024.

PRINCIPAIS INDICADORES

(R\$ milhões)	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.380,5	1.704,0	39,7%	7.363,0	3.811,7	93,2%
EBITDA ICVM 527/12	891,7	597,4	49,3%	3.248,2	1.559,3	108,3%
EBITDA Ajustado ¹	903,1	597,7	51,1%	3.260,2	1.591,6	104,8%
Margem EBITDA ajustada	37,9%	35,1%	2,9 p.p.	44,3%	41,8%	2,5 p.p.
Resultado Líquido ²	(86,9)	237,8	N/A	508,3	569,9	-10,8%
Investimentos (Competência)	716,1	486,9	47,1%	1.915,6	3.100,8	-38,2%
Fluxo de Caixa Operacional	933,8	540,3	72,9%	2.171,6	1.104,1	96,7%
Dívida Líquida ³	16.066,1	5.691,5	182,3%	16.066,1	5.691,5	182,3%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ^{3,4}	4,2	2,1	100,7%	4,2	2,1	100,7%

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 3T23 e 9M23, 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.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	3T23	2T23	1T23	4T22	3T22
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	98%	100%	100%	100%
Despacho (%)	8%	35%	11%	36%	29%
Geração Líquida (GWh)	107	508	157	579	268
Geração Bruta (GWh)	113	536	165	610	282
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	97%	100%	99%	100%	97%
Despacho (%)	91%	32%	10%	69%	93%
Geração Líquida (GWh)	986	345	116	744	993
Geração Bruta (GWh)	1.043	366	122	788	1.047
Geração para ACR (%)	100%	97,2%	0%	89%	99%
Geração para ACL (%)	0%	2,8%	100%	11,0%	1,0%
Parnaíba III					
Disponibilidade (%)	98%	100%	74%	99%	100%
Despacho (%)	0,3%	9%	4%	0%	67%
Geração Líquida (GWh)	2	36	30	0	252
Geração Bruta (GWh)	2	37	32	0	263
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	0%	100%
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	97%	100%	99%	99%
Despacho (%)	0%	41%	24%	8%	61%
Geração Líquida (GWh)	0	24	13	9	71
Geração Bruta (GWh)	0	25	14	10	75
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	100%	100%	100%	100%
Parnaíba V ¹					
Disponibilidade (%)	100%	97%	100%	95%	-
Despacho (%)	7%	33%	10%	58%	-
Geração Líquida (GWh)	52	265	87	239	-
Geração Bruta (GWh)	55	279	92	252	-
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	-
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	100%	-

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

¹ 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 com capacidade instalada de 385,75MW, em novembro de 2022. Os dados operacionais do 4T22 referentes à usina na tabela acima se referem à disponibilidade, despacho e geração apenas após o início de sua operação comercial.

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás em Roraima	3T23	2T23	1T23	4T22	3T22
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	86%	82%	81%	59%	53%
Despacho (%)	73%	63%	64%	53%	47%
Geração Líquida (GWh)	185	166	164	139	121
Geração Bruta (GWh)	194	174	172	147	128
Geração para ACR (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração a Gás - Combustível de Terceiros ²					
Porto de Sergipe I					
Disponibilidade (%)	97%	97%	97%	96%	79%
Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	2
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	2
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	100%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Fortaleza					
Disponibilidade (%)	100%	100%	59%	100%	100%
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%
Geração Térmica a Carvão					
Itaqui					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	100%
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%

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

² As UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados os dados das usinas de despacho e geração médios do 3T22.

Dados Operacionais

Geração Térmica a Carvão	3T23	2T23	1T23	4T22	3T22
Pecém II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	74%
Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	3
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	3
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	100%
Geração Solar					
Futura 1 ³					
Disponibilidade (%) ⁴	70%	90%	-	-	-
Fator de Capacidade (%) ⁵	31,8%	24,7%	-	-	-
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-46	-13	-	-	-
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	295	205	-	-	-
Geração Líquida (GWh)	292	204	-	-	-
Geração Liquidada Spot (%)	9%	44%	-	-	-
Geração Liquidada Bilaterais (%)	91%	56%	-	-	-
Upstream					
Parnaíba					
Produção (Bi m ³)	0,23	0,24	0,08	0,33	0,39
Reservas remanescentes (Bi m ³)	32,5	32,7	33,0	33,1	28,9
Amazonas					
Produção (Bi m ³)	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04
Reservas remanescentes (Bi m ³)	14,3	14,3	14,4	14,5	14,7

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

³ 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.

⁴ 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.

⁵ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do período, ajustada para considerar também a geração frustrada por restrição no período e 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

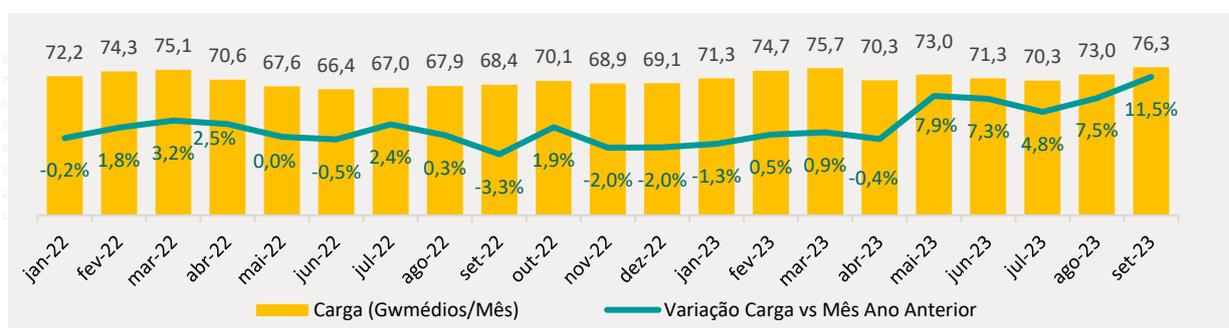
Cenário hidrológico favorável prolongado no país, com continuação dos elevados níveis de reservatórios, mantém a baixa necessidade de despacho termelétrico no 3T23, apesar dos desafios impostos após o corte automático de carga ocorrido em meados do trimestre no SIN brasileiro. No entanto, a intensificação do fenômeno climático El Niño impõe desafios de suprimento regionais e ocasiona aumento das temperaturas médias no país com consequente crescimento expressivo da carga, contribuindo para o aumento do PLD no final do 3T23 e início do 4T23 e refletindo no gradual retorno do despacho termelétrico ao final de outubro de 2023.

A carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) atingiu 73,2 GWm no 3T23, apresentando crescimento significativo de 7,9% frente à carga média de 67,8 GWm do 3T22 e aumento de 2,2% *versus* o 2T23. A carga média diária do 3T23 incluiu 8 dias de carga diária média acima de 80 GWm e 6 dias com registro de carga horária acima de 90 GWm.

O crescimento da carga nas comparações anuais e sequenciais foi impulsionado, principalmente, pelo aumento do consumo de aparelhos de refrigeração, devido ao predomínio de temperaturas acima da média, em grande parte do país, acompanhada de baixos volumes de precipitação, em determinados intervalos dos meses de agosto e setembro de 2023⁶. Esses efeitos climáticos estão relacionados com a intensificação da atuação do fenômeno El Niño, que vem sendo observado ao longo de 2023 e é 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 dos volumes de precipitações na região Sul.

No 3T23, o clima quente e seco elevou o consumo de energia na classe residencial e dos setores comerciais e de serviços, com destaque para o setor de transportes e serviços de informação e comunicação. Também foi observado o crescimento do consumo energético em alguns setores industriais eletrointensivos, como metalurgia, fabricação de produtos alimentícios e extração de minerais metálicos, alavancado pela aceleração na produção de minério de ferro no país⁷.

Carga de Energia Média Mensal – SIN (GWmédios/mês e Variação Anual (%))⁸



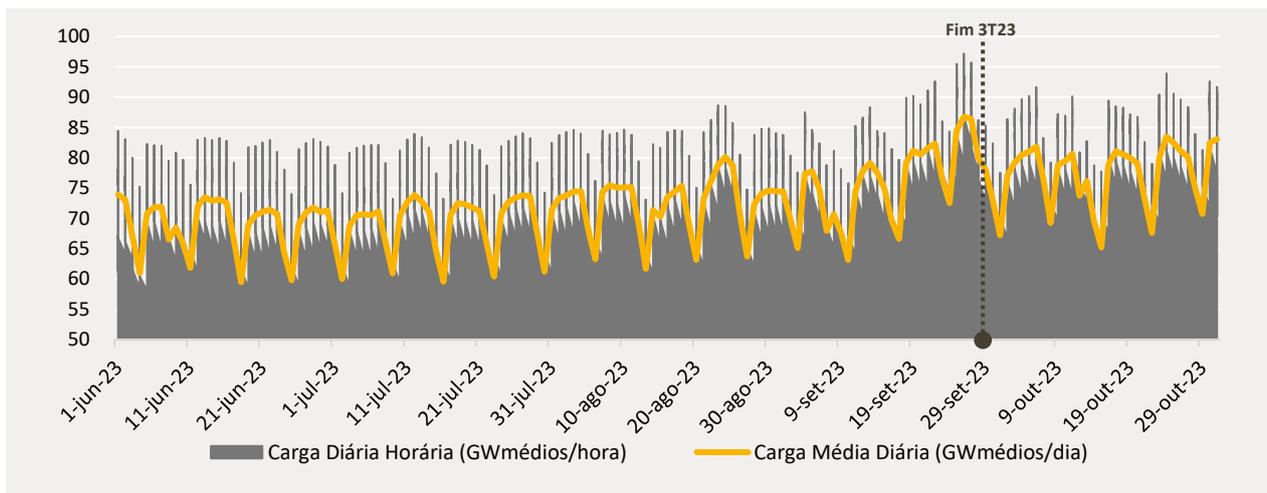
⁶ Fontes: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Boletins de Carga Mensal (Agosto/2023), disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> e Sumário do Programa Mensal de Operação - PMO OUTUBRO 2023| SEMANA OPERATIVA DE 30/09 A 06/10/2023, disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PMO> - Acesso em 22/10/2023.

⁷ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Boletins de Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Julho de 2023 e Agosto de 2023), disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 22/10/2023.

⁸ 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 22/10/2023.

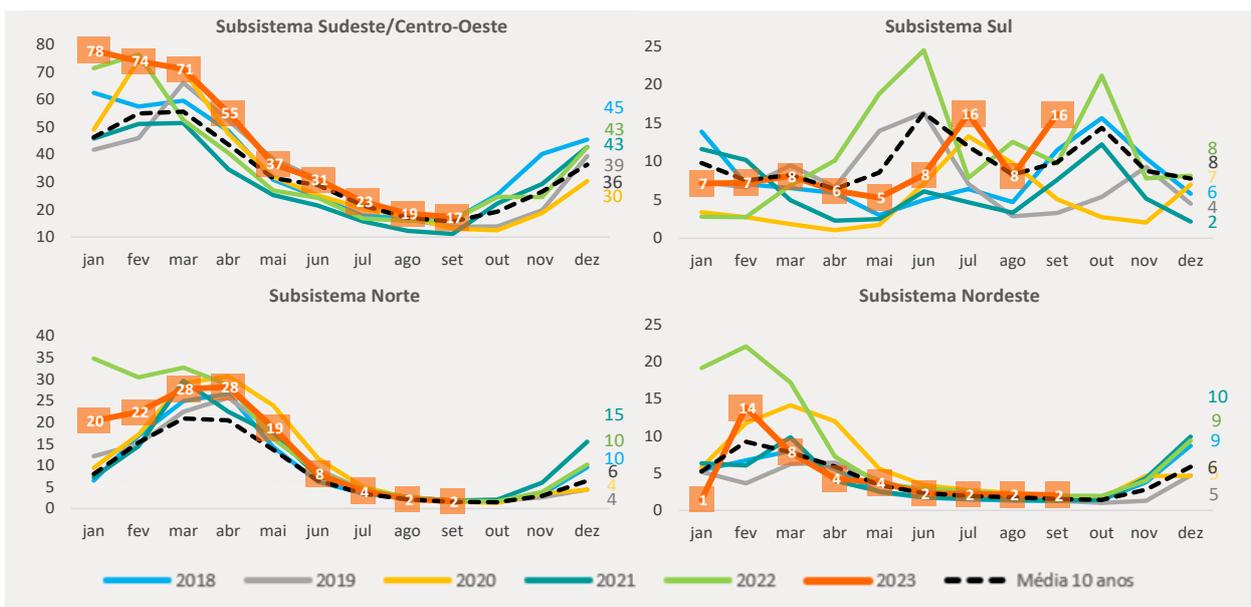
Vale ressaltar que, especificamente no final do mês de setembro, uma elevação súbita das temperaturas no país, com medições completamente atípicas para o trimestre, impulsionou a carga de energia para valores recordes, atingindo valores médios diários de carga acima de 80 GWm/dia nos dias úteis e patamares de carga horária entre 90 e 95 GWm/hora a partir do dia 19 de setembro, como pode ser visualizado no gráfico abaixo. Após o 3T23, continuaram a ser registrados picos de carga médios diários acima de 80 GWm/dia e horários acima de 90 GWh ao longo do mês de outubro de 2023.

Carga de Energia Horária e Diária SIN – (GWmédios/hora e GWmédios/dia)⁹



Como reflexo da atuação do El Niño, também foram observados volumes de precipitações historicamente acima da média de 10 anos para o período nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste no 3T23, impulsionando os volumes de Energia Natural Afluyente (ENA) nos reservatórios.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)¹⁰

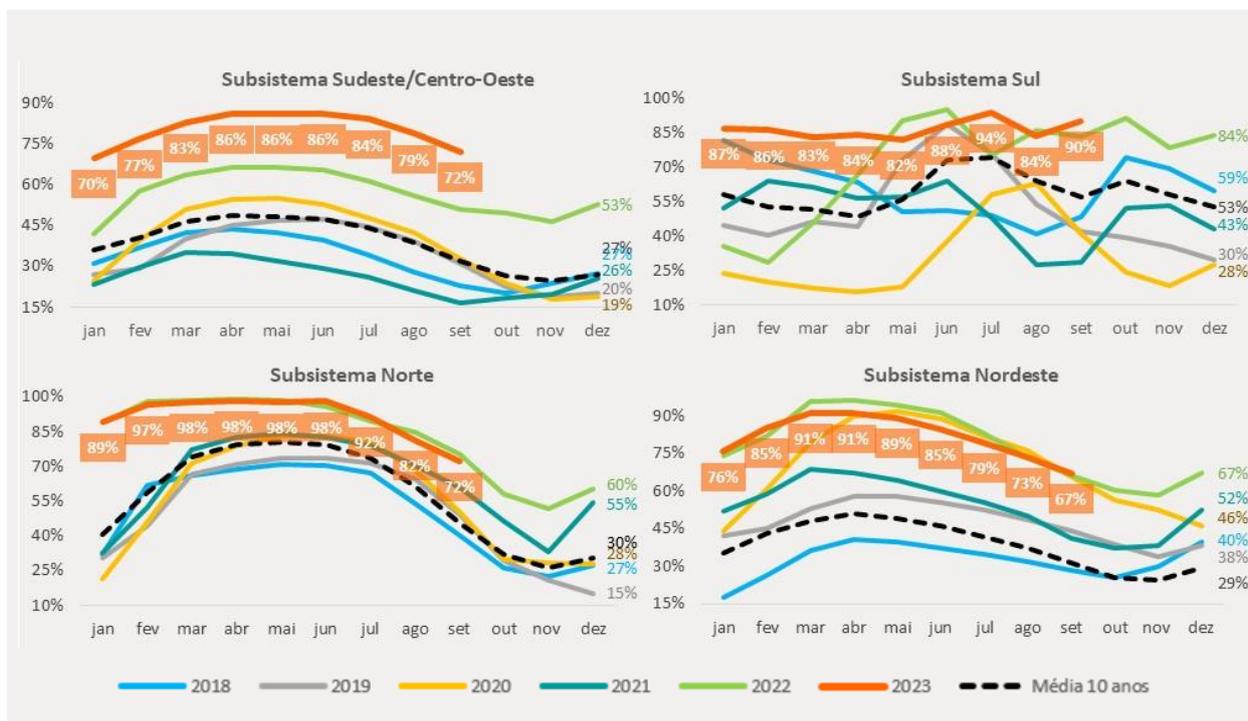


⁹ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 05/11/2023.

¹⁰ 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 22/10/2023.

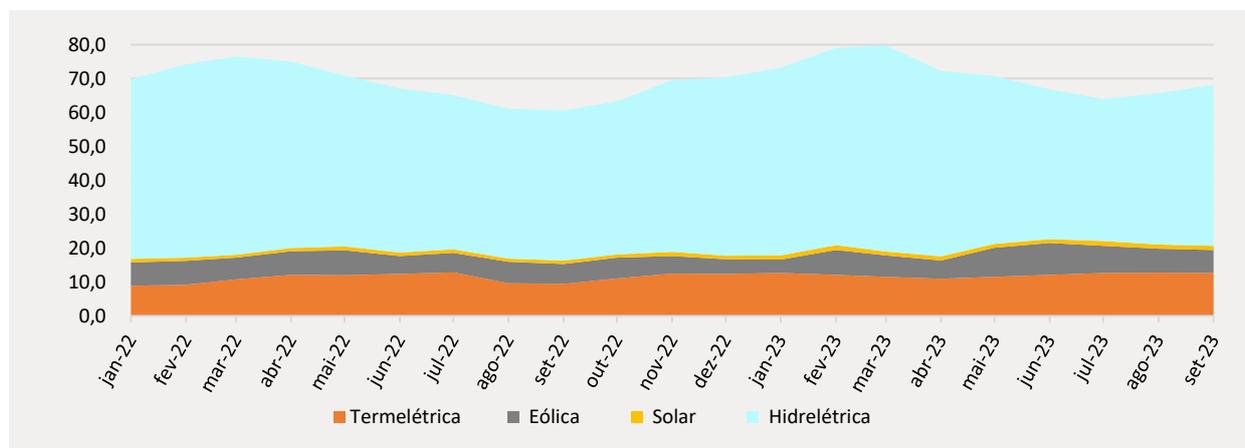
No início do 3T23, os reservatórios em todos os subsistemas ainda se encontravam em patamares superiores à média histórica de 10 anos. Com o volume adicional de ENA no Sul e com o consumo gradual de energia armazenada (EARM) com geração hidrelétrica seguindo o ritmo histórico nos demais subsistema. Os níveis de armazenamento em todos os subsistemas permaneceram acima ou no patamar superior das médias históricas no 3T23.

