



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T24



Teleconferência de Resultados do 3T24

Quarta-feira, 13 de novembro de 2024

11h00 (Horário de Brasília) / 09 a.m. (US EST)

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

Relações com Investidores

ri.eneva.com.br



ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2024

- Fluxo de Caixa Operacional recorde de R\$ 1.272,4 milhões, impulsionado pelo resultado operacional no período;
- EBITDA consolidado de R\$ 1.134,1 milhões, com forte despacho regulatório para o SIN e recorde na exportação de energia;
- Conclusão de Follow-On de R\$ 3,2 bilhões, a R\$ 14,00/ação e aquisição do portfólio de ativos de geração termelétrica do BTG como eventos subsequentes ao trimestre.

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2024 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2024 (3T24). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

DESTAQUES 3T24

- Aceleração do despacho em quase a totalidade dos ativos térmicos da Eneva, tanto para atendimento à exportação, quanto ao despacho para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o Sistema Isolado de Roraima;
- Recorde de geração para exportação no Complexo do Parnaíba, que ocorreu de forma ininterrupta até o final de agosto/24, tendo cessado devido à maior necessidade de geração termelétrica para atendimento à demanda interna do SIN;
- EBITDA consolidado de R\$ 1.134,1 milhões no 3T24, crescimento de 27,2% frente ao 3T23, refletindo, sobretudo, o maior despacho termelétrico das usinas da Eneva;
- Recorde na geração de caixa operacional, que totalizou R\$ 1.272,4 milhões no trimestre, aumento de aproximadamente 36% YoY e QoQ, impulsionado pelo resultado operacional e variação positiva nas contas de capital de giro, com a monetização dos estoques de carvão e redução no saldo de despesas antecipadas;
- Redução da alavancagem da Companhia para 3,53x, redução de 0,68x no trimestre, com a conclusão da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto do Sergipe I. Patamar à ser reduzido no 4T24 com a conclusão do Follow On e aquisição do portfólio de ativos termelétricos do BTG;
- Aumento do prazo médio da dívida concentrando ainda mais o percentual de vencimentos pós-2028, de 65% ao final do 2T24, para 73% no 3T24 e da exposição da dívida a IPCA, principal indexador de receita da Companhia, de 70% para 80% no encerramento do trimestre, como resultado das iniciativas de *liability management*;
- Aprovação de novos CVUs regulatórios, sendo: (i) UTE Porto de Sergipe I: R\$ 1.035,12/MWh até 29/nov/24 e R\$ 806,11/MWh pós esse período para uma nova modalidade de despacho flexível, adicionando uma nova opcionalidade de geração a partir da usina; e (ii) UTE Parnaíba IV: R\$ 532,78/MWh, em substituição ao CVU anteriormente vigente, fixado em decreto;
- Assinatura de contrato de suprimento de gás natural em modalidade 100% flexível com a Termopernambuco S.A., com volume de até 2.400.000 m³/dia e vigência de 01 de outubro/24 a 30 de junho/26 para geração termelétrica da UTE Termopernambuco, no contexto do CRCAP;
- Início da vigência dos primeiros contratos de suprimento de gás natural celebrados pela Companhia, tanto da frente *off-grid*, com Copergás no modelo de negócios de SSLNG no Complexo Parnaíba, quanto do *on-grid*, com contratos firmados por meio da mesa de gás da Eneva, com suprimento preferencialmente a partir do Hub Sergipe;
- Como eventos subsequentes ao 3T24, importante destacar:
 - (i) Conclusão, em 15 de outubro/24, da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações ("Follow-On"), com emissão de 228.571.429 ações ordinárias, precificadas a R\$ 14,00/ação, no valor total de R\$ 3.200,0 milhões;
 - (ii) Finalização, da aquisição de ativos do portfólio de geração de energia de termelétrica do BTG em 25 de outubro/24, sendo Linhares Brasil Energia Participações S.A., Tevisa Termelétrica Viana S.A. e Povoação Energia S.A. A Companhia ainda irá adquirir 100% das ações da Geradora de Energia do Maranhão S.A., cuja transação ainda não foi concluída devido à existência de condições suspensivas a serem implementadas ou renunciadas.
 - (iii) Elevação, pela agência de classificação de risco de crédito Fitch Ratings do rating nacional de longo prazo para 'AAA(bra)' da Eneva, com "Perspectiva Estável" do rating corporativo.

PRINCIPAIS INDICADORES

(R\$ milhões)	3T24	3T23	Var. %	9M24	9M23	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.581,2	2.380,5	8,4%	6.529,0	7.363,0	-11,3%
EBITDA ICVM 527/12	1.134,1	891,7	27,2%	3.293,6	3.248,2	1,4%
Margem EBITDA (%)	43,9%	37,5%	6,5 p.p.	50,4%	44,1%	6,3 p.p.
Resultado Líquido Eneva ¹	102,7	(86,9)	N/A	1.108,6	508,3	118,1%
Investimentos (Competência)	966,9	716,1	35,0%	2.214,8	1.915,6	15,6%
Fluxo de Caixa Operacional	1.272,4	933,8	36,3%	3.313,5	2.171,6	52,6%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	15.303,9	16.066,1	-4,7%	15.303,9	16.066,1	-4,7%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m	3,53x	4,22x	-0,68 x	3,53x	4,22x	-0,68 x

¹ Resultado Líquido deduzindo participação minoritária em subsidiárias.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	3T24	2T24	1T24	4T23	3T23
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	99%	100%	98%	98%	100%
Despacho (%)	85%	10%	22%	23%	8%
Geração Líquida (GWh)	1.248	155	322	326	107
Geração Bruta (GWh)	1.309	162	337	345	113
Geração para ACR (%)	39%	7%	41%	73%	0%
Geração para ACL (%)	61%	93%	59%	27%	100%
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	99%	100%	89%	95%	97%
Despacho (%) ²	82%	0%	33%	73%	91%
Geração Líquida (GWh)	895	0	356	780	986
Geração Bruta (GWh)	942	0	372	827	1.043
Geração para ACR (%)	80%	100%	1%	99%	100%
Geração para ACL (%)	20%	0%	99%	1%	0%
Parnaíba III					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	98%
Despacho (%)	40%	0%	12%	20%	0%
Geração Líquida (GWh)	153	0	45	75	2
Geração Bruta (GWh)	159	0	46	78	2
Geração para ACR (%)	57%	0%	76%	76%	0%
Geração para ACL (%)	43%	0%	24%	24%	100%
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	96%	100%	98%	98%	100%
Despacho (%)	71%	19%	25%	33%	0%
Geração Líquida (GWh)	83	19	29	37	0
Geração Bruta (GWh)	86	21	29	39	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	100%	0%
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	96%	100%
Despacho (%)	90%	11%	27%	23%	7%
Geração Líquida (GWh)	700	82	203	180	52
Geração Bruta (GWh)	740	88	215	190	55
Geração para ACR (%)	36%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	64%	100%	100%	100%	100%

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

Os dados de geração referentes ao trimestre corrente consideram também montantes de provisão que serão posteriormente confirmados.

² Em 2024, o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto à dezembro de 2024, ao passo que em 2023 o período de inflexibilidade contratual da usina foi 100% concentrado entre junho a novembro de 2023.

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás em Roraima	3T24	2T24	1T24	4T23	3T23
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	85%	97%	99%	94%	86%
Despacho (%)	68%	75%	82%	78%	73%
Geração Líquida (GWh)	180	198	216	209	185
Geração Bruta (GWh)	189	207	226	219	194
Geração para ACR (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração a Gás – Combustível de Terceiros					
Porto de Sergipe I					
Disponibilidade (%)	96%	95%	98%	97%	97%
Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Fortaleza (usina em hibernação) ³					
Disponibilidade (%)	-	-	-	79%	100%
Despacho (%)	-	-	-	11%	0%
Geração Líquida (GWh)	-	-	-	72	0
Geração Bruta (GWh)	-	-	-	76	0
Geração para ACR (%)	-	-	-	0%	0%
Geração para ACL (%)	-	-	-	100%	0%
Geração Térmica a Carvão					
Itaqui					
Disponibilidade (%)	88%	100%	99%	93%	100%
Despacho (%)	7%	0%	0%	4%	0%
Geração Líquida (GWh)	47	0	3	28	0
Geração Bruta (GWh)	54	0	3	33	0
Geração para ACR (%)	95%	0%	0%	97%	0%
Geração para ACL (%)	5%	0%	100%	3%	0%

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

³ A UTE Fortaleza foi desligada em dezembro de 2023 após a conclusão do prazo de suprimento contratual de geração com a distribuidora e o ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina. Os dados dos períodos anteriores serão apresentados para fins de comparação histórica.

Dados Operacionais

Geração Térmica a Carvão	3T24	2T24	1T24	4T23	3T23
Pecém II					
Disponibilidade (%)	99%	100%	99%	100%	100%
Despacho (%)	30%	0%	0%	13%	0%
Geração Líquida (GWh)	217	0	0	91	0
Geração Bruta (GWh)	244	0	0	104	0
Geração para ACR (%)	99%	0%	0%	99%	0%
Geração para ACL (%)	1%	0%	0%	1%	0%
Geração Solar					
Futura 1					
Disponibilidade (%)	97%	97%	95%	93%	70%
Fator de Capacidade (%) ⁴	30,3%	26,6%	29,1%	34,5%	31,8%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-91	-21	-10	-22	-46
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	360	370	408	469	295
Geração Líquida (GWh)	357	367	405	466	292
Geração Liquidada Spot (%) ⁵	0%	0%	1%	4%	9%
Geração Liquidada Bilaterais (%)	100%	100%	99%	96%	91%
Upstream					
Parnaíba					
Produção (Bi m ³)	0,67	0,04 ⁶	0,20	0,29	0,23
Reservas remanescentes (Bi m ³)	36,7	37,3	37,4	37,6	32,5
Amazonas					
Produção (Bi m ³)	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06
Reservas remanescentes (Bi m ³)	9,9	9,9	10,0	10,0	14,3

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

⁴ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade) no período.

⁵ A SPE Futura 6, ao longo de 2024, liquidou grande parte da sua geração (cerca de 10 GWh/mês) para um contrato de curto prazo firmado com o segmento de Comercialização da Eneva.

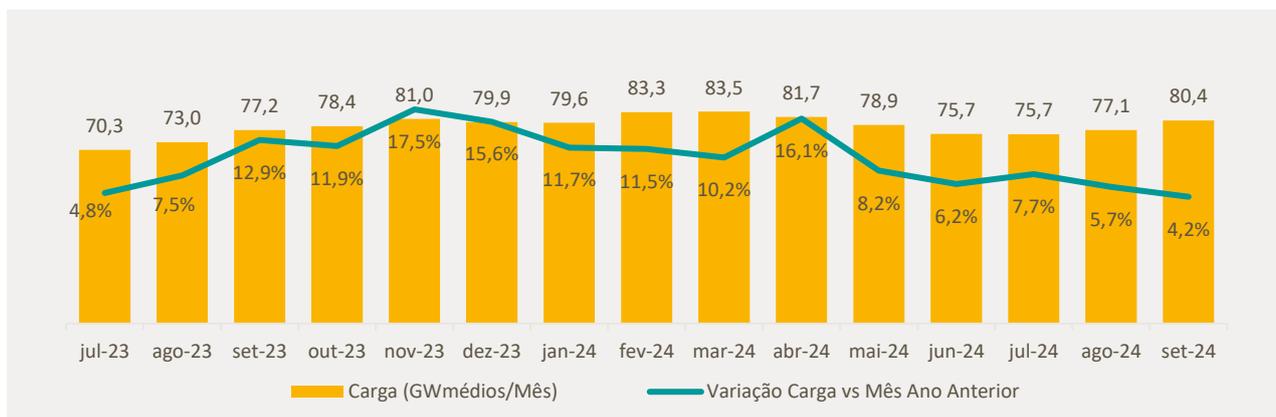
⁶ Os dados do Upstream Parnaíba referentes ao 2T24 foram revisados.

CONTEXTO SETORIAL

- Exportação de energia termelétrica para a Argentina consistente ao longo dos 2 primeiros meses do trimestre, com encerramento em setembro devido ao crescimento da necessidade de geração térmica firme no SIN
- Aceleração do despacho termelétrico regulatório no SIN, em um cenário de volumes de reservatórios ainda elevados, com intensificação do despacho no mérito e fora do mérito para atendimento a picos de carga

A carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) totalizou 77,7 GWm no 3T24, redução comparada aos 78,8 GWm registrados no 2T24, mas mantendo tendência de crescimento frente à carga média de 73,4 GWm do mesmo período de 2023, atingindo valores recorde de carga média para um terceiro trimestre.

Carga de Energia Média Mensal – SIN (GWmédios/mês e Variação % Anual) ⁷



Na comparação anual, o incremento de carga foi impulsionado, sobretudo, pelos maiores consumos das classes industrial, principalmente, residencial e comercial. A indústria registrou recordes de consumo em todos os meses do 3T24, com crescimento disseminado em quase todos os setores, sendo liderado pelos eletrointensivos de metalurgia; fabricação de papel e celulose, impulsionado pela entrada em operação de uma grande unidade de celulose; extração de minerais metálicos, impulsionada pelas exportações de minérios de cobre e alumínio e de produtos químicos. O desempenho positivo do segmento industrial foi também demonstrado pela melhoria de diversos indicadores da Fundação Getúlio Vargas medidos no período, como o Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI/FGV) e o Índice de Confiança da Indústria de Transformação (ICI/FGV), que apresentaram oscilações positivas em todos os meses na comparação anual. Já o aumento do consumo das residências e do comércio segue suportado pelo clima mais seco em grande parte do território nacional, temperaturas acima da média e baixa umidade de forma geral, com maior demanda de eletricidade voltada para climatização, assim como pela melhoria das condições de emprego e renda no país, contribuindo para a expansão do número de consumidores.⁸