EARM Histórica (% Armazenamento)¹¹

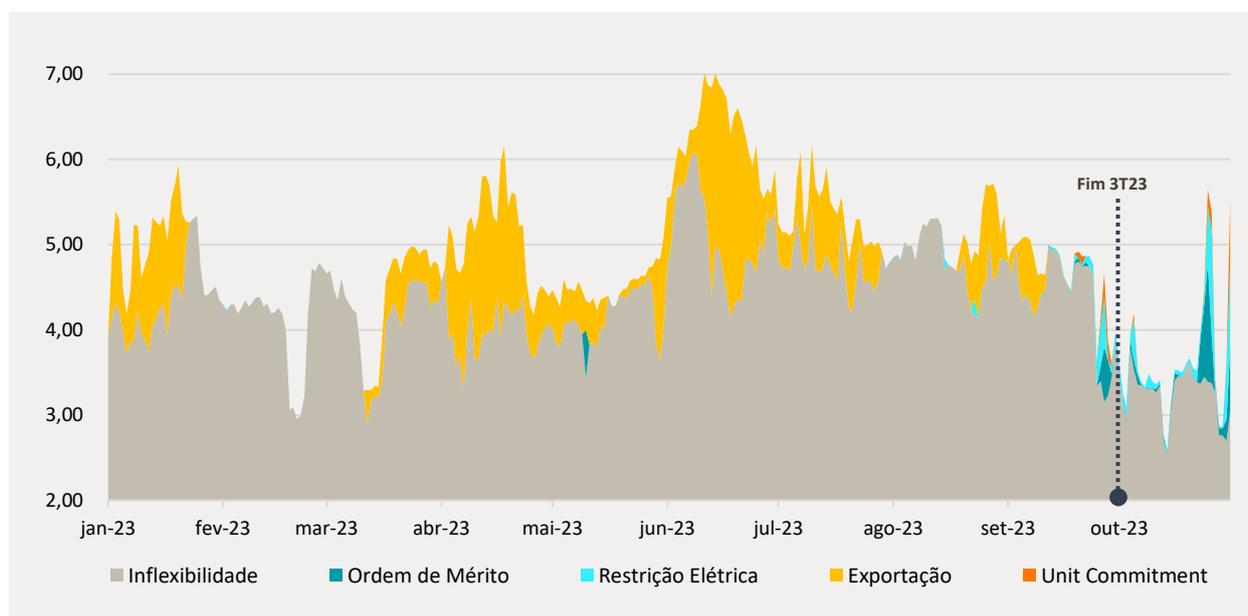


No 3T23, as fontes hidrelétricas reduziram paulatinamente a participação em relação à geração de energia total do SIN, respondendo por 61% da geração média no 3T23, versus 65% no 3T22 e 68% no 2T23. As fontes de geração de energia eólica e solar aumentaram suas respectivas participações em relação à geração de energia total do SIN no 3T23 comparadas ao 2T23, ao passo que a participação da geração termelétrica ficou praticamente estável no período de comparação. Vale ressaltar que o crescimento da geração eólica está alinhado à tendência do período em função da sazonalidade dos ventos.

¹¹ 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 22/10/2023.

Balço energético por fonte - Geração no SIN (GWmédios/dia)¹²


Como reflexo dos níveis ainda elevados de reservatórios, o despacho termelétrico por ordem de mérito no SIN foi próximo a zero no 3T23. A geração de energia por fontes térmicas no trimestre foi basicamente por motivo de inflexibilidade e para exportação para atendimento à matriz energética da Argentina e Uruguai¹³. No entanto, 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) voltou a programar despacho de usinas termelétricas no SIN.

Despacho Térmico por Principais Tipos - SIN (GWmédios/dia)¹⁴


A quantidade total de energia exportada para os países vizinhos registrou média de 0,5 GW médios por dia no 3T23 (redução frente aos 1,4 GW médios diários no 2T23 e aos 0,8 GW médios diários no 3T22), concentrada

¹² Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 22/10/2023.

¹³ Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a República Argentina e para a República Oriental do Uruguai, 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, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pelos operadores nacionais dos sistemas argentinos e uruguaios.

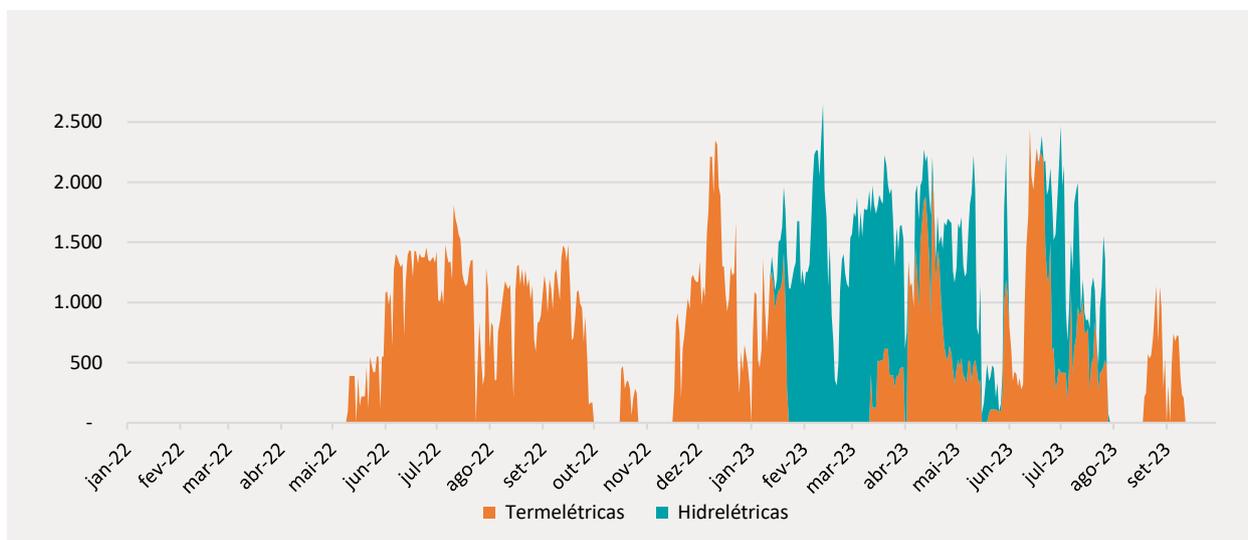
¹⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 05/11/2023.

principalmente no mês de julho, em parte do mês de agosto e nos primeiros 10 dias de setembro. A redução foi sobretudo em função da menor exportação para a Argentina no 3T23, ocasionada por uma combinação de fatores que reduziram tanto a demanda do referido país quanto a oferta de energia para exportação no Brasil.

Sob a ótica da demanda Argentina, o 3T23 foi marcado por temperaturas mais amenas do que as médias para o período de inverno, reduzindo a demanda por energia para calefação no período, assim como pela ocorrência do 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 (Yacyretá) no período. Também nesse sentido, na principal janela de exportação de energia do 3T23, entre julho e início de agosto, uma grande parcela da demanda foi suprida pela exportação do vertimento turbinável das usinas hidrelétricas do Sul do Brasil, limitando a exportação de energia de fontes térmicas.

Adicionalmente, a exportação de energia para os países vizinhos no 3T23 também foi limitada pela menor oferta disponível de geração do Brasil, em função das medidas de segurança adotadas pelo ONS após o evento do corte automático de carga ocorrido em meados de agosto no SIN. Foram impostas restrições de operação e reduzidas as margens de escoamento entre os subsistemas, que ficaram vigentes ao longo de toda a segunda metade do 3T23, buscando garantir a segurança do sistema pelo operador e conter e minimizar a propagação de perturbações identificadas no SIN. As restrições de operação impactaram principalmente os fluxos para intercâmbio dos subsistemas Norte e Nordeste.

Volume de Exportação de Energia (MWmed/dia)¹⁵

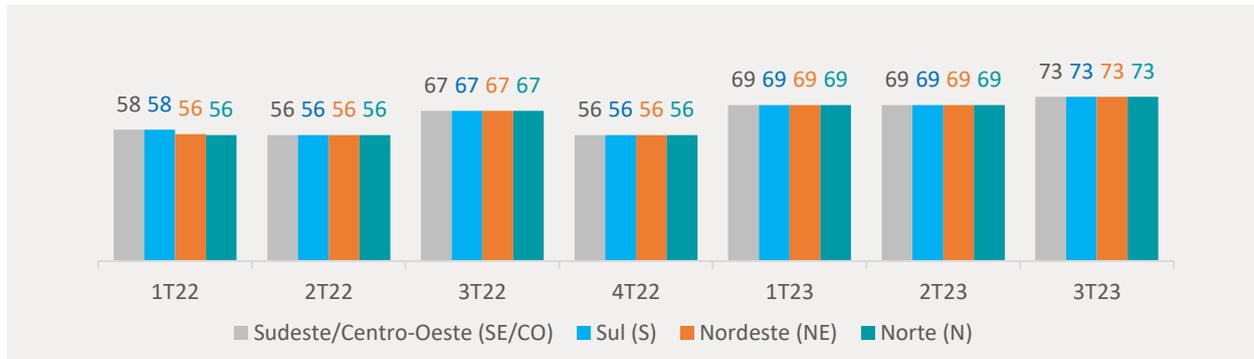


Como resultado do panorama hidrológico ainda favorável no 3T23, o PLD se manteve no piso estrutural, de R\$ 69/MWh (revisado em janeiro/2023) em todos os submercados ao longo de praticamente todos os dias do trimestre. Contudo, na última semana do trimestre, após o aumento brusco das temperaturas para patamares atípicos para o período e conseqüente elevação da carga, combinado a efeitos diversos que contribuíram para uma mudança repentina conjuntural do sistema, como redução da geração eólica e o enfrentamento de problemas em uma linha de transmissão no SIN, o PLD atingiu valores horários máximos entre R\$ 232/MWh e R\$ 620/MWh por 3 dias. Como resultado, o PLD médio totalizou R\$ 73/MWh em todos os submercados no 3T23. Vale ressaltar que, ao longo de outubro de 2023, o PLD continuou a atingir valores médios e máximos acima de R\$ 150/MWh em determinados

¹⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, nos Boletins Diários da Operação, disponível em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 22/10/2023.

dias, principalmente na última semana do mês, impactando no aumento da programação do despacho termelétrico no mérito, conforme descrito acima.

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



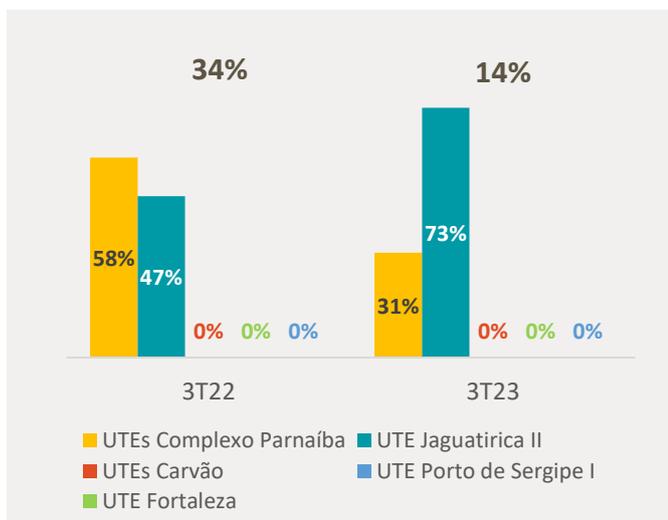
¹⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 22/10/2023.

DESEMPENHO OPERACIONAL ENEVA

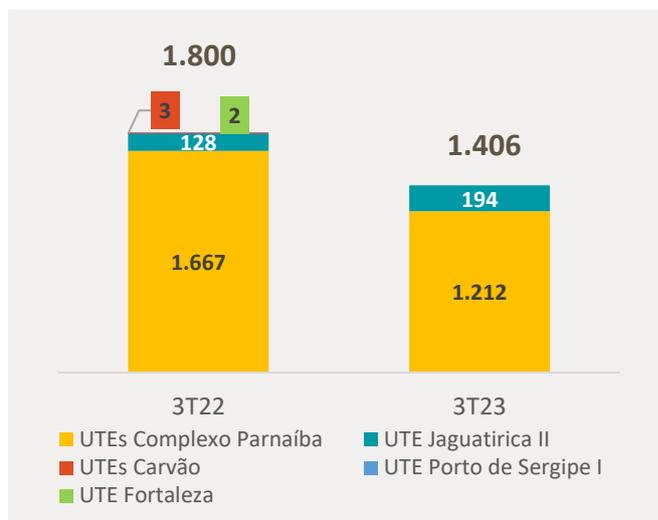
Geração

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva ¹⁷

Despacho Médio Ponderado
pela Capacidade Instalada
(%)



Geração Total de
Energia Bruta
(GWh)



Despacho Regulatório

Manutenção de elevados níveis de reservatórios no 3T23, como consequência do cenário hidrológico favorável prolongado no país, mantendo a falta de necessidade de despacho termelétrico por ordem de mérito das usinas da Eneva conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). No 3T23, o despacho regulatório se concentrou nas seguintes usinas:

- UTE Parnaíba II, em cumprimento ao seu período de inflexibilidade, conforme previsto em seu contrato regulado, despachou desde 1º de junho esse ano. A usina registrou despacho médio de 91% e geração líquida de 986 GWh no 3T23, com menor despacho em função de manutenções programadas realizadas no mês de setembro.
- UTE Jaguaritica II, localizada no sistema isolado de Roraima, apresentou geração líquida de 185 GWh no 3T23. A usina registrou 86% de disponibilidade no período e despacho de 73% no 3T23, versus 82% de disponibilidade e 63% de despacho no 2T23, representando a evolução no processo de estabilização em andamento do sistema de liquefação no Campo do Azulão.

É importante destacar que a UTE Fortaleza possui compromisso de entrega contratual de energia para a distribuidora do estado do Ceará, com vigência até o final de 2023. No trimestre, a usina permaneceu desligada, de forma que o cumprimento contratual se deu por meio da entrega de energia gerada diretamente pelo fornecedor de combustível, conforme mecanismo previsto em contrato de suprimento.

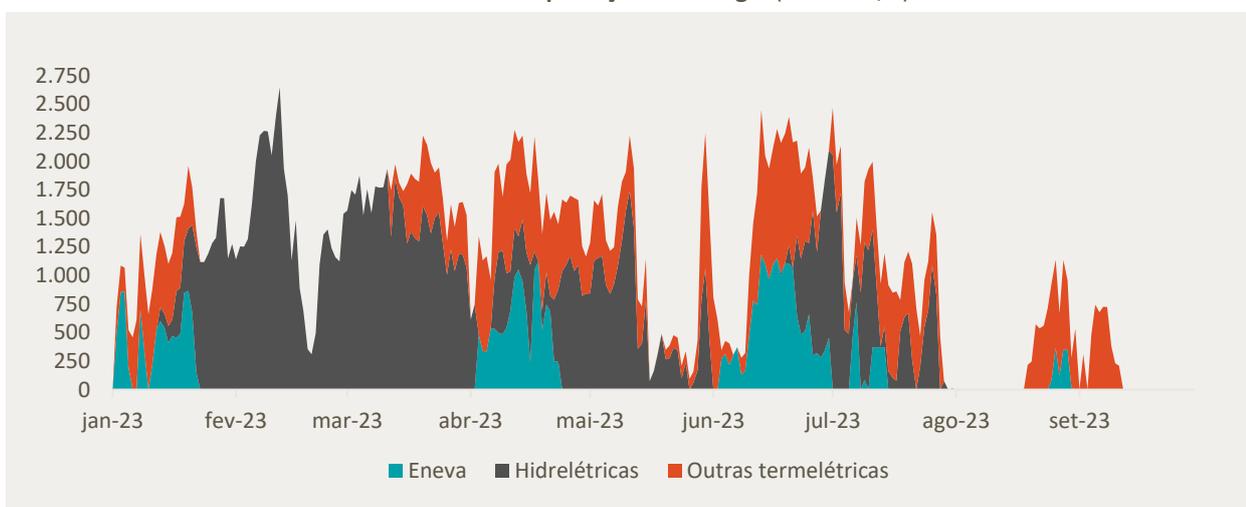
¹⁷ Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados do 3T22 das UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição.

Geração de Energia para Exportação e Liquidação no ACL

No 3T23, a demanda por importação de energia da Argentina e Uruguai registrou 0,5 GW médios por dia no trimestre, redução frente aos 1,4 GW médios diários no 2T23 e aos 0,8 GW médios diários no 3T22, sendo concentrada principalmente no mês de julho, em parte do mês de agosto e nos primeiros 10 dias de setembro, como resultado dos efeitos explicados na seção anterior. Nesse contexto, a geração termelétrica para exportação de energia no Complexo Parnaíba ocorreu em duas janelas dos meses de julho e agosto, apenas no ciclo combinado de Parnaíba I e Parnaíba V.

O gráfico abaixo mostra o volume exportado por fonte desde o início de 2023, com destaque para os volumes da Eneva:

Volume de Exportação de Energia (MWmed/d) ¹⁸



A geração de energia líquida para exportação do Complexo Parnaíba totalizou 158 GWh no 3T23 com as operações das UTEs Parnaíba I e Parnaíba V, sendo 101 GWh comercializados a preços estabelecidos em contratos bilaterais e 57 GWh liquidados à PLD referente ao volume excedente. Os principais fatores para o maior volume de energia gerado frente ao comercializado para exportação no trimestre são: (i) variação horária na demanda de energia para exportação; (ii) restrições operativas e limitações de modulação de carga de cada usina; e (iii) gestão do *timing* de *ramp-up*. Vale ressaltar que o consumo total de gás do complexo por MWh de energia gerada para as atividades de exportação foi 44% menor na comparação com o 3T22, mesmo com a necessidade de modulação de carga e com liquidação de energia a PLD, impulsionado pelo início da operação do ciclo combinado entre as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V.