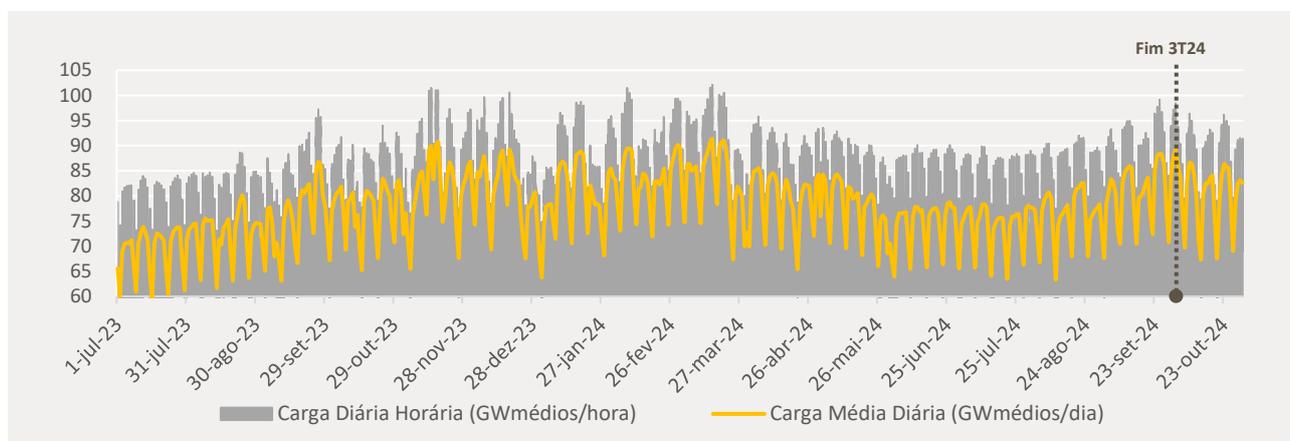
⁷ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 27/10/2024.

⁸ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Boletins de Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Edições de maio/24 e junho/24), disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 06/11/2024.

A redução da carga média da comparação sequencial refletiu, principalmente, a sazonalidade esperada com a migração para um período tipicamente mais ameno, mas recuperando a partir do final de agosto/24 com a manutenção do cenário climático mais seco.

A carga média diária continuou a atingir valores elevados ao longo do 3T24, mesmo com as temperaturas mais amenas do período, ficando acima de 80 GWm em 25% do trimestre. Adicionalmente, foram registrados picos diários de carga horária superiores a 85 GWm durante algumas horas em 72 dias do trimestre e ultrapassando 90 GWm em 25 dias do trimestre, especialmente a partir do final do trimestre. Após o encerramento do 3T24, continuaram a ser registrados picos de carga horária acima de 90 GWm em outubro/24, como pode ser visualizado no gráfico abaixo.

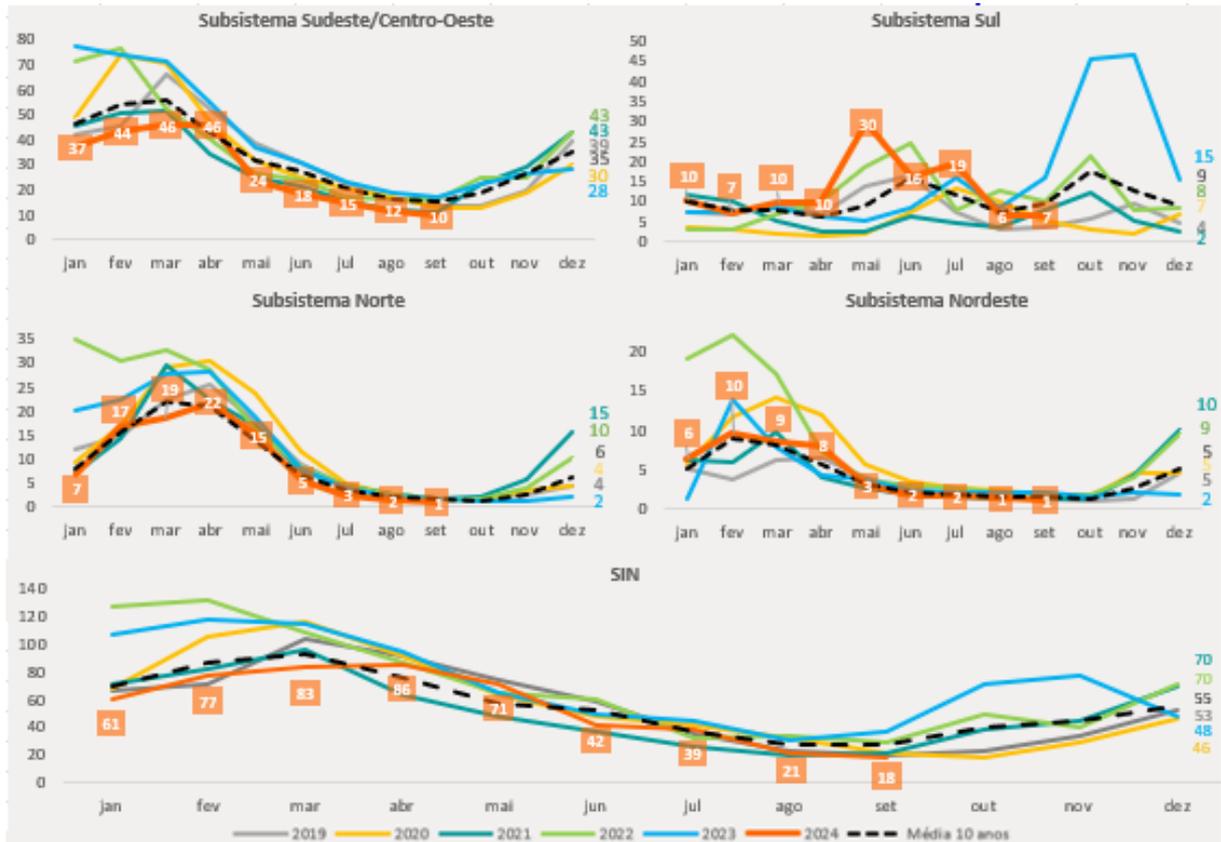
Carga de Energia Horária e Diária SIN – (GWmédios/hora e GWmédios/dia) ⁹



No 3T24 foi observada uma piora hidrológica generalizada, reflexo do cenário mais seco, como explicado acima, com volumes de precipitações e Energia Natural Afluyente (ENA) mais baixos do que as médias históricas em quase todos os meses do período nos quatro subsistemas, refletindo também as quedas das vazões típicas nessa época. Nesse sentido, foram também adotadas políticas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) voltadas à minimização do uso dos reservatórios do Norte e Nordeste a partir de agosto/24, com o intuito de preservação do recurso para atendimento à ponta de carga prevista no 4T24. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), foram registrados volumes de ENA próximos aos patamares de 2021, ano que se destacou pelo cenário hidrológico altamente desfavorável, com recordes de baixos volumes de ENA, e que na época exigiu diversas medidas emergenciais do governo e do ONS, como a manutenção de bandeiras tarifárias de valor elevado, aprovações de medidas de curto prazo para aumento da oferta de energia termelétrica, flexibilização de restrições operativas de hidrelétricas e linhas de transmissão, dentre outros.

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 06/11/2024.