No 3T23, a geração de energia das usinas do Complexo Parnaíba para atividades de exportação foi 62% menor na comparação com o 3T22, em função da menor demanda exigida de energia pela Argentina e Uruguai, conforme mencionado na seção anterior.

¹⁸ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, disponível em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>

Destinação da Geração Total de Energia Líquida no Complexo Parnaíba no 3T23 (GWh)

Geração Líquida (GWh)	Exportação geração liquidada em preços estabelecidos em contratos bilaterais	SIN (ACL) geração liquidada a PLD por ocasião de exportação (restrições de modulação)	SIN (ACR) ¹ geração por fins de inflexibilidade	Total
UTE				
Parnaíba I	65	41	-	107
Parnaíba II	-	-	986	986
Parnaíba III	-	-	2	2
Parnaíba IV	-	-	-	-
Parnaíba V	36	16	-	52
Total	101	57	988	1.146

¹ A Geração na UTE Parnaíba II no 3T23 foi integralmente destinada ao cumprimento da inflexibilidade contratual regulatória, sem recebimento de receita variável; enquanto a geração na UTE Parnaíba III foi liquidada a PLD em função da necessidade de comprovação de disponibilidade.

Geração Solar

A operação comercial de 100% do Complexo Solar Futura 1 teve início ao final de maio/2023, 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 geração líquida do Complexo no 3T23 somou 292 GWh, 88 GWh maior na comparação com o 2T23, período em que o Complexo ainda estava em fase de energização gradual e testes.

A disponibilidade de 70% neste trimestre reflete as paradas para manutenções realizadas no período para correção de intercorrências verificadas no contexto de estabilização do complexo em função do início da operação comercial das usinas. Com isso, foi realizado o desligamento de 6 UFVs entre julho e início de setembro, permanecendo 3 UFVs ainda desligadas ao final do trimestre. Ao final de outubro o parque já se encontrava com suas 22 UFVs completamente operacionais e estabilizadas.

Vale destacar que a geração no 3T23 também foi impactada por restrições de operação implementadas pelo ONS com a aplicação de reduções das margens de escoamento entre os subsistemas motivadas pelo corte automático de carga ocorrido no SIN em agosto/23, impedindo a operação do complexo em determinados períodos do trimestre.

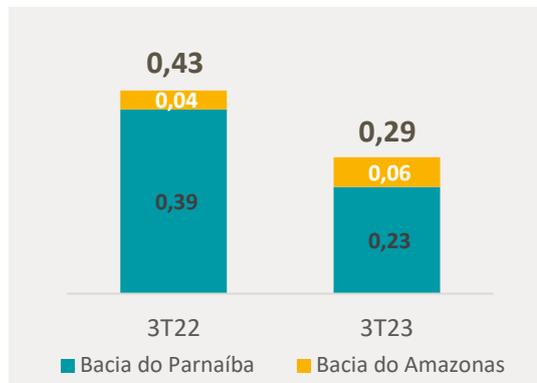
O fator de capacidade do parque operacional atingiu 31,8% considerando a geração bruta da capacidade disponível e a geração frustrada por restrição no período.

Upstream

Produção e Reservas

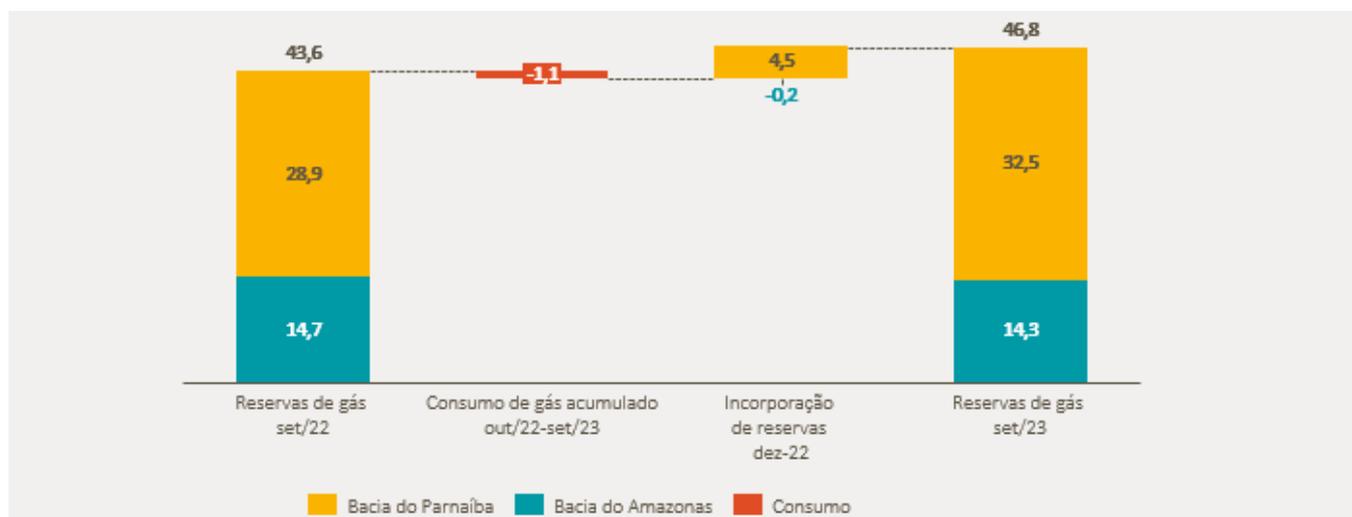
No 3T23, a produção de gás natural da Companhia totalizou 0,29 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,23 bcm no Complexo Parnaíba e 0,06 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, para suprimento à UTE Jaguatirica II. O menor volume de gás produzido no trimestre quando comparado ao 3T22 foi devido à menor geração de energia para exportação pelas usinas do Complexo Parnaíba, efeito que compensou o maior volume de gás produzido no Campo de Azulão na comparação trimestral.

Produção de Gás Acumulada (bcm)



A Eneva encerrou o 3T23 com um total de reservas 2P de gás natural de 46,8 bcm. Desse volume, 32,5 bcm concentravam-se na Bacia do Parnaíba e 14,3 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo do Azulão, refletindo o saldo das reservas certificadas divulgadas em 01 de fevereiro de 2023 nos relatórios de certificação de reservas referentes a 31 de dezembro de 2022, elaborados pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), e descontando o consumo de gás acumulado nos 9M23.

Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)¹⁹



De acordo com os relatórios certificados pela GCA em 31 de dezembro de 2022, a Eneva detinha reservas 2P de condensado no total de 5,7 milhões de barris (MMbbl), sendo 0,3 MMbbl na Bacia do Parnaíba e 5,4 MMbbl no Campo de Azulão.

¹⁹ Fonte: Conforme relatórios certificados pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) referentes: (i) para set/22: relatórios de 31 de dezembro de 2021 (Bacia do Parnaíba) e de 30 de abril de 2022 (Bacia do Amazonas), descontado o consumo de gás observado ao longo dos períodos até set/22 e; (ii) para set/23: relatórios de 31 de dezembro de 2022, descontando consumo de gás acumulado observado até set/23.

DESEMPENHO FINANCEIRO

CONSOLIDADO

DRE Consolidado	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	2.380,5	1.704,0	39,7%	7.363,0	3.811,7	93,2%
Custos Operacionais	(1.360,5)	(1.150,6)	18,2%	(3.733,1)	(2.154,0)	73,3%
Despesas Operacionais	(138,5)	(170,1)	-18,6%	(445,5)	(460,1)	-3,2%
SG&A	(112,8)	(146,2)	-22,9%	(350,4)	(378,2)	-7,3%
Despesas com Exploração G&G	(25,7)	(23,9)	7,5%	(95,1)	(81,9)	16,1%
Poços secos e PCLD	(11,3)	(0,3)	N/A	(12,0)	(32,3)	-63,0%
Depreciação e amortização	(398,2)	(177,7)	124,0%	(1.194,7)	(453,7)	163,3%
Custos	(274,2)	(164,2)	67,0%	(780,1)	(411,9)	89,4%
Despesas	(124,0)	(13,5)	815,0%	(414,7)	(41,8)	891,1%
Outras receitas/despesas	9,9	213,4	-95,3%	62,8	359,7	-82,5%
Equivalência Patrimonial	0,2	0,7	-68,7%	0,9	2,1	-54,2%
EBITDA ICVM 527/12	891,7	597,4	49,3%	3.248,2	1.559,3	108,3%
EBITDA Ajustado ¹	903,1	597,7	51,1%	3.260,2	1.591,6	104,8%
Resultado Financeiro Líquido	(635,5)	(113,7)	458,9%	(1.379,0)	(371,4)	271,3%
EBT	(142,0)	306,0	N/A	674,5	734,1	-8,1%
Impostos Correntes	(10,5)	(31,1)	-66,4%	(110,5)	(60,9)	81,4%
Impostos Diferidos	83,1	(39,7)	N/A	(20,8)	(104,7)	-80,1%
Resultado Líquido do Período	(69,4)	235,2	N/A	543,2	568,6	-4,5%
Participações Minoritárias	17,5	(2,6)	N/A	34,9	(1,4)	N/A
Resultado Líquido Eneva	(86,9)	237,8	N/A	508,3	569,9	-10,8%

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).

A Companhia atingiu R\$ 891,7 milhões de EBITDA ICVM Consolidado no trimestre, um importante crescimento de 49,3% frente ao mesmo período do ano anterior. Desconsiderando o efeito contábil (não caixa) *one-off* ocorrido no 3T22 referente ao ganho da compra vantajosa da aquisição da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) no valor de R\$ 215,9 milhões, o crescimento foi de 134%. Os principais destaques que impulsionaram o desempenho positivo no EBITDA do 3T23 foram:

- (i) incremento de R\$ 444,1 milhões referente ao reconhecimento do resultado integral do EBITDA das aquisições da CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (controladora de “CELSE – Centrais Elétricas do Sergipe”), concluída em outubro/22, e da CGTF, concluída em agosto/22, cuja contribuição no EBITDA do 3T22 considerou apenas o período a partir do *closing* da operação, compreendido entre 23 de agosto e 30 de setembro/22;
- (ii) aumento de R\$ 65,3 milhões no EBITDA de UTE Jaguatirica II, acompanhando, principalmente, os avanços registrados na estabilização da planta de liquefação que suporta a usina, que neste trimestre apresentou maior disponibilidade e despacho médio;
- (iii) crescimento de R\$ 27,5 milhões em Geração Solar, cujo resultado ainda refletiu o cenário de estabilização do Complexo Futura 1, ainda em andamento no 3T23, porém já registrando uma melhora sequencial frente ao 2T23, considerando o início das operações comerciais iniciadas em maio/23. Vale reforçar que o Complexo Solar foi estabilizado ao final de outubro;
- (iv) melhora de R\$ 14,9 milhões no segmento de Carvão, refletindo, basicamente, o impacto do reajuste da receita fixa contratual anual em um cenário de redução de custos.

A dinâmica positiva destes segmentos foi parcialmente compensada pelos efeitos abaixo, que atenuaram o aumento do EBITDA:

- (i) redução no EBITDA do segmento de Holding e Outros (ex-Equivalência) em R\$ 161,8 milhões no 3T23 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, refletindo a contabilização mencionada anteriormente, no 3T22, referente ao ganho por compra vantajosa da aquisição da CGTF concluída naquele período. Apesar desse impacto positivo no 3T22, a redução anual foi de R\$ 43,8 milhões nas despesas gerais e administrativas (SG&A) desse segmento;
- (ii) o resultado da Comercializadora, que apresentou um EBITDA negativo de R\$ 28,0 milhões no 3T23, decorrente principalmente da variação contábil da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia no trimestre em -R\$ 20,7 milhões, impactada pelo aumento da curva de preço de energia no final do período (frente a uma variação de MTM positiva de R\$ 24,5 milhões no 3T22). Vale ressaltar que essa variação se trata de um efeito não caixa, e que a despeito do impacto negativo pontual no resultado da Comercializadora, aumentos na curva de preços de energia possuem efeitos positivos para a Eneva, acelerando a perspectiva de despacho e a consequente monetização das reservas de gás da Companhia.

É importante destacar a redução de 22,9%, ou R\$ 33,5 milhões, no SG&A consolidado no 3T23 em comparação ao 3T22 em base nominal, demonstrando os resultados obtidos pela Companhia com suas iniciativas de eficiência operacionais e otimizações administrativas, mesmo em um contexto de crescimento de sua base de ativos, com a conclusão de processos de aquisição e a entrada em operação de projetos no período.

No 3T23, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 635,5 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 113,7 milhões no 3T22. Um dos principais impactos no trimestre é relacionado aos efeitos na variação cambial (não caixa) contabilizada sobre o saldo do arrendamento do navio FSRU (IFRS16) da UTE Porto de Sergipe (CELSE) em R\$ 129,2 milhões no 3T23, assim como pelas menores receitas financeiras de aplicações financeiras no período (-R\$ 135,2 milhões versus 3T22), refletindo o menor saldo de caixa médio no 3T23 comparado ao 3T22. Vale lembrar que no 3T22 o caixa encontrava-se temporariamente em patamar expressivo após o aumento de capital e captações de dívidas para fazer frente, principalmente, ao pagamento da aquisição da CELSE pela Companhia, concluída logo após o fechamento do 3T22.

Adicionalmente, o crescimento das despesas financeiras com juros sobre debêntures, encargos de dívidas e variação cambial e monetária sobre as dívidas da Companhia em R\$ 271,4 milhões foi majoritariamente impactado pela entrada do fluxo da dívida da CELSE no resultado financeiro da Eneva após a aquisição concluída no 4T22, pelas captações realizadas no último ano e pelo início da classificação no resultado financeiro de despesas financeiras relacionadas às dívidas captadas para os Projetos UTE Parnaíba V e Complexo Solar Futura 1 com o início da operação comercial dos ativos.

As rubricas de tributos somaram R\$ 72,6 milhões positivos no 3T23, suportadas pelo montante de R\$ 83,1 milhões de impostos diferidos contabilizados no trimestre.

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	3T23	3T22	Var.Abs.	9M23	9M22	Var.Abs.
R\$ Milhões						
EBITDA ICVM 527/12	891,7	597,4	294,3	3.248,2	1.559,3	1.688,9
(+) Var. Capital de Giro	73,5	41,4	32,1	(743,6)	(396,5)	(347,1)
(+) Imposto de renda	(26,7)	(24,5)	(2,2)	(206,6)	(51,7)	(154,9)
(+) Var. Outros ativos e passivos	(4,7)	(74,1)	69,4	(126,4)	(6,9)	(119,5)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	933,8	540,3	393,6	2.171,6	1.104,1	1.067,4
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(792,3)	(554,2)	(238,1)	(1.773,8)	(3.489,1)	1.715,3
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	817,6	3.929,5	(3.111,9)	225,5	9.637,8	(9.412,4)
Captações	5.577,0	4.202,0	1.375,0	6.610,3	6.429,0	181,2
Caixa Restrito CELSE	(5.000,0)	-	(5.000,0)	(5.000,0)	-	(5.000,0)
Amortização de Principal e Juros ¹	(464,1)	(101,2)	(362,9)	(2.904,8)	(587,0)	(2.317,8)
Outros	704,7	(171,4)	876,1	1.520,0	3.795,8	(2.275,8)
Posição de Caixa Final de Período ²	2.645,9	8.930,6	(6.284,8)	2.645,9	8.930,6	(6.284,8)
Liberação Caixa Restrito	5.000,0	-	N/A	5.000,0	-	N/A
Pré-pagamento/Recompra Dívida Anterior	(5.562,6)	-	N/A	(5.562,6)	-	N/A
Resultado Líquido Restituições, Deságio, Fees e Custos ³	162,9	-	N/A	162,9	-	N/A
Liberação Depósitos Vinculados	719,6	-	N/A	719,6	-	N/A
Posição de Caixa Ajustado refinanciamento CELSE ⁴	2.965,8	8.930,6	(5.964,9)	2.965,8	8.930,6	(5.964,9)

1 - Estão incluídas nessas linhas as movimentações de depósitos vinculados constituídos ou liberados para pagamentos de principal e juros.

2 - Inclui caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. Não considera o caixa restrito e demais depósitos vinculados relacionados ao processo de reestruturação da dívida da CELSE.

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

4 - Ajustado para incluir efeitos relacionados à reestruturação da dívida da CELSE com a conclusão do processo no 4T23.

O fluxo de caixa operacional (FCO) no 3T23 totalizou R\$ 933,8 milhões, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e melhorado, principalmente, pelo impacto positivo da variação de capital de giro no período.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) no 3T23, por outro lado, somou saída de caixa total de R\$ 792,3 milhões no 3T23, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos:

- (i) R\$ 228,5 milhões referentes à construção do projeto Azulão 950MW, considerando os pagamentos direcionados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- (ii) R\$ 212,2 milhões em desembolsos efetuados para Futura 1 referentes à grande parte dos pagamentos remanescentes provisionados ao longo de 2022 para a construção do Complexo;
- (iii) R\$ 96,3 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;
- (iv) R\$ 58,3 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.; e
- (v) R\$ 55,0 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.