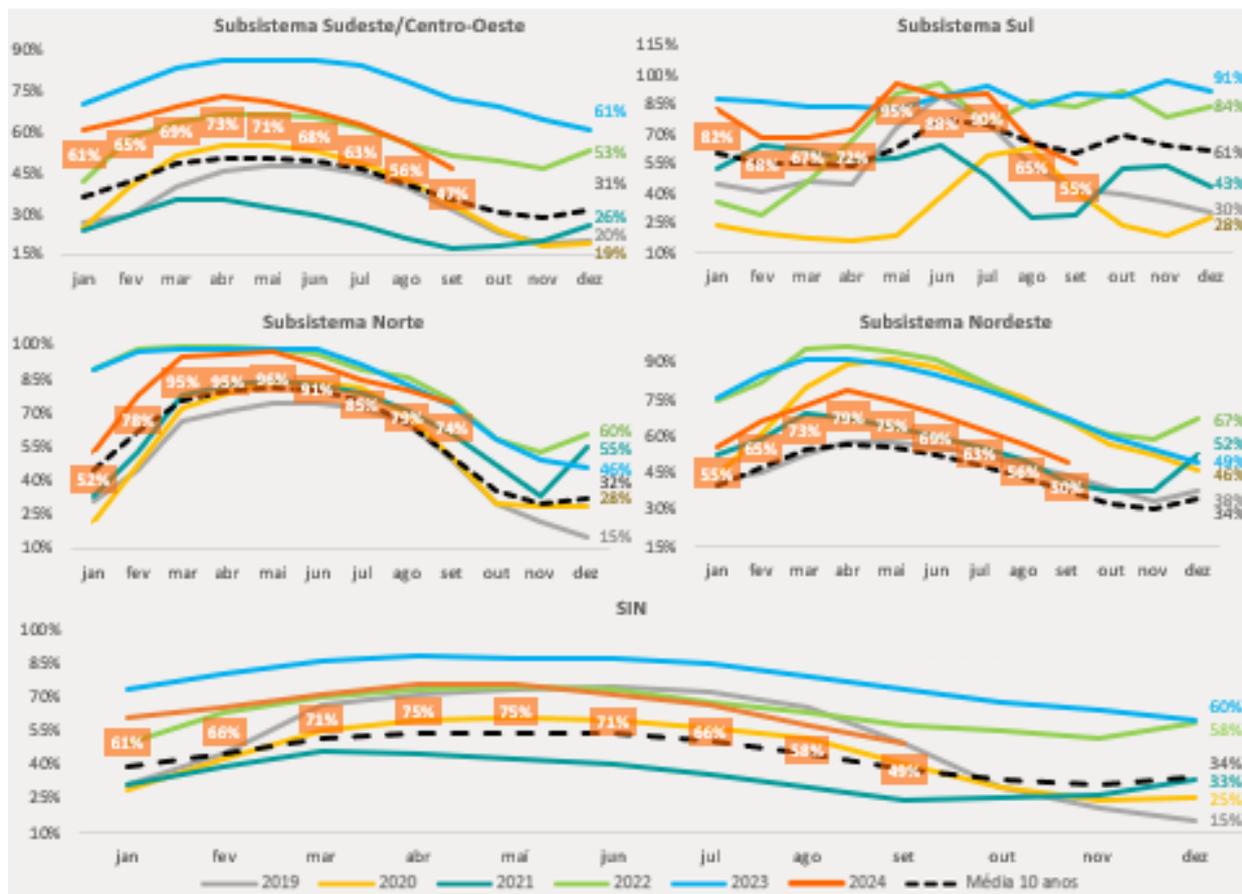
ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)¹⁰



Mesmo com os menores níveis de ENA, ao longo do 3T24 os níveis dos reservatórios ainda se encontravam em patamares superiores à média histórica de 10 anos em todos os subsistemas, à exceção do Sul, embora já em valores menores do que as médias de 2023 no SE/CO e menores do que em 2023 e 2022 no Norte e Nordeste. No Sul, os reservatórios encerraram o trimestre com patamares de Energia Armazenada (EARM) abaixo das médias históricas.

¹⁰ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 27/10/2024.

EARM Histórica (% Armazenamento)¹¹



No 3T24, as fontes hidrelétricas continuaram a tendência de redução da sua participação relativa em relação à geração de energia total do SIN, de uma média diária de 65% no 2T24 para 53% em média no 3T24. Também foi observada queda na comparação com o 3T23, quando a geração hídrica média diária representou 61% do total de energia gerado. Ao final do 3T24, a participação da geração hídrica era ainda menor, contribuindo com 48% da geração total do SIN. O volume médio diário de geração hídrica atingiu 41,0 GWm no 3T24, redução significativa frente aos 50,7 GWm do 2T24 e aos 44,4 GWm do 3T23.

Por sua vez, a participação da geração eólica no total de geração do SIN atingiu média diária de 21% no 3T24, crescimento frente aos 15% registrados no 2T24 e os 18% no 3T23. O crescimento da participação da geração eólica foi principalmente concentrado entre julho e setembro, refletindo o período histórico de sazonalidade dos ventos na costa brasileira.

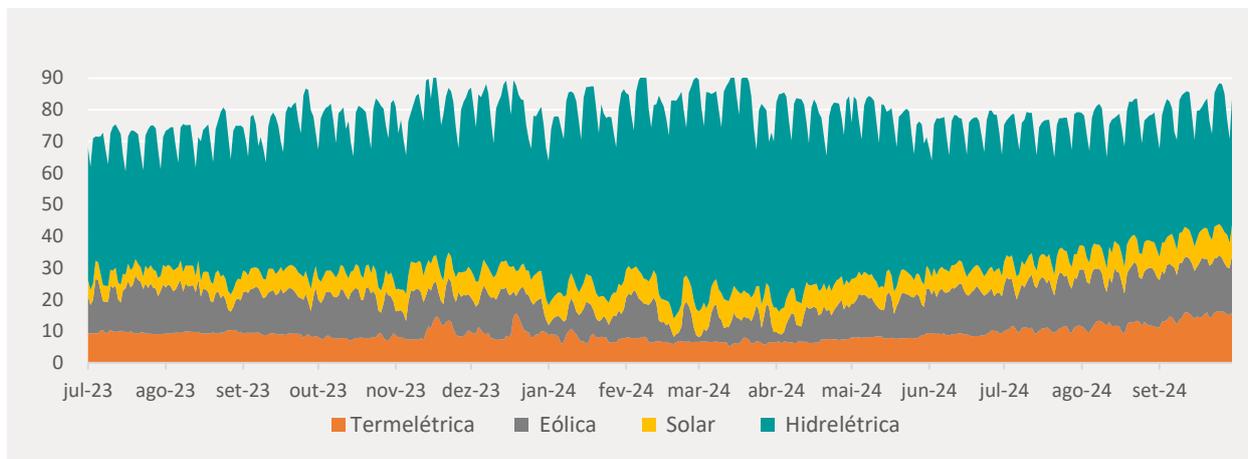
A geração de energia solar também apresentou aumento de participação no 3T24, correspondendo a 11% da geração total média do SIN, versus 9% no 2T24 e 8% no 3T23. O aumento reflete principalmente a adição crescente de capacidade instalada de fontes solares centralizadas e de geração distribuída.

Os menores níveis de ENA, com redução da geração hidrelétrica em função do cenário mais seco, associados à manutenção de altos montantes históricos de carga e o retorno do crescimento sequencial da carga no SIN a partir de agosto/24 impulsionaram o despacho termelétrico no trimestre. As fontes termelétricas geraram 12,4 GWm em média no 3T24, crescimento em relação aos 8,0 GWm do 2T24 e aos 9,4 GWm no 3T23. A participação da geração

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 27/10/2024.