O Fluxo de Caixa de Financiamento (“FCF”) do 3T23 totalizou entrada de caixa líquida de R\$ 817,6 milhões, justificado, sobretudo, pelos impactos abaixo:

- Captação de R\$ 5.000 milhões realizada no 3T23, referente à 2ª emissão de debênture da CELSE, no âmbito de sua reestruturação financeira, realizada pela Companhia entre o 3T23 e o 4T23 (para um maior detalhamento sobre toda a operação, vide seção de Endividamento mais à frente), sendo composta por 3 séries: (i) a 1ª série no valor de R\$ 500 milhões; (ii) a 2ª série no valor de R\$ 2.700 milhões e; (iii) a 3ª série no valor de R\$ 1.800 milhões. Vale ressaltar que o montante captado foi classificado como Caixa Restrito (Depósitos Vinculados do Ativo) para suportar o pagamento da dívida no 4T23. Com isso, a captação realizada para o refinanciamento da CELSE teve impacto nulo no fluxo de caixa livre do 3T23;
- Captação de R\$ 500 milhões por meio de duas Notas de Crédito à Exportação emitidas pelo Banco do Brasil e Santander, no valor individual de R\$ 250 milhões cada;
- Amortizações de principal e juros e constituição de saldo de depósitos vinculados no total de -R\$ 464,1 milhões;
- Antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios referentes aos Contratos de Comercialização de Energia ao Ambiente Regulado (CCEARs) das UTEs Itaqui e Pecém II, no montante de R\$ 850 milhões, contabilizadas na linha de “Outros”, parcialmente compensado por uma despesa de R\$ 88 milhões referentes a arrendamento, cujo principal item é o arrendamento do FSRU do Hub Sergipe.

Como resultado, a Eneva encerrou o 3T23 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.645,9 milhões.

Efeitos Positivos no Fluxo de Caixa após Reestruturação Dívida da CELSE

A operação de reestruturação da dívida da CELSE concluída no 4T23 resultou em impacto financeiro positivo de adição de caixa de R\$ 320 milhões para a Companhia, saindo de um saldo de caixa de R\$ 2.645,9 milhões no final do 3T23 para R\$ 2.965,7 milhões após todos os eventos relacionados ao processo de refinanciamento.

Além do ganho de caixa obtido, a reestruturação também reduziu o saldo financeiro da dívida em R\$ 560,3 milhões, conforme será detalhado na seção de Endividamento.

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	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	520,7	613,8	-15,2%	1.739,5	1.601,3	8,6%
Receita Fixa	383,7	361,7	6,1%	1.151,0	1.085,3	6,1%
Receita Variável	137,0	252,1	-45,6%	588,5	516,1	14,0%
Contratual	0,0	0,0	N/A	0,1	(13,0)	N/A
Mercado de curto prazo	137,0	252,1	-45,7%	588,4	529,1	11,2%
Exportação	43,7	201,4	-78,3%	418,9	407,1	2,9%
Trading	96,4	37,4	157,8%	148,6	91,4	62,5%
Outros	(3,1)	13,3	N/A	21,0	17,5	19,9%
Deduções sobre a Receita Bruta	(52,3)	(61,3)	-14,8%	(174,6)	(159,3)	9,6%
Receita Operacional Líquida	468,4	552,4	-15,2%	1.564,9	1.442,1	8,5%
Custos Operacionais	(385,7)	(475,1)	-18,8%	(1.049,6)	(1.018,7)	3,0%
Custo Fixo	(143,0)	(137,7)	3,9%	(415,8)	(464,4)	-10,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(48,4)	(46,9)	3,2%	(137,6)	(191,0)	-27,9%
O&M	(28,5)	(27,7)	2,9%	(79,8)	(77,9)	2,5%
Arrendamento fixo UTG	(66,2)	(63,2)	4,8%	(198,4)	(195,6)	1,4%
Custo Variável	(203,1)	(294,2)	-31,0%	(516,2)	(502,6)	2,7%
Gás Natural	(89,4)	(147,3)	-39,3%	(217,1)	(221,8)	-2,1%
Distribuidora	(6,3)	(10,8)	-41,2%	(17,2)	(16,2)	5,9%
Arrendamento variável UTG	(5,5)	(54,3)	-89,9%	(45,7)	(117,2)	-61,0%
Devolução Receita Fixa	(7,3)	(41,8)	-82,5%	(80,2)	(77,7)	3,1%
Trading	(86,9)	(32,4)	168,1%	(131,8)	(49,6)	165,6%
Outros	(7,6)	(7,6)	0,2%	(24,3)	(20,0)	21,8%
Depreciação e amortização	(39,5)	(43,2)	-8,5%	(117,6)	(129,5)	-9,2%
Despesas Operacionais	(7,7)	(9,5)	-18,9%	(26,1)	(22,9)	14,3%
SG&A	(7,6)	(9,4)	-19,2%	(25,6)	(22,3)	14,6%
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,2)	-6,7%	(0,5)	(0,5)	4,2%
Outras Receitas/Despesas	(0,7)	(0,3)	148,5%	(0,6)	43,7	N/A
EBITDA ICVM 527/12	114,0	110,8	2,9%	606,7	574,2	5,7%
Margem EBITDA (%)	21,9%	18,1%	3,8 p.p.	34,9%	35,9%	-1,0 p.p.

No 3T23, a receita operacional líquida do segmento registrou redução de 15,2%, em comparação ao 3T22, totalizando R\$ 468,4 milhões. A receita fixa bruta somou R\$ 383,7 milhões no trimestre, refletindo o reajuste anual contratual a IPCA, realizado no mês de novembro de 2022. Por outro lado, a receita variável bruta do segmento apresentou redução de 45,6% na comparação dos períodos, totalizando R\$ 137,0 milhões, devido, basicamente, à combinação dos dois efeitos abaixo:

- (i) Menor patamar de exportação de energia²⁰ para a Argentina e Uruguai com redução de R\$ 157,7 milhões de receita no período, em função da queda da demanda dos países e das limitações operativas impostas pela ONS após a instabilidade do sistema elétrico ocorrida em agosto de 2023. No 3T23, foram liquidados 101,3 GWh a preços estabelecidos em contratos bilaterais, totalizando R\$ 39,7 milhões de receita bruta, além de 57,3 GWh liquidados à PLD, totalizando R\$ 4,0 milhões de receita bruta referente ao excedente de geração para a exportação em função das limitações de modulação de carga das usinas. Vale ressaltar que, mesmo com o baixo patamar de despacho do trimestre, a receita de exportação acumulada do ano de 2023 apresenta um crescimento de 2,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, evidenciando uma maior distribuição de despacho ao longo do ano;
- (ii) Crescimento das receitas referentes às operações de trading no trimestre em R\$ 59,0 milhões no período comparativo. O aumento no 3T23 foi referente às transações de compra e venda de energia utilizando o lastro descontratado da UTE Parnaíba I, com destaque para dois contratos, sendo um de compra e venda de cerca de 127MWh firmado em 2022 e o outro de 150MWh celebrado no próprio trimestre. Vale ressaltar que se referem a operações de compra e venda de energia, com contrapartida para essa linha de receita na rubrica de Custo Variável – Trading, gerando resultado financeiro próximo a zero.

Os custos variáveis reduziram 31,0% na comparação dos períodos, em função, sobretudo, do menor patamar de despacho e das eficiências obtidas com a entrada em operação da UTE Parnaíba V. As principais reduções foram nas linhas de custos com combustível, distribuidora de gás e devolução de receita fixa. Dessa forma, ampliamos a margem variável de geração de R\$ 28,3/MWh no 3T22 para R\$ 42,5/MWh no 3T23.

Já os custos fixos contabilizaram crescimento de 3,9% em comparação com o mesmo período de 2022, ligeiramente abaixo da inflação acumulada do período, resultado dos esforços de eficiência das operações. Com isso, a margem fixa do segmento cresceu cerca de R\$ 17,0 milhões na comparação entre o 3T23 e o 3T22.

O EBITDA das operações de exportação de energia totalizou R\$ 28,7 milhões no 3T23, incluindo a venda de energia de fato exportada e o montante de energia liquidada a PLD em função das limitações de modulação de carga. Vale ressaltar que grande parte do EBITDA gerado para exportação é repassado ao segmento de *Upstream* por meio do custo de combustível pago pelas usinas, à exceção da UTE Parnaíba V, que opera exclusivamente por turbina a vapor, e do arrendamento variável pago pelas UTEs Parnaíba I e Parnaíba III.

Como resultado principalmente do crescimento da margem fixa e da redução das despesas gerais e administrativas no período, o EBITDA do segmento cresceu R\$ 3,2 milhões em relação ao 3T22, atingindo R\$ 114,0 milhões no 3T23, com crescimento de margem EBITDA de 3,8 p.p. no período.

²⁰ Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina e o Uruguai, 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, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pelos operadores e planejadores do sistema elétrico argentino e uruguaio.

Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II (“UTE Jaguaririca II”) e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina. É importante observar que o resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*.

A UTE Jaguaririca 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.

DRE – UTE Jaguaririca II	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	181,6	155,5	16,8%	534,8	331,3	61,4%
Receita Fixa	135,0	126,8	6,5%	405,1	272,2	48,8%
Receita Variável	46,6	28,7	62,3%	129,7	59,1	119,5%
Contratual	46,6	28,7	62,3%	129,7	59,1	119,5%
Mercado de curto prazo	-	-	N/A	-	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(30,0)	(70,0)	-57,2%	(118,7)	(108,2)	9,7%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(21,6)	(63,4)	-66,0%	(94,3)	(93,8)	0,5%
Receita Operacional Líquida	151,6	85,6	77,2%	416,1	223,1	86,5%
Custos Operacionais	(97,3)	(84,4)	15,3%	(277,5)	(164,5)	68,7%
Custo Fixo	(49,2)	(55,1)	-10,7%	(147,8)	(100,4)	47,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,2)	0,0	N/A	(0,8)	0,0	N/A
O&M	(49,0)	(55,1)	-11,1%	(147,0)	(100,4)	46,4%
Arrendamento fixo UTG	-	-	N/A	-	-	N/A
Custo Variável	(15,4)	(9,2)	67,3%	(42,0)	(20,3)	106,6%
Gás Natural	(13,0)	(8,3)	57,5%	(35,3)	(17,6)	100,9%
Outros	(2,3)	(0,9)	155,4%	(6,6)	(2,7)	143,9%
Depreciação e amortização	(32,7)	(20,1)	62,7%	(87,8)	(43,8)	100,5%
Despesas Operacionais	(7,2)	(5,2)	38,9%	(20,8)	(13,6)	52,6%
SG&A	(7,2)	(5,2)	38,9%	(20,8)	(12,8)	62,3%
Depreciação e amortização	-	-	N/A	-	(0,8)	N/A
Outras Receitas/Despesas	1,5	0,0	N/A	1,3	0,0	N/A
EBITDA ICVM 527/12	81,4	16,1	405,4%	206,9	89,6	130,8%
Margem EBITDA (%)	53,6%	18,8%	1,9 p.p.	49,7%	40,2%	0,2 p.p.

No 3T23, a UTE Jaguaririca II registrou uma receita operacional líquida de R\$ 151,6 milhões, aumento de 77,2% em relação ao 3T22, em função dos seguintes fatores:

- (i) Crescimento da receita fixa em R\$ 8,2 milhões na comparação entre os períodos, em função do reajuste contratual anual pelo IPCA, realizado em novembro de 2022;
- (ii) Aumento da receita variável bruta contratual no montante de R\$ 17,9 milhões, em função da maior disponibilidade e despacho médio da usina no trimestre, que registrou 86% de disponibilidade e 73% de despacho no 3T23, versus 53% e 47% no 3T22, respectivamente;
- (iii) Menor dedução da receita relacionada à indisponibilidade da usina, que reduziu R\$ 41,8 milhões no 3T23 em relação ao valor reportado no 3T22, refletindo a melhoria contínua da taxa de disponibilidade da usina. Vale destacar que a taxa de disponibilidade atingiu média de 88% em outubro de 2023.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 49,2 milhões no 3T23, redução de 10,7% na comparação com o 3T22, devido à menor necessidade de gastos com materiais e manutenções corretivas refletindo os progressos na estabilização da operação. Com isso, foi registrada melhora de R\$ 55,1 milhões na margem fixa do segmento na comparação anual.

No 3T23 os custos variáveis cresceram R\$ 6,2 milhões no período de análise, em função principalmente do maior consumo de combustível, para fazer frente ao maior despacho da usina no 3T23. A despeito do aumento dos custos variáveis, a operação da usina também registrou aumento de margem variável de R\$ 10,7 milhões do 3T22 para o 3T23, impulsionado pelo reajuste anual contratual do CVU ocorrido em novembro de 2022 e pelo crescimento da disponibilidade no período comparativo.

Já a rubrica de SG&A apresentou crescimento de R\$ 2,0 milhões no 3T23 comparada ao 3T22 em função da revisão do critério de rateio de custos da *Holding* para as SPEs.

O EBITDA do 3T23 apresentou um aumento de R\$ 65,3 milhões versus o 3T22, totalizando um montante de R\$ 81,4 milhões no trimestre, impulsionado pelo aumento das margens fixas e variáveis.

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 com 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, que foram ativos adquiridos pela Eneva S.A. em 2022, por meio das aquisições das empresas CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) e CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”) em 23 de agosto de 2022 e 03 de outubro de 2022, respectivamente.

A CGTF tinha como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) do governo federal, com capacidade instalada de 327 MW, localizada no município de Caucaia, Estado do Ceará, na região Nordeste do país. A usina tem contrato de comercialização de energia com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), celebrado em 31 de agosto de 2001 e com vigência até 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, por sua vez, 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, na região Nordeste do país. A usina está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R\$ 2,0 bilhões (data-base: novembro de 2022), indexada ao IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, acrescida de receita variável equivalente a R\$ 354,10/MWh (data-base: setembro de 2023), indexada ao Petróleo Brent, conforme os termos do contrato de suprimento de gás.

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.

UTEs a Gás – Combustível de Terceiros	3T23	9M23	3T23	9M23
R\$ Milhões	UTE Fortaleza		UTE Porto de Sergipe I	
Receita Operacional Bruta	455,0	1.322,2	503,6	1.517,4
Receita Fixa	414,8	1.214,8	497,1	1.491,4
Receita Variável	40,3	107,4	6,5	26,1
Contratual	-	-	-	-
Mercado de curto prazo	40,3	107,4	6,5	26,1
Lastro (FID)	-	-	-	-
Outros	40,3	107,4	6,5	26,1
Deduções sobre a Receita Bruta	(95,3)	(276,5)	(47,7)	(149,4)
Receita Operacional Líquida	359,7	1.045,7	455,9	1.368,0
Custos Operacionais	(207,0)	(617,5)	(190,2)	(577,4)
Custo Fixo	(172,6)	(502,0)	(86,4)	(264,1)
Transmissão e encargos regulatórios	(8,1)	(23,9)	(40,5)	(118,5)
O&M	(11,9)	(38,5)	(11,0)	(64,9)
Outros Fixos	(152,7)	(439,6)	(35,0)	(80,7)
Custo Variável	(30,1)	(97,1)	(8,6)	(29,6)
Lastro (FID)	(28,1)	(92,4)	(6,5)	(24,7)
Outros	(2,0)	(4,7)	(2,0)	(5,0)
Depreciação e amortização	(4,3)	(18,4)	(95,2)	(283,7)
Despesas Operacionais	0,3	(1,6)	(7,1)	(21,3)
SG&A	0,3	(1,6)	(7,2)	(21,2)
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,0)	0,1	(0,1)
Outras Receitas/Despesas	(0,2)	(0,2)	0,4	59,9
EBITDA ICVM 527/12	157,2	444,8	354,1	1.113,0
Margem EBITDA (%)	43,7%	42,5%	77,7%	81,4%

No 3T23, a Receita Operacional Líquida de ambas as usinas foi basicamente decorrente, sobretudo, da receita fixa, em função da falta de despacho regulatório por mérito. Por sua vez, a receita variável é explicada, principalmente, dos principais efeitos abaixo:

- (i) em CELSE, referentes às operações de lastro para recomposição de garantia física decorrente de indisponibilidades registradas ao longo dos últimos 60 meses de operação da UTE Porto de Sergipe I, cuja contrapartida está na linha de custos variáveis “Lastro (FID)”;
- (ii) em CGTF, devido ao contrato de fornecimento mensal de 193 MWm à Petrobras S.A. (“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 também se dá de acordo com o PLD do período, portanto, sem impacto financeiro relevante no resultado.

Na UTE Fortaleza, os custos fixos totalizaram R\$ 172,6 milhões no 3T23, em função, principalmente, de: (i) custos relacionados aos contratos de fornecimento e transporte de gás firmados junto à Petrobrás e Companhia de Gás do Ceará (“CEGAS”) (*ship or pay* e *take or pay*), que totalizaram R\$ 79,0 milhões; e (ii) R\$ 79,5 milhões incorridos em função do contrato também firmado junto à Petrobras que prevê a compra de 307 MWm mensais para posterior repasse à COELCE. Nessa operação, a UTE Fortaleza realiza a compra da energia da Petrobras a preço pré-definido, reajustado anualmente no mês de abril (atualmente em R\$ 118,2/MWh) - contabilizado como custo fixo -, e a revende à COELCE também a preço pré-definido, reajustados anualmente no mês de abril (atualmente em R\$ 611,76/MWh) - contabilizando como receita fixa.

Como resultado, o EBITDA da UTE Fortaleza no trimestre totalizou R\$ 157,2 milhões, com margem EBITDA de 43,7%.

Na UTE Porto do Sergipe I, os custos fixos somaram R\$ 86,4 milhões no 3T23, concentrados em: (i) custos contratuais com TUST no total de R\$ 40,5 milhões; (ii) custo das apólices de seguros operacionais *onshore* e *offshore* (R\$ 13,6 milhões); (iii) custo de operação da Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU), que fica atracada no Porto de Sergipe, dedicada à operação da UTE (R\$ 9,2 milhões); (iv) operação e manutenção da usina, conforme previsto nos contratos com a General Electric (R\$ 5,8 milhões); e (v) R\$ 6,5 milhões referentes ao consumo interno da FSRU e gás evaporado dos tanques de GNL no trimestre, denominado *Boil Off Gas (BOG)*.

O EBITDA da UTE Porto do Sergipe I totalizou R\$ 354,1 milhões no trimestre, com margem EBITDA de 77,7%, em decorrência dos efeitos acima explicados.