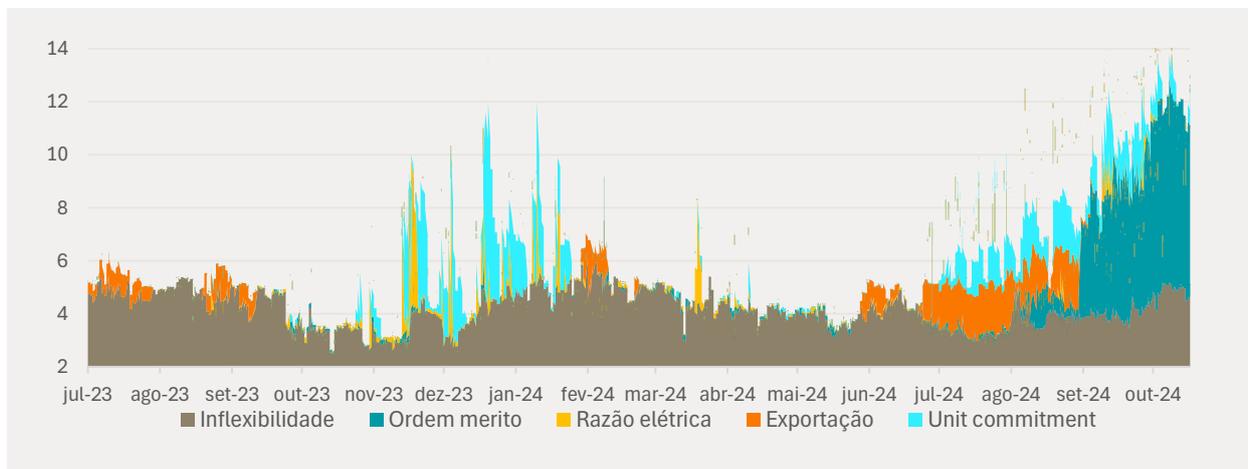
térmica em relação à total seguiu movimento similar, com 16% em média no 3T24 versus 10% no 2T24 e 13% no 3T23 e, ao final do 3T24 a participação da geração térmica em relação à total já estava em 19%.

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



É importante observar que a intensificação da geração termelétrica não refletiu apenas a necessidade de atendimento sazonal da demanda, com o crescimento do motivo de despacho por ordem de mérito, mas também foi necessário para fazer frente ao crescimento acelerado da geração de fontes intermitentes, para atender à necessidade de energia firme nos momentos de redução da geração eólica e solar. Esse efeito reflete a piora das condições sistêmicas e a maior necessidade de geração firme para atendimento à ponta de carga, de modo a garantir a segurança elétrica e energética do sistema, com a continuação de despachos por restrição elétrica (solicitada pelo operador para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico) e *unit commitment* (acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições operativas cadastradas das usinas). Nesse sentido, no início de setembro, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) também aprovou ações preventivas para a maximização de recursos para o atendimento à ponta SIN, visando garantir o suprimento eletroenergético em 2024, que incluíram a possibilidade de despacho flexível para térmicas com contratos de despacho antecipado.

Despacho Térmico por Principais Tipos - SIN (GWmédios/dia)¹³



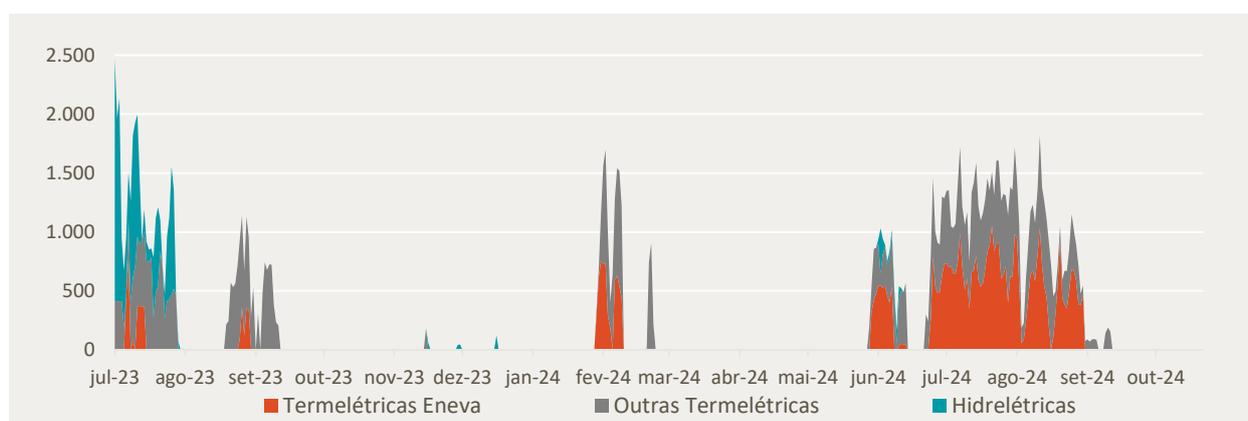
¹² Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 27/10/2024.

¹³ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 24/10/2024.

Em continuação à tendência iniciada no final de junho/24, a Argentina manteve a sinalização de demanda por importação de energia ao longo de grande parte do 3T24, reflexo principalmente da redução das temperaturas médias nesse período. Nesse contexto, o Brasil exportou energia de forma ininterrupta até o final da primeira semana de setembro, tendo cessado as operações de exportação devido à maior necessidade de geração termelétrica para atendimento à demanda interna do SIN. Nos meses de maior volume de exportação, julho e agosto/24, a média diária de energia exportada para o país vizinho totalizou 1,1 GWm.

Já a partir de meados de setembro/24, com o crescimento da demanda por energia para atender à ponta de carga no sistema brasileiro e com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema, houve a reversão da tendência anterior e o Brasil passou a importar energia da Argentina e Uruguai, com importação líquida média de 0,3 GWm em 8 dias de setembro/24 e 23 dias de outubro/24¹⁴.

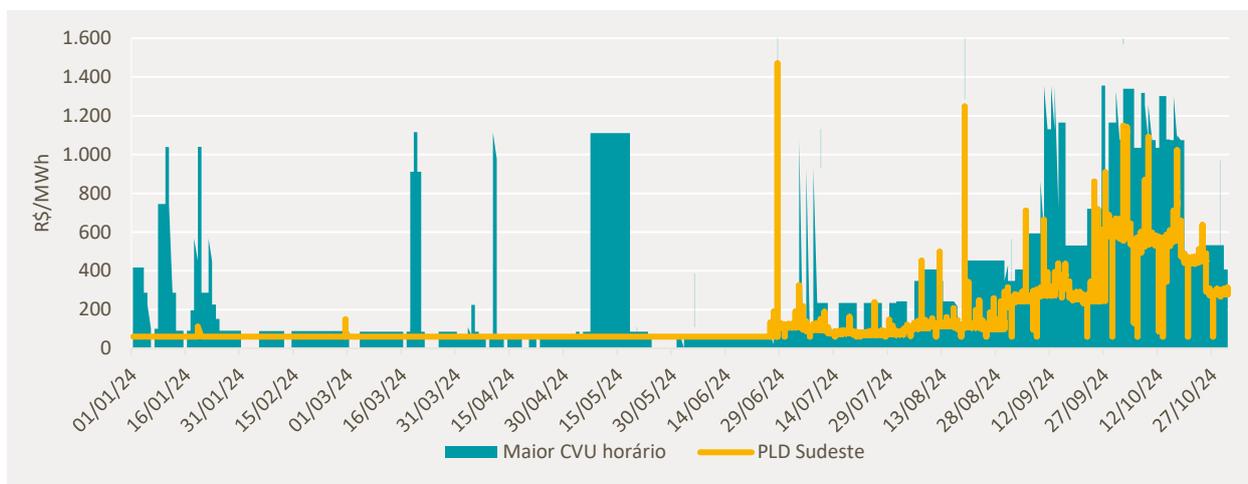
Volume de Exportação de Energia (MWmed/d) ¹⁵