Geração Térmica a Carvão

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

DRE – Geração a Carvão	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	254,2	240,6	5,7%	768,9	735,7	4,5%
Receita Fixa	255,7	240,3	6,4%	767,0	720,9	6,4%
Receita Variável	(1,5)	0,3	N/A	1,9	14,8	-87,4%
Contratual	-	-	N/A	0,1	6,7	-98,4%
Mercado de curto prazo	(1,5)	0,3	N/A	1,8	8,2	-78,5%
Lastro (FID)	-	-	N/A	3,3	6,5	-48,9%
Outros	(1,5)	0,3	N/A	(1,5)	1,7	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(26,2)	(24,9)	5,0%	(79,4)	(75,9)	4,5%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	-	N/A	-	0,3	N/A
Receita Operacional Líquida	228,0	215,6	5,7%	689,5	659,8	4,5%
Custos Operacionais	(118,4)	(123,7)	-4,3%	(357,3)	(365,1)	-2,1%
Custo Fixo	(68,4)	(68,2)	0,4%	(202,3)	(191,5)	5,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(18,2)	(17,0)	7,3%	(51,9)	(48,4)	7,3%
O&M	(50,2)	(51,2)	-1,9%	(150,4)	(143,1)	5,1%
Custo Variável	0,6	(4,3)	N/A	(3,5)	(20,4)	-83,0%
Combustível	-	(1,3)	N/A	(0,0)	(3,7)	-99,8%
Lastro (FID)	-	-	N/A	(3,1)	(7,7)	-59,9%
Outros	0,6	(3,0)	N/A	(0,4)	(9,1)	-95,6%
Depreciação e amortização	(50,6)	(51,3)	-1,4%	(151,5)	(153,2)	-1,1%
Despesas Operacionais	(12,9)	(6,2)	109,1%	(29,9)	(15,3)	94,9%
SG&A	(12,4)	(5,8)	112,7%	(28,6)	(14,3)	100,7%
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,4)	50,5%	(1,3)	(1,1)	17,7%
Outras Receitas/Despesas	3,0	(1,5)	N/A	4,9	9,0	-45,7%
EBITDA ICVM 527/12	150,8	135,9	11,0%	460,0	442,6	3,9%
Margem EBITDA (%)	66,1%	63,0%	3,1 p.p.	66,7%	67,1%	-0,4 p.p.

Assim como no 3T22, as usinas a carvão não foram chamadas a despacho pelo ONS ao longo do 3T23, refletindo a manutenção do cenário hidrológico favorável com o PLD médio em patamares reduzidos ao longo dos períodos.

O aumento de 5,7% na receita líquida do 3T23 foi impulsionado pela receita fixa de R\$ 255,7 milhões, sustentada pelo reajuste contratual pela inflação, ocorrido em novembro/22. A receita variável no trimestre foi negativa em R\$ 1,5 milhão em função de um estorno realizado no trimestre referente a receitas de recomposição do déficit de lastro de períodos anteriores, sendo também contabilizado um estorno na rubrica de custos variáveis.

Os custos fixos ficaram praticamente estáveis no 3T23 versus o 3T22 em base nominal (+0,4% na comparação anual). Os custos de O&M no 3T23 apresentaram redução de cerca de R\$ 1,0 milhão, em decorrência de um efeito pontual no trimestre referente a cessão parcial para um terceiro do contrato de utilização da logística relacionada ao uso das correias transportadoras em Pecém II. A redução de O&M foi compensada por maiores custos associados à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das usinas, reajustadas em julho/23, conforme previsto nos contratos.

Os custos variáveis registraram uma melhora de R\$ 4,9 milhões, uma vez que não foram contabilizados custos com combustível e outros custos relacionados à geração no 3T23, ao passo que no 3T22 foram registrados valores referentes à uma geração de 3 GWh para a comprovação de disponibilidade ocorrida em Pecém II naquele período.

Dessa forma, o segmento de carvão manteve a trajetória de redução de custos operacionais observada no 2T23, com melhora de 4,3% ou R\$ 5,3 milhões no 3T23 e 2,1% ou R\$ 7,8 milhões no acumulado do ano, frente aos mesmos períodos do ano anterior.

As despesas gerais e administrativas no trimestre totalizaram R\$ 12,4 milhões, R\$ 6,6 milhões superior ao 3T22, refletindo a revisão do critério de rateio de gastos corporativos da *Holding* para os segmentos.

Como resultado dos efeitos acima explicados, o EBITDA do segmento apresentou crescimento de 11,0%, somando R\$ 150,8 milhões no trimestre, registrando aumento da margem em 3,1 p.p. no período. Considerando apenas as despesas recorrentes do segmento, ou seja, desconsiderando os efeitos do rateio de gastos corporativos da *Holding*, a margem EBITDA do segmento teria atingido 69,0% no 3T23 e 68,3% no acumulado do ano, crescimentos de 5,9 p.p. e 1,6 p.p. em relação aos mesmos períodos de 2022.

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 (3T22, 9M22 e do acumulado 9M23, que contempla o 1T23) também foram retirados do segmento Holding e Outros e passam a constar nessa seção.

DRE – Geração Solar	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	77,7	0,0	N/A	152,5	0,2	N/A
Receita Fixa	73,3	0,1	N/A	139,8	0,1	N/A
Receita Variável	4,4	(0,1)	N/A	12,7	0,1	N/A
Mercado de curto prazo	4,4	(0,1)	N/A	12,7	0,1	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(6,6)	(0,0)	N/A	(12,9)	(0,0)	N/A
Receita Operacional Líquida	71,2	0,0	N/A	139,7	0,1	N/A
Custos Operacionais	(77,3)	(8,6)	N/A	(159,2)	(21,2)	N/A
Custo Fixo	(22,4)	(8,6)	N/A	(46,0)	(21,8)	N/A
Transmissão e encargos regulatórios	(10,6)	(8,2)	N/A	(31,5)	(20,6)	N/A
O&M	(11,9)	(0,4)	N/A	(14,5)	(1,2)	N/A
Custo Variável	(28,2)	0,1	N/A	(68,7)	0,8	N/A
Compra de Energia	(12,9)	(0,0)	N/A	(33,5)	(0,1)	N/A
Ressarcimento Encargos	(11,7)	-	N/A	(11,7)	-	N/A
Outros	(3,6)	0,1	N/A	(23,6)	0,9	N/A
Depreciação e amortização	(26,7)	(0,1)	N/A	(44,5)	(0,2)	N/A
Despesas Operacionais	(4,2)	(2,9)	N/A	(10,7)	(4,1)	N/A
SG&A	(4,1)	(2,8)	N/A	(10,4)	(3,8)	N/A
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,1)	N/A	(0,4)	(0,3)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	0,2	N/A	(0,0)	0,4	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	16,5	(11,0)	N/A	14,6	(24,3)	N/A
Margem EBITDA (%)	23,1%	N/A	N/A	10,4%	N/A	N/A

O segmento de geração solar apresentou receita líquida de R\$ 71,2 milhões, em função, principalmente, da receita fixa proveniente dos contratos bilaterais firmados, na modalidade de autoprodução de energia por equiparação, com os clientes Liasa e White Martins.

Também foram contabilizados R\$ 4,4 milhões de receita variável referente à energia gerada pelas subsidiárias que no 3T23 ainda não possuíam contratos de venda de energia vigentes na modalidade de autoprodução (SPEs Futura 5 e Futura 6). A receita variável no período ainda refletiu uma menor geração em relação ao potencial do complexo, impactada pela indisponibilidade de 30% no 3T23 em função das manutenções realizadas em determinadas UFVs no contexto da estabilização do Complexo e pelas restrições de operações implementadas pela ONS no período, conforme explicado na seção de Desempenho Operacional. Vale destacar que o parque já se encontrava completamente operacional e estabilizado ao final de outubro, conforme apresentado no gráfico a seguir que demonstra as UFVs em operação desde o início da operação comercial em maio/23.

UFVs Operacionais – Complexo Solar Futura 1

Desde Início da Operação Comercial (Dados do Final de Cada Mês)



Também é importante destacar que, conforme divulgado pela Companhia em 13 de novembro de 2023, o contrato bilateral de venda de energia firmado na SPE Futura 5 entrou em vigência no 4T23. Portanto, a SPE Futura 5, anteriormente descontratada e com liquidação de energia no mercado spot, passará a ter contabilização de receita fixa proveniente desse contrato no resultado a partir de outubro de 2023. Para fins de referência, na tabela abaixo são mostrados o percentual médio contratado e o preço médio de venda de energia (data base agosto/2023) de todos os contratos de venda de energia já firmados nas SPEs 1 a 5 do Complexo Solar Futura 1.

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

Os custos fixos no trimestre somaram R\$ 22,4 milhões, sendo: (i) R\$ 10,6 milhões referentes à TUST, cujo reajuste foi aplicado em julho/23 passando de R\$ 10,083/kW instalado por mês para R\$10,383/kW instalado por mês; e (ii) R\$ 11,9 milhões de custos de O&M, os quais já registraram um patamar superior em relação ao 2T23, refletindo o primeiro período 100% operacional de custos do Complexo desde o início da operação comercial.

Devido à indisponibilidade registrada em determinadas UFVs constantes nas SPEs com contratos bilaterais vigentes e às restrições de geração no período, foi necessário realizar a compra de energia incentivada no mercado livre para cumprimento dos contratos bilaterais de autoprodução firmados, impactando os custos variáveis do segmento com custos de compra de energia em R\$ 12,9 milhões, além de ressarcimento de encargos às contrapartes em R\$ 11,7 milhões, dada a característica da energia contratada.

O SG&A no 3T23 totalizou R\$ 4,1 milhões, refletindo o rateio da alocação de despesas para o segmento de despesas corporativas da *Holding* para as SPEs.

O EBITDA do segmento de geração solar somou R\$ 16,5 milhões no trimestre, ainda impactado pela indisponibilidade e geração líquida, contudo devendo apresentar gradualmente uma melhor performance acompanhando a estabilização 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	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	194,6	307,6	-36,7%	591,0	630,6	-6,3%
Receita Fixa	72,9	72,9	0,0%	218,8	218,8	0,0%
Receita Variável	121,7	234,6	-48,1%	372,2	411,7	-9,6%
Contrato de Venda de Gás	107,9	168,7	-36,1%	267,8	262,2	2,2%
Contrato de Arrendamento	6,0	59,8	-89,9%	50,1	129,2	-61,2%
Venda de Condensado	8,0	6,1	31,9%	54,3	20,4	165,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(25,0)	(58,3)	-57,1%	(79,6)	(98,7)	-19,3%
Receita Operacional Líquida	169,6	249,3	-32,0%	511,4	531,9	-3,9%
Custos Operacionais	(72,6)	(145,0)	-49,9%	(207,7)	(263,6)	-21,2%
Custo Fixo	(28,5)	(30,3)	-6,0%	(86,8)	(79,1)	9,7%
Custo O&M (OPEX)	(28,5)	(30,3)	-6,0%	(86,8)	(79,1)	9,7%
Custo Variável	(18,8)	(71,9)	-73,8%	(44,3)	(106,7)	-58,5%
Participações Governamentais	(14,0)	(69,9)	-79,9%	(36,1)	(101,4)	-64,4%
Custo com Compressores	(4,8)	(2,0)	144,8%	(8,2)	(5,3)	55,9%
Depreciação e amortização	(25,3)	(42,7)	-40,9%	(76,5)	(77,7)	-1,6%
Despesas Operacionais	(33,4)	(31,1)	7,5%	(112,5)	(106,1)	6,0%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(25,7)	(23,9)	7,5%	(95,1)	(81,9)	16,1%
Poços Secos	(11,3)	(0,2)	N/A	(12,0)	(32,2)	-62,9%
SG&A	(0,3)	(7,2)	-95,8%	(10,0)	(19,0)	-47,1%
Depreciação e amortização	(7,4)	(0,0)	N/A	(7,4)	(5,3)	41,0%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	(0,1)	1,1%	(0,2)	(0,1)	91,6%
EBITDA ICVM 527/12	96,2	115,9	-17,0%	275,0	245,1	12,2%
EBITDA excluindo poços secos¹	107,5	116,1	-7,4%	286,9	277,4	3,5%
Margem EBITDA (%) excluindo poços secos	63,4%	46,6%	16,8 p.p.	56,1%	52,1%	4,0 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 3T23, a receita operacional líquida do segmento totalizou R\$ 169,6 milhões, redução de 32,0% frente ao 3T22 justificada, principalmente, pela menores receitas variáveis provenientes das usinas do Complexo Parnaíba em função do menor despacho e exportação de energia, sendo: (i) -R\$ 65,7 milhões na rubrica de receitas de vendas de gás às UTEs do Parnaíba na comparação com o 3T22; e (ii) -R\$ 53,7 milhões frente ao 3T22 na linha de receita de arrendamento variável provenientes dessas usinas. Essa redução foi ligeiramente mitigada pelo aumento de R\$ 4,8 milhões na receita de venda de gás do Campo de Azulão para atender ao aumento de despacho da UTE Jaguatirica II, com a melhoria da disponibilidade no período (53% no 3T22 *versus* 86% no 3T23), e pela venda de estoque acumulado de condensado no trimestre com acréscimo de receita de R\$ 1,9 milhão no período de comparação.

Os custos operacionais do *Upstream* totalizaram R\$ 72,6 milhões no 3T23, redução de 49,9% em relação ao registrado no 3T22. Essa redução se deve basicamente à diminuição de R\$ 55,9 milhões na rubrica de Participações Governamentais no *Upstream* do Parnaíba entre o 3T23 e o 3T22, em função do menor volume de gás produzido no trimestre e dos menores preços de referência para o cálculo dos *royalties* (agosto/23: R\$ 0,53/m³ vs. agosto/22: R\$ 1,72/m³), que refletiram a queda, principalmente, do indexador Henry Hub e, em menor escala, do câmbio no período.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, cresceram 16,4% no 3T23 em relação ao 3T22, devido principalmente à contabilização de R\$ 11,3 milhões em despesas com poço seco GVBL-2D-MA no Complexo Parnaíba no 3T23.

Como resultado dos efeitos apresentados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 96,2 milhões no 3T23, redução de 17,0% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, ao passo que o EBITDA ajustado para excluir o impacto de poços secos apresentou redução de 7,4% 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	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	782,2	707,7	10,5%	2.316,0	1.395,8	65,9%
Var. MtM Contratos Futuros Energia	(20,7)	24,5	N/A	221,2	101,3	118,3%
Custos Operacionais	(795,3)	(647,2)	22,9%	(1.958,2)	(1.236,1)	58,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(794,3)	(647,2)	22,6%	(1.955,8)	(1.236,4)	58,2%
Outros	(1,0)	(0,0)	N/A	(2,4)	0,3	N/A
Despesas Operacionais	(14,5)	(10,8)	34,2%	(44,0)	(26,8)	64,1%
SG&A	(14,1)	(10,3)	36,9%	(43,0)	(25,2)	70,7%
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,5)	-27,5%	(1,0)	(1,6)	-38,6%
Outras Receitas/Despesas	(0,7)	0,3	N/A	(0,5)	(1,3)	N/A
Equivalência Patrimonial	(0,1)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(28,0)	50,4	N/A	314,3	133,2	136,0%
Margem EBITDA (%)	-3,6%	7,1%	-10,7 p.p.	13,6%	9,5%	4,0 p.p.

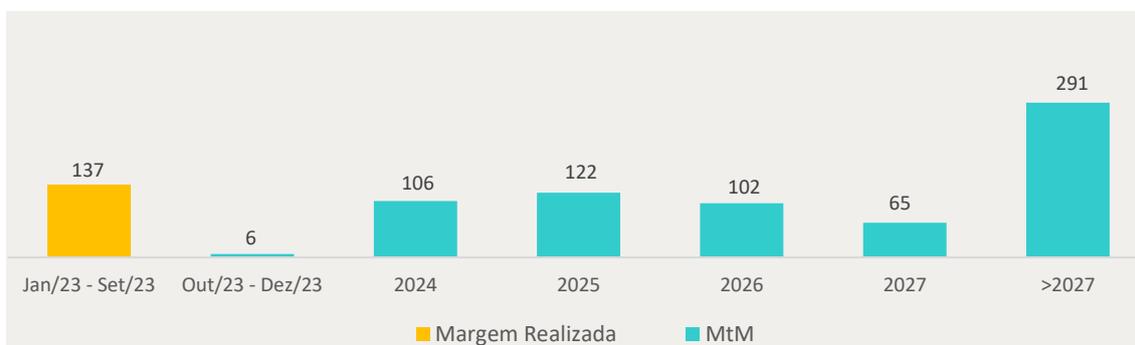
No 3T23, a receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 782,2 milhões, aumento de 10,5% em relação ao registrado no 3T22, principalmente em função do aumento de volume dos contratos de comercialização de energia, de 3.603 GWh no 3T22 para 5.059 GWh no 3T23.

A variação contábil da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia no trimestre totalizou -R\$ 20,7 milhões no 3T23, impactada pelo aumento da curva de preço de energia imediatamente no final do 3T23, como reflexo, principalmente, da elevação súbita de temperaturas e de problemas nas linhas de transmissão restringindo as capacidades de escoamento. Importante destacar que este é um efeito não caixa, e que apesar do efeito marginal no resultado da comercializadora, estes fatores têm um efeito positivo para a Companhia na medida em que acelera a perspectiva de despacho e a monetização das reservas de gás. Além disso, esse efeito foi parcialmente mitigado pelo impacto positivo das novas operações fechadas no trimestre e pelo reajuste dos contratos pela inflação.

O valor negativo de R\$ 20,7 milhões de variação MtM classificado no 3T23 corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 3T23 e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do 3T23, 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\$ 692,6 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 3T23 pelas taxas de desconto correspondentes²¹. A distribuição por ano da posição dos R\$ 692,6 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo, assim como a margem realizada nos primeiros 9 meses de 2023 (concretização do MtM):

²¹ As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

Valor Justo dos Contratos de Comercialização Distribuído Por Ano
(R\$ Milhões)²²



Os custos operacionais do segmento apresentaram crescimento de 22,9% em comparação com o 3T22, como reflexo do maior volume de energia comercializada no período.

As despesas operacionais apresentaram crescimento de R\$ 3,7 milhões na comparação trimestral, devido, principalmente, à contabilização pontual de provisionamentos relacionados 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\$ -28,0 milhões no 3T23.