O despacho térmico fora do mérito observado nos últimos meses reflete também condições estruturais do sistema, como limitações dos modelos de previsão, restrições operativas devido às obrigações de defluência mínima a serem obedecidas pelas usinas hidrelétricas e restrições de uso múltiplo da água impostas ao ONS, bem como a crescente matriz energética intermitente do SIN, impulsionada pelo aumento da capacidade instalada solar e eólica. Como resultado, o ONS vem demandando sucessivos despachos termelétricos regulatórios no SIN por motivo de restrição elétrica, para suprimento de potência instantânea, conforme observado acima. Esse cenário reforça a necessidade de potência e geração térmica para equilíbrio do sistema, desassociando a tese do despacho como mecanismo acionável exclusivamente de forma sazonal, para cobertura dos períodos secos.

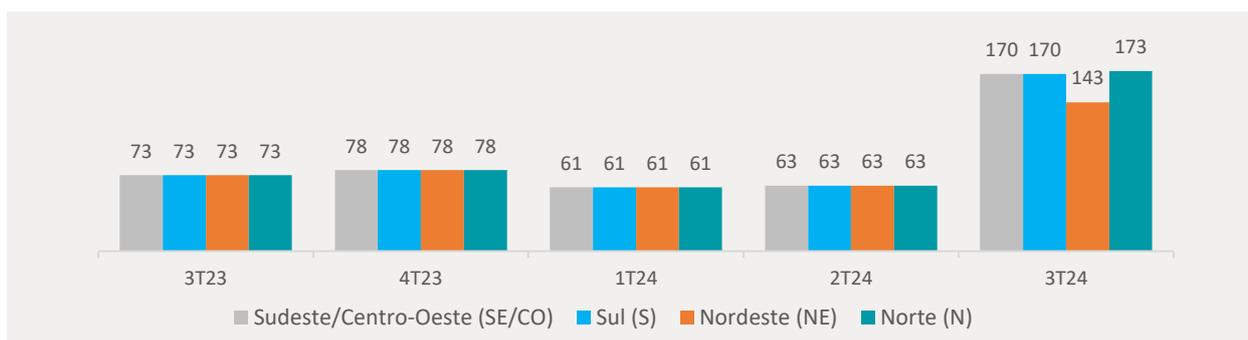
¹⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 09/11/2024.

¹⁵ Fonte: Dados de geração termelétrica disponíveis no site do ONS, na página "Dados Abertos", disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em 24/10/2024; e dados de geração hidrelétrica para Exportação de Vertimento Turbinável disponíveis no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Acesso em 24/10/2024.

PLD Máximo Horário Sudeste e Máximo CVU horário - SIN (R\$/MWh)¹⁶


Como reflexo da piora da hidrologia e aumento da carga, o PLD apresentou crescimento ao longo do 3T24, que descolou do piso ao longo de todo o período. No mês de julho/24, o PLD médio ficou em cerca R\$ 86,37/MWh nos submercados, com crescimento dos níveis médios em agosto/24 e setembro/24, que atingiram médias mensais de R\$ 115,05/MWh e R\$ 293,77/MWh, respectivamente. O PLD continuou a crescer após o encerramento do 3T24 e, em outubro, a média dos preços dos submercados estava em R\$ 473,48/MWh.

É importante observar também que pela primeira vez desde agosto/22, no 3T24 voltou-se a ter valores de PLD descolados entre si nos submercados, sendo a principal diferença no Nordeste, que em diversos dias do trimestre apresentou PLDs horários mais baixos que dos demais, como reflexo da maior geração de fontes intermitentes nessa época do ano.

 PLD Médio Trimestre por submercado SIN (R\$/MWh)¹⁷


¹⁶ Fonte: Dados disponíveis nos sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em 05/11/2024.

¹⁷ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 30/10/2024.

PREÇOS DE ENERGIA

Preços Regulados

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)¹⁸ de todas as usinas da Eneva que operam no mercado regulado (ACR) são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente em novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período.

A tabela abaixo apresenta os CVUs médios dos ativos operacionais da Companhia no 3T24 para despacho, assim como seus respectivos CVUs do 2T24 e 3T23, para fins de comparabilidade:

CVU (R\$/MWh)

Valores médios trimestre	3T24	2T24	3T23	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I (ACR)	145,0	121,4	150,0	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II (ACR)	105,9	105,9	101,0	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III (ACR)	286,9	286,9	273,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV (ACL)	172,4 ¹⁹	151,7	151,7	Fixo até 25/09 Após: Brent e Câmbio	Após 25/09 Combustível: Mensal
UTE Parnaíba V (ACR no 3T24/ ACL no 3T23)	220,7	204,1	188,8	Câmbio / US CPI-U	Dólar: Mensal CPI-U: Anual
UTE Jaguatirica II (ACR)	263,8	263,8	251,4	IPCA	Inflação: Anual
UTE Porto de Sergipe I (ACR)	380,5	366,4	329,4	Brent e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Pecém II (ACR)	361,6	340,8	333,6	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaqui (ACR)	353,9	333,1	326,3	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Em novembro de 2023, os CVUs das UTEs Parnaíba II e III foram ajustados em 4,82%, conforme o IPCA acumulado nos últimos 12 meses até outubro de 2023, de acordo com o estipulado nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente (CCEAR). Da mesma forma, o CVU da UTE Jaguatirica II, sob o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI), foi ajustado seguindo essa premissa. Assim, os CVUs médios dessas usinas refletem o reajuste anual válido ao longo do período analisado.

Conforme Resolução Normativa 1.093 da ANEEL (maio/24), que estabeleceu critérios e procedimentos para aprovação de CVU para termelétricas que não possuem mecanismo de reajuste do custo variável fixado em contratos regulados, por meio do Despacho nº 2.880 da ANEEL de 25 de setembro/24 foi aprovado o novo CVU da UTE Parnaíba IV em R\$ 532,78/MWh (data-base: setembro/24), sendo composto por duas parcelas distintas de preço,

¹⁸ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e pode ser indexado ao preço de *commodities*, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para melhor entendimento, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela Eneva: <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>.

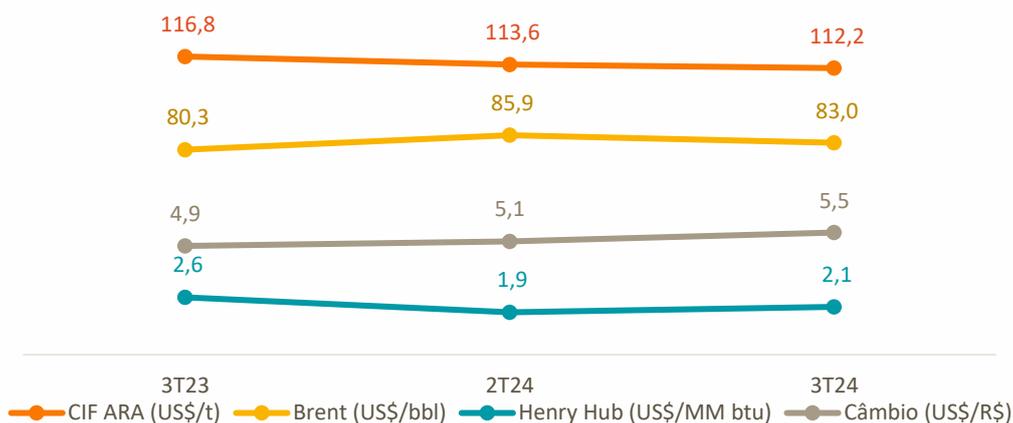
¹⁹ O CVU médio do trimestre foi composto por diferentes valores, sendo: (i) entre 01 de julho/24 e 25 de setembro/24 o valor do CVU médio considerado foi o valor fixado pela ANEEL de R\$ 151,69/MWh; (ii) a partir de 26 de setembro/24 até 30 de setembro/24, o CVU para a média foi de R\$ 532,78/MWh, conforme Resolução Normativa 1.093 da ANEEL (maio/24).

com prazos de vigências diferentes: (i) R\$ 482,85/MWh referente aos custos variáveis, com vigência por 12 meses, até setembro/25; e (ii) R\$ 49,93/MWh referente aos custos fixos, sendo essa parcela com vigência de 26 de setembro/24 a 30 de abril/25, conforme instituído por meio da Portaria nº 76/GM/MME/2024 do MME, que autorizou, excepcionalmente e em determinadas condições, a inclusão de custos fixos ao CVU de UTEs despacháveis centralizadamente até abril/2025. Caso a referida portaria não seja renovada, o CVU da UTE Parnaíba IV passará para R\$ 482,85/MWh de maio/25 até setembro/25. Os custos variáveis serão atualizados mensalmente pelos indexadores Brent e taxa de câmbio (dólar americano). Vale observar que, anteriormente, o CVU da UTE Parnaíba IV estava fixado em R\$ 151,69/MWh por meio do Despacho nº 3.203 (dezembro/18) da ANEEL para o período em que seu contrato regulado ainda não estivesse iniciado.

As UTEs Parnaíba I, Parnaíba V, Porto de Sergipe I, Pecém II e Itaqui, além de terem seus componentes de O&M reajustados anualmente pela inflação, também apresentaram variação da parcela da receita variável contratual atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, seguindo seus respectivos indexadores, conforme pode ser visualizado no gráfico abaixo:

Indexadores de Combustível com Contabilização de Variação Mensal ²⁰

(Valores Médios no Trimestre)



Adicionalmente, em 20 de setembro/24 a ANEEL publicou o Despacho nº 2.851 autorizando a utilização de CVU diferenciado para a UTE Porto de Sergipe I, no valor de R\$ 806,11/MWh (data-base setembro/24), aplicado exclusivamente para fins de despacho para atendimento à ponta de carga, conforme deliberação do CMSE. O CVU deverá ser atualizado mensalmente pela CCEE seguindo os parâmetros definidos no despacho, que considera atualização pelos indexadores Japan/Korea Marker (JKM) e pela taxa de câmbio, e será válido desde a data de publicação do despacho até quando perdurar a decisão do CMSE. Posteriormente, por meio do Despacho nº 3.247, de 25 de outubro/24, foi autorizado, para o período específico compreendido entre 25 de outubro/24 e 29 de novembro/24, a elevação do CVU da usina para o valor de R\$ 1.035,12/MWh, exclusivamente para fins de despacho para atendimento à ponta de carga. Vale ressaltar que, para atender o despacho antecipado regulatório, o CVU da UTE Porto de Sergipe I permanece conforme previsto em seu contrato de comercialização de energia no ambiente regulado, conforme indicado na tabela desta seção.

²⁰ Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços Henry Hub mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA, taxa de câmbio e Brent relativos à média do mês.

Exportação de Energia

As usinas do Complexo Parnaíba também realizam operações de venda de energia para exportação quando há sinalização de demanda e possibilidade de geração para atender aos contratos, quando não estão sendo demandadas para despacho no SIN, e recebem receita variável pela quantidade de energia vendida no período.

Essa modalidade de venda de energia está prevista na Portaria Normativa MME/GM Nº 86, de 21/10/2024, que estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível proveniente de geração de usinas termelétricas em operação comercial despachadas centralizadamente, disponíveis e não utilizadas para atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN).

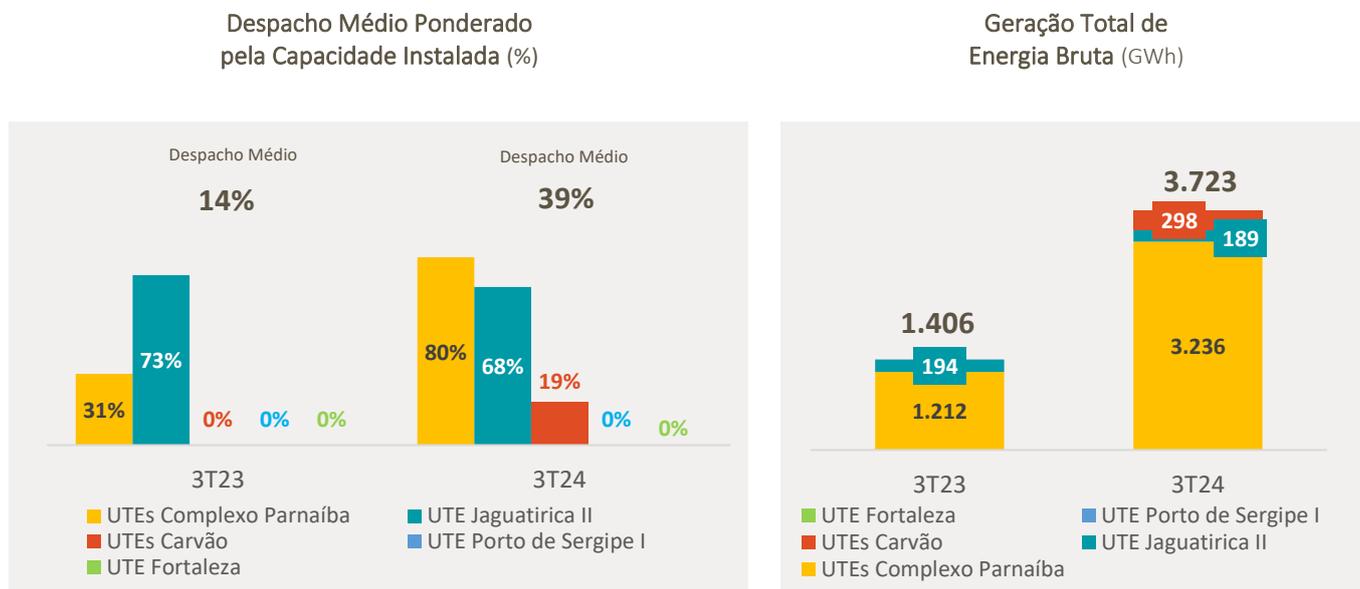
Os contratos, celebrados por períodos de até uma semana para a semana seguinte, são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros para atender à demanda prevista pela CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., operador do sistema elétrico argentino. Nesse contexto, os geradores termelétricos submetem *bids* de preços por quantidades de energia determinadas para os períodos de até uma semana e, em caso de terem ofertas vencedoras, deverão cumprir os contratos de venda de energia com a geração termelétrica, no formato de um contrato bilateral de venda de energia firmado em ambiente de mercado livre.