²² A margem realizada refere-se à 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 (3T22, 9M22 e do acumulado 9M23, 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	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	2,9	1,2	146,6%	2,9	2,6	12,0%
Custos Operacionais	0,0	(0,9)	N/A	-	(2,7)	N/A
Depreciação e Amortização	-	(0,4)	N/A	-	(1,1)	N/A
Despesas Operacionais	(60,3)	(104,0)	-42,1%	(189,1)	(279,5)	-32,3%
SG&A	(34,6)	(90,7)	-61,8%	(124,8)	(204,5)	-39,0%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(25,6)	(13,3)	92,7%	(64,3)	(75,0)	-14,3%
Depreciação e amortização (Despesas)	(57,2)	(8,7)	556,1%	(146,7)	(21,7)	577,6%
Outras Receitas/Despesas	6,7	214,5	-96,9%	(1,8)	308,0	N/A
Equivalência Patrimonial ¹	2,0	118,1	-98,3%	1.017,0	500,8	103,1%
EBITDA ICVM 527/12	(48,7)	229,3	N/A	829,0	530,2	56,4%
EBITDA ex Equivalência ¹	(50,7)	111,1	N/A	(188,0)	29,4	N/A

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.

No 3T23, as despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 60,3 milhões, dos quais R\$ 25,6 milhões foram referentes aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) da Companhia. Desse montante, R\$ 0,4 milhões foram desembolsos de caixa referentes a pagamento de encargos trabalhistas devido à maturação de ILPs no trimestre e R\$ 25,2 milhões foram direcionados às provisões (sem efeito caixa) dos ILPs outorgados pela Companhia. Vale ressaltar que os montantes provisionados de despesas com Programas de ILPs refletem o *fair value* precificado à época das outorgas, sendo diferidos pelo tempo de cada programa, e podem ou não ser exercidos ao final de cada programa, conforme as condições de mercado. 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.

As despesas gerais e administrativas, excluindo o total de despesas relacionadas aos ILPs, totalizaram R\$ 34,6 milhões, representando queda de 61,8% em relação ao montante registrado no 3T22. Essa redução expressiva se deve principalmente à redução de R\$ 37,0 milhões em gastos com consultorias financeiras e assessorias jurídicas em relação ao registrado no ano passado, quando foram realizadas duas operações de aquisição (CELSE e UTE Fortaleza I). Cabe observar que, do montante total de despesas contabilizadas no 3T22, R\$ 19,0 milhões se referiram a gastos *one-off* com *fees* de sucesso e despesas com integração. O patamar de SG&A da Eneva do 3T23 também já refletiu as otimizações realizadas internamente na Companhia, cujos resultados já começaram a ser observados a

partir do 2T23, com revisões contratuais e menores gastos com serviços de terceiros e redução de despesas com pessoal e viagens, além da alocação de despesas corporativas da Holding para determinados segmentos de negócio, em função da entrada em operação comercial de Futura 1 e Jaguatirica e da aquisição da UTE Porto de Sergipe I.

No 3T23 também foram contabilizados R\$ 6,7 milhões na rubrica Outras Receitas, frente à receita de R\$ 214,5 milhões registrada nessa linha no 3T22. A receita no 3T23 foi referente ao estorno de despesas associadas a gastos com assessoria jurídica contratada para processo de arbitragem da Risen contabilizadas no 2T23, que foram reclassificadas como Despesas Antecipadas e que poderão, dentre outras despesas, ser abatidas do pagamento do resultado da arbitragem aos vendedores do projeto. No 3T22, a rubrica foi impulsionada pela contabilização do impacto contábil não caixa de R\$ 215,9 milhões referente ao ganho por compra vantajosa (não caixa) da aquisição da CGTF.

Como resultado, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), totalizou um valor negativo de R\$ 50,7 milhões no 3T23, comparado ao valor de R\$ 111,1 milhões no 3T22.

Vale ressaltar que a rubrica de Depreciação e Amortização de Despesas totalizou -R\$ 57,2 milhões no 3T23, 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 3T22, o montante de -R\$ 8,7 milhões incluía apenas a mais valia da Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN), empresa incorporada em 2018.

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	3T23	3T22	%	9M23	9M22	%
R\$ Milhões						
Receitas Financeiras	91,6	222,8	-58,9%	262,5	307,3	-14,6%
Receitas de aplicações financeiras	79,6	214,8	-62,9%	215,3	282,8	-23,9%
Multas e juros recebidos	0,5	2,8	-81,6%	6,0	8,4	-27,9%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	11,4	5,2	119,5%	41,1	16,1	155,8%
Despesas Financeiras	(548,6)	(334,8)	63,8%	(1.531,7)	(657,0)	133,1%
Multas e juros de mora	(4,5)	(4,7)	-2,8%	(7,3)	(7,8)	-6,2%
Encargo de dívida ¹	(107,3)	(6,8)	N/A	(334,3)	(37,0)	804,6%
Juros sobre provisões de abandono	(3,1)	3,6	N/A	(17,0)	(15,6)	8,8%
Comissões e corretagens financeiras	(18,1)	(5,8)	214,6%	(41,6)	(8,1)	410,6%
IOF/IOC	(6,2)	0,1	N/A	(16,9)	(6,9)	144,4%
Juros sobre debêntures	(321,0)	(198,2)	62,0%	(900,3)	(433,3)	107,8%
Outros	(88,4)	(123,1)	-28,2%	(214,2)	(148,3)	44,5%
Variação cambial e monetária líquida	(171,8)	5,4	N/A	(133,9)	(14,6)	819,3%
Perdas/ganhos com derivativos	(6,8)	(7,1)	-5,1%	24,1	(7,1)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(635,5)	(113,7)	458,9%	(1.379,0)	(371,4)	271,3%

1- Inclui amortizações sobre os custos de transação.

O resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 635,5 milhões no 3T23, comparado a -R\$ 113,7 milhões no 3T22. A variação negativa no período foi principalmente em função dos seguintes efeitos:

- Contabilização de R\$ 171,8 milhões em perdas com Variação Cambial e Monetária no 3T23 *versus* ganhos de R\$ 5,4 milhões nessa rubrica no 3T22. Os principais impactos nessa rubrica foram: (i) -R\$ 129,2 milhões referentes à variação cambial contabilizada incidente sobre o arrendamento do navio FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS 16/CPC06) refletindo o impacto do aumento da taxa de câmbio sobre a contabilização do saldo remanescente do passivo e (ii) variação cambial e monetária contabilizada sobre os financiamentos da CELSE no total de -R\$ 17,7 milhões 3T23. Também contribuiu para a variação o aumento de R\$ 38,1 milhões das despesas com variação monetária dos demais financiamentos da Companhia no 3T23, principalmente em função do início da classificação integral no resultado das despesas financeiras referentes aos projetos ainda não totalmente operacionais no 3T22, que estavam sendo classificados no imobilizado em andamento naquele período²³, a saber: financiamentos com BNB e BASA para os projetos Futura 1, Parnaíba V e Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica; debêntures ENEV16 e ENEV26 (com parte do lastro de financiamento do Projeto Azulão-Jaguatirica) e ENEV32 (com lastro de financiamento do Projeto Parnaíba V). Vale ressaltar também a contabilização de despesas com variação monetária da 9ª Emissão de debêntures da Eneva S.A. concluída ao final do 3T22, em R\$ 5,2 milhões no 3T23 (*versus* apenas 0,1 milhão no 3T22 dado que a debênture foi captada ao final do 3T22);
- Redução de R\$ 135,2 milhões de receitas de aplicações financeiras na comparação do 3T23 com o 3T22, em função do menor patamar médio de caixa no 3T23 comparada ao 3T22. O caixa do 3T22 foi impulsionado pelo aumento de capital realizado pela Eneva ao final do 2T22 no valor total de R\$ 4,2 bilhões, no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias e pela conclusão das 8ª e 9ª Emissões de Debêntures da Eneva S.A. no 3T22, no total de R\$ 3,9 bilhões, com posterior redução de caixa no início do 4T22 com a utilização de parte dos recursos captados para fazer frente ao pagamento pela aquisição da CELSE;

²³ 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.

- Crescimento de R\$ 122,9 milhões em despesas com Juros sobre debêntures, basicamente devido: (i) à entrada das debêntures da CELSE no resultado após a conclusão da aquisição no 4T22, cujas despesas com juros sobre debêntures somaram R\$ 70,8 milhões no 3T23; (ii) ao crescimento do montante de debêntures no endividamento total (ex-CElse) com a 9ª emissão de debêntures simples concluída em setembro de 2022, com impacto de R\$ 34,2 milhões no 3T23 (*versus* impacto de R\$ 1,0 milhão no 3T22); (iii) ao início do impacto total no resultado financeiro das debêntures ENEV16 e ENEV26 (R\$ 9,2 milhões no 3T23) e da debênture ENEV32 (R\$ 8,2 milhões no 3T23), cujas despesas financeiras estavam sendo classificadas parcial ou integralmente no imobilizado em andamento no 3T22 até a entrada em operação total de cada projeto;
- Aumento de R\$ 100,5 milhões na linha de despesas com Encargos de dívida (incluindo amortização de custos de transação), refletindo principalmente a entrada do fluxo da dívida da CELSE no resultado consolidado da Companhia após a aquisição no 4T22. Do montante total da rubrica no 3T23, R\$ 79,7 milhões de despesas com encargos foram referentes aos financiamentos da CELSE e é importante destacar que essas dívidas foram integralmente liquidadas no início do 4T23, conforme divulgado pela Companhia, tendo sido substituídos pela 2ª Emissão de debêntures concluída na CELSE ao final do 3T23 (vide seção de Endividamento para detalhamento completo da operação). Adicionalmente, R\$ 14,4 milhões foram referentes aos encargos relacionados aos financiamentos do BNB captados separadamente para os projetos Parnaíba V e para 4 SPEs de Futura 1, que passaram a ter as despesas financeiras relacionadas aos seus financiamentos contabilizados no resultado financeiro, o que ainda não acontecia no 3T22.

A piora do resultado financeiro líquido no 3T23 comparado ao 3T22 foi parcialmente mitigada por menores despesas financeiras registradas na linha “Outros”, com melhoria de R\$ 38,4 milhões na comparação anual, em função de uma combinação de efeitos, sendo os principais:

- A contabilização de um impacto negativo em -R\$ 89,2 milhões no 3T22 referente à variação do valor justo das debêntures, como resultado das operações de derivativos (swaps) contratadas naquele trimestre para conversão da exposição de cerca de R\$ 3,1 bilhões de financiamentos emitidos com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI. Como esses swaps foram encerrados no 2T23, não houve registro de nenhuma despesa nessa conta no 3T23;
- A melhoria na linha de “Outros” foi parcialmente mitigada pelo valor de -R\$ 45,8 milhões contabilizado no 3T23 de despesas de juros sobre arrendamento mercantil (IFRS 16/CPC06) referente ao contrato de arrendamento do navio FSRU fretado pela UTE Porto de Sergipe I, que começou a ser contabilizado apenas após a aquisição da CELSE (e, portanto, sem impacto no 3T22).

INVESTIMENTOS

Capex	3T23	2T23	1T23	4T22	3T22	2T22	1T22	9M23	9M22
R\$ Milhões									
Geração a Carvão	6,2	5,0	3,7	34,5	17,7	5,8	3,9	14,9	27,3
Pecém II	1,0	1,8	(0,2)	13,9	15,4	1,9	0,7	2,7	18,1
Itaqui	5,2	3,2	3,9	20,6	2,3	3,9	3,1	12,2	9,3
Geração a Gás	40,4	39,9	26,4	81,4	78,0	120,6	29,5	106,7	228,1
Parnaíba I ¹	5,9	6,2	(2,7)	21,4	3,8	3,0	(2,8)	9,4	4,1
Parnaíba II ²	5,3	8,8	(4,5)	19,1	11,3	76,3	16,3	9,6	103,8
Parnaíba III ²	0,1	0,0	2,0	0,3	0,2	2,7	0,1	2,1	2,9
Parnaíba IV ²	2,6	0,4	(3,2)	4,3	3,9	17,4	0,1	(0,2)	21,4
Parnaíba V	15,9	17,1	26,6	36,4	58,9	21,2	15,9	59,6	95,9
UTE Fortaleza	9,5	1,5	0,4	-	-	-	-	11,4	-
UTE Porto de Sergipe I	1,1	5,8	7,9	-	-	-	-	14,8	-
Parnaíba VI ³	87,7	78,0	72,7	61,7	41,3	43,4	83,2	238,4	168,0
Azulão-Jaguatirica	17,7	26,7	24,0	88,7	33,7	68,7	92,6	68,4	195,0
Azulão 950MW	277,9	234,5	211,2	77,0	4,0	0,5	-	723,6	4,6
E&P	45,7	78,1	87,3	15,9	-	-	-	211,1	-
UTE	232,3	156,3	123,9	61,1	4,0	0,5	-	512,5	4,6
Futura 1⁴	(5,0)	3,6	92,0	149,4	112,6	433,6	1.386,9	90,5	1.933,0
Upstream	130,2	179,0	44,5	110,8	153,3	158,7	143,4	353,7	455,3
Desenvolvimento	93,7	169,3	32,3	77,9	91,6	101,9	69,8	295,3	263,2
Exploração	36,5	9,7	12,2	32,9	61,7	56,8	73,6	58,4	192,1
SSLNG	100,5	100,8	39,9	65,9	18,6	22,0	-	241,2	40,6
 Holding e Outros	60,4	15,3	2,5	25,3	27,8	18,4	2,8	78,3	49,0
Total	716,1	682,7	516,8	694,7	486,9	871,8	1.742,2	1.915,6	3.100,8

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.

No 3T23, os investimentos da Companhia totalizaram R\$ 716,1 milhões, dos quais 65,1% foram destinados aos projetos em construção, segregados da seguinte forma:

- (i) O Complexo Azulão 950 MW: investimento total de R\$ 276,4 milhões no período, dos quais R\$ 130 milhões se referem aos pagamentos à GE em função do cumprimento dos *milestones* relativos às turbinas do ciclo simples e combinado. Adicionalmente, R\$ 37,7 milhões foram destinados ao *downpayment* referente ao marco contratual relativo à obra civil da construção da UTE e outros R\$ 36,3 milhões foram direcionados à cravação das estacas metálicas das ilhas de potência e à conclusão da obra de colocação dos pisos da área administrativa do Complexo. Do montante restante, R\$ 18,0 milhões foram direcionados à continuação do desenvolvimento da engenharia do projeto, com foco na especificação detalhada de equipamentos críticos e serviços de construção e montagem, além de ajustes em virtude do avanço da engenharia da fabricante das turbinas. Ainda sobre o projeto Azulão 950 MW, o Complexo destinou 16,5% dos investimentos à atividade de E&P, com destaque para o desenvolvimento dos poços 7-AZU-8-AM (R\$17,9 milhões) e 7-AZU-11D (R\$ 17,1 milhões).
- (ii) Plantas de liquefação de gás no Maranhão (SSLNG): investimento total de R\$ 100,5 milhões no 3T23. Desse montante, R\$ 56,0 milhões foram destinados ao processo de montagem eletromecânica no site da liquefação, à conclusão do posicionamento dos tanques de armazenamento de GNL e às obras

relativas à construção das fundações das bases do *pipe-rack* de interligação com a UTG. Do valor restante, R\$ 23,0 milhões são relativos à compra da unidade de liquefação e adicionais R\$ 12,0 milhões foram destinados a gastos gerais, incluindo despesas relativas aos serviços portuários e com despachantes, além de custos logísticos, englobando o transporte de 20 carretas criogênicas, do 1º módulo do *Recycle Compressor* e dos vaporizadores da planta de regaseificação. Além disso, no período, o projeto também incorreu em despesas relativas à conclusão do comissionamento de 11 carretas criogênicas.

- (iii) UTE Parnaíba VI: investimento total de R\$ 87,7 milhões no trimestre, dos quais R\$ 46,0 milhões incluem a compra de equipamentos para a subestação e disjuntores. Do montante restante, R\$ 33,0 milhões foram destinados à conclusão de alguns marcos, como a montagem das estruturas metálicas, a energização dos painéis dos eletrocentros principal e secundário e a montagem da infraestrutura elétrica da área da turbina a vapor. O período também foi marcado pelo recebimento e posicionamento das bombas de água de alimentação de caldeira, bem como o posicionamento dos ventiladores da torre de resfriamento e a conclusão das obras referentes ao poço de bombas da bacia da torre de resfriamento.

No 3T23, os investimentos no segmento de *Upstream*, excluindo os gastos de E&P destinados ao projeto Azulão 950 MW consolidados no projeto e explicados acima, totalizaram R\$ 130,2 milhões, sendo que 41,6% desse montante foi direcionado ao desenvolvimento dos campos de gás no Complexo Parnaíba, com destaque para Gavião Mateiro (R\$ 21,1 milhões), Gavião Preto (R\$ 18,5 milhões), e Gavião Tesoura (R\$ 14,6 milhões). Adicionalmente, R\$ 32,1 milhões foram destinados à compra de uma nova sonda, a fim de garantir um melhor atendimento à demanda dos poços do Parnaíba nos próximos anos e outros R\$ 21,2 milhões foram alocados no desenvolvimento do poço ENV-43D, no Amazonas. O valor restante se refere à conclusão do poço exploratórios 4-ENV-45-MA e dos poços de desenvolvimento 7-GVM-1A-MA, 7-GVTE-4-MA e 7-GVP-10-MA.

No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, os investimentos de R\$ 17,7 milhões foram destinados ao pagamento do EPCista, em função da instalação e montagem de compressores e expansão do sistema do Regás, à implementação de melhorias na Unidade de Liquefação de Gás Natural - UGNL, no contexto da estabilização da planta de liquefação do Azulão, à reforma dos prédios administrativos e à compra de máquinas e equipamentos necessários para o *sustaining* da operação.

O segmento de geração a gás, por sua vez, apresentou R\$ 40,4 milhões de investimentos, dos quais 39,4% foram destinados à UTE Parnaíba V, em virtude de atividades de compensação ambiental, das obras de recuperação das encostas naturais e de drenagem pluvial no site e da compra de sobressalentes. A UTE Parnaíba II, no entanto, destinou boa parte dos investimentos realizados no período ao pagamento à GE em função do cumprimento dos *milestones* do contrato de manutenção da UTE e a intervenções para melhoria da eficiência da usina. Adicionalmente, na UTE Fortaleza, dos R\$ 9,5 milhões investidos no trimestre, R\$ 5,0 milhões foram referentes aos custos da adutora, enquanto o montante restante refere-se ao *Long Term Service Agreement* fixo e variável.

Na UFV Futura 1, em operação desde maio de 2023, foi registrado um valor negativo de R\$ 5,0 milhões que se tratou de um efeito contábil de baixa de adiantamentos e reversões pendentes no trimestre anterior.

Holding e Outros foi responsável por 8,4% dos investimentos realizados no trimestre. Os valores foram concentrados principalmente na GNLBrasil (R\$ 40,0 milhões), em função do atingimento de *milestones* contratuais relacionados à fabricação dos tanques criogênicos das carretas bem como valores com importação e impostos associados a esses tanques. O segmento também destinou um montante aos serviços de TI e aos valores capitalizados do time de engenharia, em um total de R\$ 15,5 milhões.

ENDIVIDAMENTO

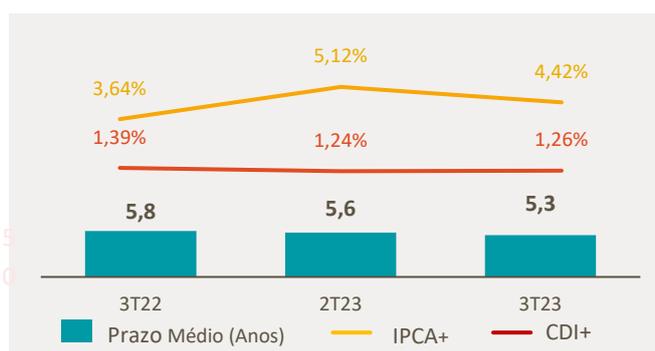
Perfil da Dívida

A posição de dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação), ao final de setembro/23, totalizava R\$ 23.712 milhões, enquanto no final de junho/23, era de R\$ 18.263 milhões. O aumento do endividamento consolidado foi pontual e sobretudo decorrente da 2ª emissão de debêntures da subsidiária da Eneva, Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”), no contexto da reestruturação de sua dívida, cujo processo se encerrou em outubro/23 e será detalhado mais adiante na próxima subseção.

Apesar da operação de reestruturação da dívida da CELSE ter liberado caixa restrito e reduzido a dívida financeira da Companhia, com os efeitos contábeis da liberação de conta reserva e a baixa dos custos de captação, contabilizadas como redutores do saldo de dívida e que somavam R\$ 1.220 milhões, a posição da dívida bruta consolidada ajustada, excluindo os pré-pagamentos e recompras de dívida realizados no 4T23, foi para R\$ 19.396 milhões.

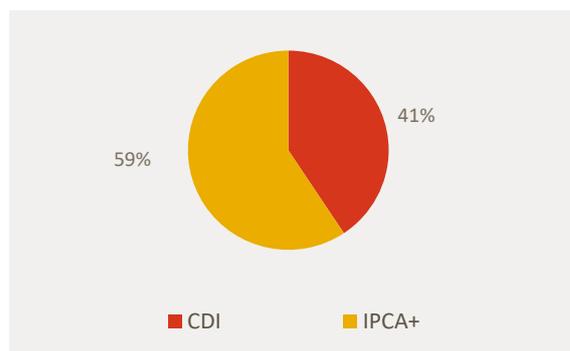
Prazo e Custo Médio da Dívida Ajustados ²⁴

(Anos e %)



Perfil da Dívida Ajustado ²⁵

(%)



O prazo médio de vencimento da dívida consolidada ajustada ao final do 3T23 foi de aproximadamente 5,3 anos. O refinanciamento das dívidas da CELSE impactou positivamente o custo da dívida da Companhia, com redução do spread médio das dívidas indexadas ao IPCA para 4,42% no 3T23, 71 bps menor na comparação com o 2T23. O spread médio das dívidas indexadas ao CDI era de 1,26% ao final do trimestre, permanecendo relativamente estável na comparação com junho/23. Vale destacar que com as operações realizadas no âmbito da reestruturação da dívida da CELSE, a Companhia não possui mais dívidas indexadas a SOFR e pré-fixadas.

²⁴ O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e SOFR e o custo em IPCA+ inclui também o custo em Taxa Pré, subtraído o IPCA vigente. Os gráficos mostrados apresentam os custos, prazos e perfil da dívida ajustados para excluir o efeito da liquidação da dívida antiga da CELSE, cujo refinanciamento foi concluído no 4T23.

²⁵ Os valores mostrados no gráfico apresentam o saldo de caixa e cronograma de pagamento de principal ajustados para excluir o efeito da liquidação da dívida antiga da CELSE, cujo refinanciamento foi concluído no 4T23.

Dívida Bruta

Evolução da Dívida Bruta Ajustada Pós Reestruturação (R\$ Milhões)



No 3T23, o crescimento da dívida bruta refletiu, principalmente, as captações ocorridas ao longo do período, com destaque para a 2ª emissão de debêntures da CELSE, que serão detalhadas nas seções abaixo.

Processo de Reestruturação da Dívida da CELSE

A reestruturação da dívida teve como principais objetivos: (i) eliminar condições impostas nos contratos de dívida celebrados pela CELSE anteriores à aquisição pela Companhia que dificultavam o aproveitamento de relevantes oportunidades de geração de valor relacionadas ao desenvolvimento do Hub Sergipe; (ii) destravar relevantes ganhos financeiros para a Companhia, tanto em crescimento da posição de caixa quanto na redução do saldo da dívida financeira; (iii) possibilitar ganhos financeiros adicionais, que serão obtidos pós incorporação do ativo na *holding* Eneva; e (iv) simplificar a gestão da dívida da CELSE, reduzir custos e despesas associados à manutenção das diferentes contrapartes contratadas no âmbito do *Project Finance*.

A reestruturação foi iniciada em setembro/23 com a solicitação e posterior obtenção no mesmo mês de consentimentos dos *noteholders* e detentores de títulos de dívida e demais credores da CELSE²⁶, para alterações à escritura e outros documentos dos títulos de dívidas em questão.

Com os devidos consentimentos, ao final de setembro/23, foi realizada a 2ª emissão de debêntures da CELSE (“2ª Emissão”) no valor de R\$ 5.000 milhões, com 3 séries, sendo: (i) a 1ª série no valor de R\$ 500 milhões remunerada a CDI + 1,70% ao ano e um prazo de 180 dias; (ii) a 2ª série no valor de R\$ 2.700 milhões remunerada a CDI + 2,50% ao ano e um prazo de 5 anos e; (iii) a 3ª série no valor de R\$ 1.800 milhões remunerada a IPCA + 7,49% ao ano e um prazo de 7 anos.

Em outubro/23, os recursos obtidos da 2ª emissão foram utilizados para o pré-pagamento integral aos credores dos instrumentos de financiamento e para a recompra da 1ª emissão de debêntures incentivada da CELSE, a 94% do valor de face (representando deságio de R\$ 238 milhões). No momento, este último título será mantido pela Companhia sem custos de remuneração associados, e terá seus termos e condições reavaliados para uma eventual posterior nova distribuição, conforme condições de mercado a serem observadas pela Companhia.

Posteriormente, em novembro/23, foi também realizado o resgate antecipado da 1ª série da 2ª Emissão da CELSE no valor de R\$ 500 milhões.

²⁶ 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 está também tinha contratos de financiamento com os seguintes bancos e organismos multilaterais: International Finance Corporation, Inter-American Development Bank, IDB Invest, China Fund e ECG.

É importante destacar que o processo de reestruturação foi realizado com ganhos relevantes para a Eneva, uma vez que os custos de transação e *fees* de captação foram mais do que compensados pelo deságio na recompra da 1ª emissão de debêntures e pela restituição de prêmio de garantia e de despesas administrativas antecipadas vinculadas às dívidas anteriores, além de permitir a liberação de R\$ 720 milhões de saldos em contas reservas relacionados aos títulos de dívidas pré-pagos e/ou recomprados.

Dessa forma, o processo de reestruturação de dívida da CELSE proporcionou não só a redução da dívida financeira da CELSE de R\$ 5.063 milhões para R\$ 4.500 milhões, mas também gerou o caixa livre adicional de R\$ 320 milhões. Adicionalmente, também são estimados *savings* adicionais referentes a gastos que eram necessários para manter a estrutura da dívida antiga da CELSE com instituições financeiras, consultores, escritórios e seguros, principalmente de fornecedores estrangeiros, que só no acumulado dos 9 meses de 2023 totalizaram cerca de R\$ 10,3 milhões.

Concomitantemente à conclusão do processo de reestruturação da dívida, em outubro/23 foi também aprovado pelo Conselho de Administração a incorporação da subsidiária pela Eneva, a qual ainda está pendente de aprovações de acionistas em Assembleia Geral, agências reguladoras e terceiros.

▪ Captações de Dívida Adicionais Realizadas no 3T23

Em julho/23 a Companhia também realizou a captação do montante final remanescente de R\$ 38,0 milhões referente ao contrato de financiamento no valor total de R\$ 300 milhões entre a sua controlada SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. e o BNB, por meio do repasse de recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste – FNE. Os recursos foram direcionados ao Projeto Futura 1 e os termos incluíram prazo médio de vigência de 24 anos e custo de IPCA+ 3,49% ao ano.

Em setembro/23 foram também realizadas as seguintes operações:

- (i) captação de R\$ 500 milhões por meio de duas Notas de Crédito à Exportação emitidas pelo Banco do Brasil e Santander, no valor individual de R\$ 250 milhões cada, com prazo de 1 ano, custo de CDI + 1,60% ao ano e pagamento de juros e principal no vencimento. Os montantes obtidos foram direcionados ao desenvolvimento do Projeto de *Small Scale LNG* no Complexo Parnaíba;
- (ii) desembolso de R\$ 41,6 milhões relacionado ao financiamento firmado junto ao Fundo de Desenvolvimento do Nordeste, para o desenvolvimento e a construção do projeto UTE Parnaíba VI, com condições de financiamento que incluem taxa atrelada a IPCA+ 3,38% ao ano, prazo de vigência de 11,7 anos, com 3,5 anos de carência. Ao final do 3T23, o desembolso total deste contrato somava R\$ 173 milhões, de um total aprovado de R\$ 274 milhões.

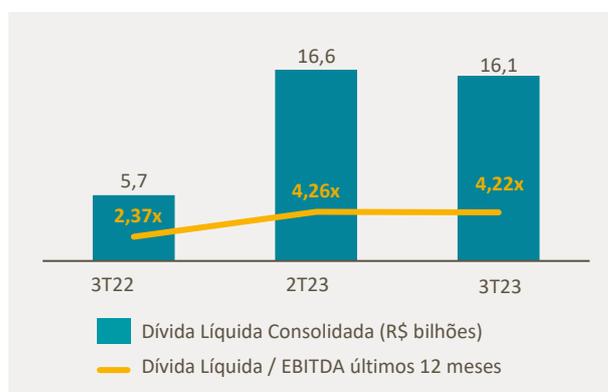
Dívida Líquida e Alavacangem

A Companhia encerrou setembro/23 com o saldo de caixa consolidado (caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários) somando R\$ 2.646 milhões, aumento de R\$ 959 milhões em relação ao saldo de caixa registrado ao final de junho/23, refletindo as movimentações mencionadas na seção de Fluxo de Caixa acima. Cabe ressaltar que este montante não contempla o saldo de caixa restrito classificado como depósito vinculado no Ativo para pré-pagamento das dívidas da CELSE, no valor de R\$ 5.000 milhões, e tampouco o montante de depósitos vinculados no passivo aos contratos de financiamento da Companhia, que totalizava R\$ 1.041 milhões

ao final de setembro/23, sendo este último incluído no montante reportado de dívida bruta. Considerando as operações realizadas no contexto da reestruturação das dívidas da CELSE, o saldo de caixa consolidado (caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários) soma R\$ 2.966 milhões.

Ao final do 3T23, a dívida líquida consolidada era de R\$ 16.066 milhões com a relação dívida líquida/EBITDA²⁷ atingindo 4,22x nos últimos 12 meses. Cabe destacar que de acordo com a revisão dos limites máximos até 2T24 dos *covenants* financeiros vinculados ao indicador da relação dívida líquida/EBITDA consolidado, aprovado em 2022, o limite máximo, que antes era de 4,5x foi revisado para 5,5x entre o 3T23 e o final do 4T23 e, em seguida, para 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)



As dívidas remanescentes da Eneva possuem vencimentos majoritariamente concentrados nos médio e longo prazos, principalmente em 2025 e a partir de 2027, alinhados com o início da operação dos principais projetos em construção da Companhia, conforme detalhado no gráfico abaixo, que retrata a posição da dívida e posição de caixa com os efeitos da dívida da CELSE liquidadas ao longo do 4T23.

Cronograma de Vencimento da Dívida Ajustado (Principal) (R\$ milhões)²⁸



²⁷A relação de 4,22x de Dívida Líquida/EBITDA no 3T23 considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-incorporação, da CGTF e CELSE, conforme condições de alteração de *covenant* aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

²⁸ Os valores mostrados no gráfico apresentam o saldo de caixa e cronograma de pagamento de principal ajustados para excluir o efeito da liquidação da dívida antiga da CELSE, cujo refinanciamento foi concluído no 4T23.

MERCADO DE CAPITAIS

ENEV3	3T23	2T23	3T22	12 meses
Nº de ações - final período	1.584.572.378	1.584.572.378	1.584.166.909	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	12,06	12,27	14,15	-
Ações negociadas (MM) - média diária	5,9	9,1	8,2	9,3
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	66,8	86,7	101,9	100,1
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ¹	19.110	19.443	22.416	-
Enterprise Value - final período (R\$ MM) ²	35.176	36.019	28.340	-

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

²Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

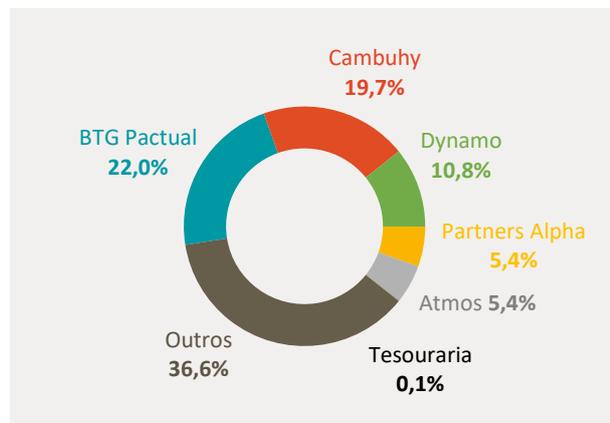
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Ao final de setembro de 2023, o capital social da Eneva, era composto por 1.584.572.378 ações ordinárias, com 99,66% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

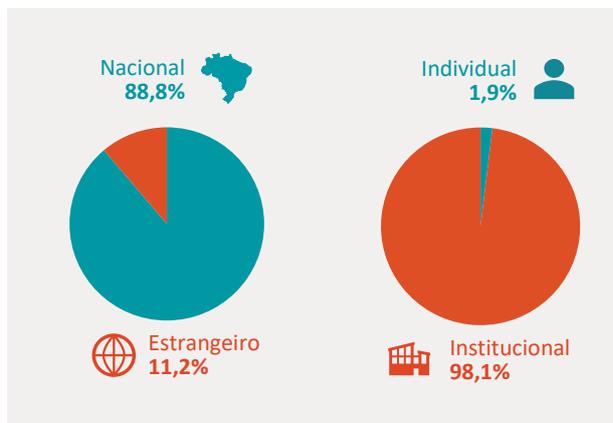
Perfil do Capital Social da Eneva

30 de setembro de 2023

Principais Acionistas
(%)



Acionistas
Por Tipo



EVENTOS SUBSEQUENTES AO 3T23

Conclusão da reestruturação da dívida da CELSE

Em 17 de outubro de 2023, a Eneva comunicou que foi concluída a reestruturação da dívida de sua subsidiária CELSE, que se deu através da 2ª emissão de debêntures simples para distribuição pública da CELSE datada de 21 de setembro de 2023, no valor total de R\$ 5,0 bilhões para (i) pré-pagamento integral da dívida com o Inter-American Investment Corporation, Inter-American Development Bank, o China Co-Financing Fund for Latin America and the Caribbean e o International Finance Corporation, e (ii) obtenção de consentimentos dos detentores de títulos de dívida emitidos por Swiss Insured Brazil Power Finance S.à r.l., que levou à realização de recompra mandatária integral da primeira emissão de debêntures simples, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição e consequente pré-pagamento integral das Credit Notes.

Após a reestruturação da dívida e, considerando o resgate antecipado obrigatório total das debêntures da 1ª série estabelecido na escritura da 2ª Emissão de debêntures simples, a dívida total remanescente de CELSE será de R\$ 4,5 bilhões, de principal, referente à 2ª Emissão.

A Companhia informou ainda que seu Conselho de Administração aprovou a proposta de incorporação da CELSE, que deverá ser aprovada em assembleia geral de acionistas da Companhia. A reestruturação da dívida de CELSE e a incorporação estão alinhadas com o planejamento estratégico da Companhia e representam importantes marcos para destravar valor do ativo e viabilizar opcionalidades relevantes para o desenvolvimento do Hub Sergipe.

Celebração de contrato de compra e venda de energia entre a SPE Futura 5 e Vallourec

Em 13 de novembro de 2023, a Eneva comunicou que celebrou, por meio de sua subsidiária “SPE Futura 5” um contrato de compra e venda de energia com as sociedades Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A., Vallourec Tubos do Brasil Ltda., e Vallourec Tubular Solutions Ltda. (sociedade em conjunto denominadas “Vallourec”) por meio da qual venderá para a Vallourec 29MW médios, pelo período de 12 anos, contados da assinatura do contrato. Com isso, o volume médio contratado do Complexo Solar Futura 1 em 2023 é de 61%, crescendo para 84% a partir de 2024.

INICIATIVAS ESG - AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Em linha com o compromisso da Eneva em promover as suas atividades de maneira sustentável e atenta às discussões e evoluções constantes do mercado, a Companhia combinou os departamentos de Estratégia e ESG em uma nova diretoria, diretoria de Estratégia e ESG, que responde diretamente ao CEO. Este movimento mostra a evolução do ESG na Companhia e foi desenhado para que a agenda ESG possa ser considerada de maneira transversal.

DESTAQUES DO 3T23:

- Em agosto, o rating da Eneva foi revisado, evoluindo de BB para BBB no índice do MSCI, que leva em consideração critérios ESG para avaliar a performance da Companhia;
- Também em agosto, a Eneva recebeu o Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol, responsável pela adaptação do método GHG Protocol ao contexto brasileiro e desenvolvimento de ferramentas de cálculo para estimativas de emissões de gases do efeito estufa (GEE). O Selo certifica o inventário da Companhia pelo alcance do mais alto nível de qualificação, fornecendo dados de emissões públicos de forma completa e auditado por terceira parte independente;
- Em setembro, foram realizadas audiências públicas nos municípios de Silves e Itapiranga (AM), referentes ao licenciamento ambiental do projeto Azulão 950 MW, no Amazonas. As audiências tinham o intuito de dar segmento aos assuntos apresentados em junho deste ano, reiterando o compromisso da Companhia com a comunicação clara e transparente perante as comunidades locais;
- No período, também foi realizado o Fórum Eneva nas Comunidades nas unidades do Azulão e Jaguatirica II, nos estados do Amazonas e Roraima, respectivamente. O fórum tinha o objetivo de apresentar as ações e iniciativas da Companhia e aprofundar o relacionamento com as comunidades, promovendo transparência quanto aos processos operacionais e sociais da Companhia.

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 segundo 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		3T23	2T23	1T23	2022	2021
OPERAÇÕES	Esfera					
	Indicadores					
	Capacidade de geração instalada por fonte (MW) ¹	5.274	5.274	4.603	4.603	2.157
	Carvão	725	725	725	725	725
	Gás	3.874	3.874	3.874	3.874	1.428
	Renováveis	674,6	674,6	3,6	3,6	4,2
	Uso de combustível para produção de energia					
	Carvão (ton/MWh)	-	-	-	-	0,39
	Gás (m ³ /MWh)	188,1	214,1	216,8	255,0	248,1
	Eficiência (%) ^{2,3}					
	Itaqui	N/A	N/A	N/A	N/A	0,37
	Pecém II	N/A	N/A	N/A	N/A	0,36
	Parnaíba I + V	56%	54%	56%	42%	35%
	Parnaíba II	57%	56%	49%	54%	54%
	Parnaíba III	N/A	30%	33%	36%	36%
Parnaíba IV	N/A	42%	42%	43%	42%	
Jaguatirica II	48%	49%	49%	49%	-	
MEIO-AMBIENTE	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (tCO ₂ e)	522.119	536.440	220.662	1.927.992	7.346.526
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 - eficiência (tCO ₂ e/MWh)	0,31	0,38	0,35	0,41	0,60
	Captação de água nova (mil m ³) ⁴	5.139	3.034	3.540	8.205	16.265
	Taxa de captação de água nova – eficiência (m ³ /MWh)	3,05	4,04	5,91	1,76	1,32
	Consumo de água nova (mil m ³) ^{4,5,6}	1.932	1.486	(503)	6.766	10.022
	Reuso de água (m ³)	12.027	355	11.912	48.800	105.871
	Geração de efluentes industriais (mil m ³) ⁴	3.611.328	1.688	4.040	1.649	7.449
	Taxa de Geração de efluentes industriais - eficiência (m ³ /MWh)	2,14	1,21	0,20	0,35	0,61
SAÚDE E SEGURANÇA⁷	Fatalidades	-	-	-	-	-
	Taxa de fatalidades (FAT)	-	-	-	-	-
	Afastamento por acidente	3	4	3	11	9
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁸	0,87	1,27	0,94	0,61	0,60
	Taxa total de incidentes reportáveis (TRIR)	2,89	2,54	2,83	2,05	2,55
COLABORADORES	Número total de colaboradores próprios	1.555	1.564	1.540	1.489	1.165
	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	24%	23%	24%	22%
	Turnover voluntário (%)	1,90%	1,66%	1,69%	5,84%	6,35%
	Número total de colaboradores terceiros	4.489	3.836	3.963	4.099	4.566
RESPONSABILIDADE SOCIAL	Investimentos não-incentivados (R\$ MM)	0,16	0,27	0,24	1,10	1,60
	Investimentos incentivados - Fundo da Infância e Adolescência, Lei de incentivo à cultura, Lei do esporte, Saúde e outros (R\$ MM)	0,49	1,30	0,60	7,22	2,24
	Execução dos programas socioeconômicos (R\$ MM)	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	21	5	-	3	22

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

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

3 - Eficiência = 3600/net heat rate

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

5 - Consumo de água Nova = Captação de água nova - Efluente de Resfriamento

6 - 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

7 - Números consideram apenas acidentes típicos

8 - Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco

ANEXOS

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia.

DRE – 3T23	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	520,7	181,6	958,6	1.661,0	194,6	(175,4)	1.680,2	254,2	77,7	872,7	0,2	(184,3)	2.700,8
Deduções da Receita Bruta	(52,3)	(30,0)	(143,0)	(225,3)	(25,0)	33,6	(216,7)	(26,2)	(6,6)	(90,6)	2,7	17,1	(320,3)
Receita Operacional Líquida	468,4	151,6	815,6	1.435,7	169,6	(141,8)	1.463,5	228,0	71,2	782,2	2,9	(167,3)	2.380,5
Custos Operacionais	(385,7)	(97,3)	(397,2)	(880,1)	(72,6)	141,8	(810,9)	(118,4)	(77,3)	(795,3)	0,0	167,3	(1.634,7)
Depreciação e amortização	(39,5)	(32,7)	(89,5)	(171,7)	(25,3)	-	(196,9)	(50,6)	(26,7)	-	-	-	(274,2)
Despesas Operacionais ¹	(7,7)	(7,2)	(6,7)	(21,7)	(33,4)	-	(55,1)	(12,9)	(4,2)	(14,5)	(117,5)	(58,3)	(262,5)
SG&A ²	(7,6)	(7,2)	(6,9)	(21,7)	(0,3)	-	(22,0)	(12,4)	(4,1)	(14,1)	(60,3)	-	(112,8)
Depreciação e amortização	(0,2)	-	0,1	(0,0)	(7,4)	-	(7,5)	(0,5)	(0,1)	(0,3)	(57,2)	(58,3)	(124,0)
Outras receitas/despesas	(0,7)	1,5	0,3	1,1	(0,1)	0,2	1,2	3,0	(0,0)	(0,7)	6,7	(0,2)	9,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,1)	2,0	(1,7)	0,2
EBITDA ICYM 527/12	114,0	81,4	511,3	706,7	96,2	0,2	803,1	150,8	16,5	(28,0)	(48,7)	(2,0)	891,7
Resultado Financeiro Líquido	(32,3)	(11,4)	(322,7)	(366,3)	(23,0)	0,0	(389,3)	(44,4)	(2,2)	2,6	(202,3)	(0,0)	(635,6)
EBT	42,1	37,3	89,3	168,6	40,5	0,3	209,4	55,3	(12,5)	(25,8)	(308,2)	(60,3)	(142,0)
Impostos Correntes	2,3	(0,0)	(3,5)	(1,2)	-	-	(1,2)	1,7	(2,7)	(7,5)	(0,8)	-	(10,5)
Impostos Diferidos	(10,7)	(13,1)	34,7	11,0	-	-	11,0	(2,2)	(0,2)	16,5	57,9	0,1	83,1
Resultado Líq. Período	33,8	24,2	120,5	178,5	40,5	0,3	219,2	54,8	(15,5)	(16,7)	(251,1)	(60,2)	(69,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,5
Resultado Líq. Eneva	33,8	24,2	120,5	178,5	40,5	0,3	219,2	54,8	(15,5)	(16,7)	(251,1)	(77,7)	(86,9)

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

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

DRE – 3T22	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros (apenas CGTF) ¹	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	613,8	155,5	188,4	957,7	307,6	(294,4)	970,8	240,6	0,0	790,7	1,6	(54,8)	1.948,9
Deduções da Receita Bruta	(61,3)	(70,0)	(37,2)	(168,5)	(58,3)	85,8	(141,0)	(24,9)	(0,0)	(83,0)	(0,4)	4,4	(244,9)
Receita Operacional Líquida	552,4	85,6	151,2	789,2	249,3	(208,6)	829,9	215,6	0,0	707,7	1,2	(50,4)	1.704,0
Custos Operacionais	(475,1)	(84,4)	(88,9)	(648,4)	(145,0)	208,6	(584,8)	(123,7)	(8,6)	(647,2)	(0,9)	50,4	(1.314,8)
Depreciação e amortização	(43,2)	(20,1)	(6,4)	(69,7)	(42,7)	-	(112,4)	(51,3)	(0,1)	-	(0,4)	-	(164,2)
Despesas Operacionais ²	(9,5)	(5,2)	(1,7)	(16,5)	(31,1)	-	(47,6)	(6,2)	(2,9)	(10,8)	(112,8)	(3,4)	(183,6)
SG&A ³	(9,4)	(5,2)	(1,4)	(16,0)	(7,2)	-	(23,2)	(5,8)	(2,8)	(10,3)	(104,0)	(0,0)	(146,1)
Depreciação e amortização	(0,2)	-	(0,3)	(0,5)	-	-	(0,5)	(0,4)	(0,1)	(0,5)	(8,7)	(3,4)	(13,5)
Outras receitas/despesas	(0,3)	0,0	(0,0)	(0,3)	(0,1)	0,1	(0,3)	(1,5)	0,2	0,3	214,5	0,3	213,4
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118,1	(117,4)	0,7
EBITDA ICYM 527/12	110,8	16,1	67,2	194,2	115,9	0,1	310,1	135,9	(11,0)	50,4	229,3	(117,3)	597,4
Resultado Financeiro Líquido	(28,6)	(5,4)	4,2	(29,8)	(0,0)	-	(29,8)	(14,0)	1,3	0,5	(71,7)	-	(113,7)
EBT	38,9	(9,4)	64,8	94,3	73,1	0,1	167,4	70,3	(10,0)	50,5	148,5	(120,6)	306,0
Impostos Correntes	(4,2)	0,4	(20,8)	(24,6)	-	-	(24,6)	(3,5)	(0,0)	(2,5)	(0,6)	-	(31,1)
Impostos Diferidos	(2,7)	2,7	(1,4)	(1,4)	-	-	(1,4)	(11,0)	0,0	(17,6)	(9,7)	-	(39,7)
Resultado Líq. Período	32,0	(6,3)	42,6	68,3	73,1	0,1	141,5	55,7	(10,0)	30,4	138,2	(120,6)	235,2
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,6)
Resultado Líq. Eneva	32,0	(6,3)	42,6	68,3	73,1	0,1	141,5	55,7	(10,0)	30,4	138,2	(118,0)	237,8

1- Contém apenas os resultados da CGTF à partir de 23 de agosto de 2022 até 30 de setembro de 2022, período após o closing de sua operação. CELSE teve sua aquisição concluída no início do 4T22 apenas.

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

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

DRE – 9M23	Geração Parnaíba	Geração Floraima	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	1.739,5	534,8	2.839,6	5.113,9	591,0	(520,8)	5.184,2	768,9	152,5	2.555,0	0,2	(287,9)	8.373,0
Deduções da Receita Bruta	(174,6)	(118,7)	(425,9)	(719,2)	(79,6)	90,7	(708,1)	(79,4)	(12,9)	(239,0)	2,7	26,6	(1.010,0)
Receita Operacional Líquida	1.564,9	416,1	2.413,8	4.394,7	511,4	(430,0)	4.476,1	689,5	139,7	2.316,0	2,9	(261,2)	7.363,0
Custos Operacionais	(1.049,6)	(277,5)	(1.195,0)	(2.522,1)	(207,7)	430,0	(2.299,7)	(357,3)	(159,2)	(1.958,2)	-	261,2	(4.513,2)
Depreciação e amortização	(117,6)	(87,8)	(302,2)	(507,5)	(76,5)	-	(584,1)	(151,5)	(44,5)	-	-	-	(780,1)
Despesas Operacionais ¹	(26,1)	(20,8)	(22,9)	(69,8)	(112,5)	-	(182,4)	(29,9)	(10,7)	(44,0)	(335,8)	(257,2)	(860,1)
SG&A ²	(25,6)	(20,8)	(22,8)	(69,2)	(10,0)	-	(79,2)	(28,6)	(10,4)	(43,0)	(189,1)	-	(350,4)
Depreciação e amortização	(0,5)	-	(0,1)	(0,6)	(7,4)	-	(8,1)	(1,3)	(0,4)	(1,0)	(146,7)	(257,2)	(414,7)
Outras receitas/despesas	(0,6)	1,3	59,7	60,5	(0,2)	0,4	60,7	4,9	(0,0)	(0,5)	(1,8)	(0,4)	62,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	1.017,0	(1.016,0)	0,9
EBITDA ICYM 527/12	606,7	206,9	1.557,8	2.371,4	275,0	0,4	2.646,8	460,0	14,6	314,3	829,0	(1.016,4)	3.248,2
Resultado Financeiro Líquido	(150,7)	(68,7)	(467,7)	(687,1)	(22,8)	0,1	(709,8)	(121,7)	2,3	9,7	(559,3)	(0,1)	(1.379,0)
EBT	337,9	50,4	787,9	1.176,1	168,2	0,5	1.344,9	185,5	(28,0)	323,0	123,0	(1.273,8)	674,5
Impostos Correntes	(30,9)	(0,0)	(30,5)	(61,4)	-	-	(61,4)	(3,1)	(6,4)	(38,5)	(1,1)	-	(110,5)
Impostos Diferidos	(31,0)	(17,6)	(80,4)	(129,0)	-	-	(129,0)	(27,0)	(3,2)	(89,8)	208,1	0,1	(20,8)
Resultado Líq. Período	276,0	32,8	676,9	985,8	168,2	0,5	1.154,5	155,4	(37,6)	214,6	329,9	(1.273,7)	543,2
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,9	34,9
Resultado Líquido	276,0	32,8	676,9	985,8	168,2	0,5	1.154,5	155,4	(37,6)	214,6	329,9	(1.308,6)	508,3

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

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

DRE – 9M22	Geração Parnaíba	Geração Floraima	Geração Gás Terceiros (apenas CGTF) ¹	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	1.601,3	331,3	188,4	2.121,0	630,6	(591,4)	2.160,2	735,7	0,2	1.560,7	3,0	(112,4)	4.347,4
Deduções da Receita Bruta	(159,3)	(108,2)	(37,2)	(304,7)	(98,7)	98,5	(304,8)	(75,9)	(0,0)	(165,0)	(0,4)	10,4	(535,8)
Receita Operacional Líquida	1.442,1	223,1	151,2	1.816,4	531,9	(492,9)	1.855,4	659,8	0,1	1.395,8	2,6	(102,0)	3.811,7
Custos Operacionais	(1.018,7)	(164,5)	(88,9)	(1.272,1)	(263,6)	492,9	(1.042,7)	(365,1)	(21,2)	(1.236,1)	(2,7)	102,0	(2.565,8)
Depreciação e amortização	(129,5)	(43,8)	(6,4)	(179,7)	(77,7)	-	(257,4)	(153,2)	(0,2)	-	(1,1)	-	(411,9)
Despesas Operacionais ²	(22,9)	(13,6)	(1,7)	(38,2)	(106,1)	-	(144,4)	(15,3)	(4,1)	(26,8)	(301,1)	(10,2)	(502,0)
SG&A ³	(22,3)	(12,8)	(1,4)	(36,6)	(19,0)	-	(55,5)	(14,3)	(3,8)	(25,2)	(279,5)	0,1	(378,2)
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,8)	(0,3)	(1,6)	(5,3)	-	(6,9)	(1,1)	(0,3)	(1,6)	(21,7)	(10,3)	(41,8)
Outras receitas/despesas	43,7	0,0	(0,0)	43,7	(0,1)	0,1	43,7	9,0	0,4	(1,3)	308,0	(0,1)	359,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500,8	(498,7)	2,1
EBITDA ICYM 527/12	574,2	89,6	67,2	731,0	245,1	0,1	976,2	442,6	(24,3)	133,2	530,2	(498,7)	1.559,3
Resultado Financeiro Líquido	(102,7)	(28,3)	4,2	(126,8)	(0,1)	-	(126,9)	(108,1)	1,1	1,6	(139,2)	-	(371,4)
EBT	341,4	16,7	64,8	422,9	162,1	0,1	585,1	180,2	(23,6)	133,2	368,3	(508,9)	734,2
Impostos Correntes	(25,5)	(1,8)	(20,8)	(48,1)	-	-	(48,1)	(6,7)	(0,0)	(4,5)	(1,5)	-	(60,9)
Impostos Diferidos	(30,8)	(3,9)	(1,4)	(36,2)	-	-	(36,2)	(36,7)	(0,0)	(37,2)	5,5	-	(104,7)
Resultado Líq. Período	295,0	11,0	42,6	338,6	162,1	0,1	500,8	136,8	(23,6)	91,4	372,2	(508,9)	568,6
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,4)	(1,4)
Resultado Líquido	295,0	11,0	42,6	338,6	162,1	0,1	500,8	136,8	(23,6)	91,4	372,2	(507,6)	569,9

1- Contém apenas os resultados da CGTF à partir de 23 de agosto de 2022 até 30 de setembro de 2022, período após o closing de sua operação. CELSE teve sua aquisição concluída no início do 4T22 apenas.

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

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



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T23

Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br