Vale ressaltar que as usinas termelétricas com contratos regulados de venda de energia por disponibilidade vigentes com o SIN que exportam energia elétrica devem incorrer em custos de ressarcimento de receita fixa ao sistema elétrico brasileiro, proporcional ao tempo em que a usina gerou energia nesta modalidade, referente à quantidade de energia comprometida com o SIN. Em 2023, as usinas com CCEAR vigentes que exportaram energia foram as UTEs Parnaíba I, Parnaíba II e Parnaíba III e, a partir de 2024, com o início do CCEAR da UTE Parnaíba V, esta usina também começou a incorrer em custos de devolução de receita fixa na ocasião de exportação.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Geração Térmica

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva ²¹



Desempenho Operacional das Usinas Termelétricas da Eneva

Acompanhando o contexto acima, à exceção da UTE Porto de Sergipe I, ocorreram despachos em quase a totalidade dos ativos térmicos da Eneva ao longo do 3T24, direcionados tanto para atendimento à exportação para a Argentina, quanto ao despacho para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o Sistema Isolado de Roraima. A geração foi principalmente por ordem de mérito, decorrente da piora do cenário hidrológico, acentuada em setembro/24, e, também, para atendimento à ponta de carga ao longo do trimestre. Vale destacar que o despacho térmico regulatório se manteve ao longo de outubro/24 e, pela primeira vez desde a aquisição da UTE Porto de Sergipe I em 2022, houve sinalização de despacho antecipado para o período de 30 de novembro a 20 de dezembro de 2024.

No 3T24 a geração líquida das UTEs da Eneva totalizou 3.524 GWh, aumento de 165% frente ao mesmo período do ano anterior, relacionada aos seguintes ativos:

- **Complexo Parnaíba**, que contempla 5 ativos operacionais (UTES Parnaíba I a V):
 - **Exportação:** as UTEs Parnaíba I, III, IV e V registraram recorde de geração para exportação no 3T24, concentrada nos meses de julho a agosto, totalizando 1.061 GWh de energia líquida, sendo 832 GWh referentes à energia comercializada a preços estabelecidos em contratos bilaterais e 229 GWh liquidados a PLD, referentes ao volume excedente gerado, em função de fatores como: (i) variações horárias 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*.

É válido ressaltar que em setembro/24 houve ainda sinalização de demanda por energia da Argentina, no entanto as operações de exportação foram encerradas no Complexo Parnaíba em função do

²¹ A partir do 1T24, o despacho médio ponderado pela capacidade total instalada da Eneva não considera mais a capacidade instalada da UTE Fortaleza, de 327 MW, uma vez que essa usina foi desligada em dezembro de 2023. No 3T23, o dado de despacho médio ponderado pela capacidade instalada total da Companhia considera a capacidade da usina, uma vez que ela se encontrava operacional e disponível para geração naquele período.

crescimento da necessidade de despacho no SIN, para o qual toda a geração de energia passou a ser direcionada.

- **Inflexibilidade contratual:** cumprimento do período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II a partir de agosto/24, conforme previsto em seu contrato regulado. Visando aproveitar as janelas de exportação para a Argentina no inverno, em 2024 a Companhia redeclarou o período de inflexibilidade contratual desta UTE em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro/24, em contraste ao histórico dos anos anteriores, tendo sido 100% concentrado entre junho e novembro.
- **Despachos remanescentes para o SIN:** geração líquida de 1.346 GWh no Complexo Parnaíba no 3T24, direcionados para (i) ordem de mérito de custo, quando da indicação dos modelos, correspondente ao maior volume de geração no período, sobretudo em setembro/24; (ii) restrição elétrica, conforme solicitação do ONS para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico; (iii) *unit commitment*, acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições contratuais das usinas; e (iv) despacho para fins de inflexibilidade, seguindo necessidades pontuais de geração das usinas.
- **UTE Itaqui e Pecém II:** as UTEs a carvão, que não eram despachadas centralizadamente desde o 4T23, apresentaram geração líquida de 264 GWh para atendimento ao SIN, com despachos principalmente por motivos de ordem de mérito, restrição elétrica e *unit commitment*. A UTE Pecém II foi responsável por 217 GWh do total da geração no trimestre, com despacho de 30%, enquanto a UTE Itaqui apresentou geração de 47 GWh e despacho de 7% no período. No mês de setembro/24, a UTE Itaqui passou por manutenções, impactando sua disponibilidade média, que atingiu 88% no trimestre.
- **UTE Jaguarica II:** localizada no sistema isolado de Roraima, apresentou geração líquida de 180 GWh no 3T24. A disponibilidade no trimestre foi de 85%, inferior ao patamar próximo a 100% dos últimos trimestres, exclusivamente em função da realização de paradas programadas para manutenções preventivas previamente agendadas durante alguns dias dos meses de agosto e setembro/24, como resultado do atingimento dos níveis de horas de operação acumuladas conforme as configurações das turbinas.

Destinação da Geração Total de Energia Líquida no 3T24 (GWh)

Geração Líquida	Geração liquidada a CVU ²²	Geração liquidada no Mercado de Curto Prazo/PLD (inclui restrições de modulação por exportação) ²³	Geração liquidada a preços estabelecidos em contratos bilaterais (exportação)	Geração por inflexibilidade contratual (Parnaíba II)	Total
UTE					
Parnaíba I	531	243	474	-	1.248
Parnaíba II	89	134	-	673	895
Parnaíba III	93	31	29	-	153
Parnaíba IV	11	36	35	-	83
Parnaíba V	339	68	293	-	700
Jaguarica II	180	-	-	-	180
Itaqui	44	2	-	-	47
Pecém II	216	1	-	-	217
Porto de Sergipe I	-	-	-	-	-
Total	1.505	515	832	673	3.524

²² Inclui despachos por motivo de ordem de mérito, restrição elétrica e *unit commitment*.

²³ Vale ressaltar que a geração líquida no ambiente livre é remunerada ao PLD horário da geração, não ao PLD médio do dia, e podem ocorrer variações entre os preços ao longo das 24 horas.

Geração Solar

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

No 3T24, a disponibilidade média do Complexo Futura manteve o patamar verificado nos últimos trimestres, alcançando 97,4% no período, frente 70,1% no 3T23, período em que o parque solar ainda se encontrava em estabilização.

A geração líquida do parque totalizou 357 GWh, com geração frustrada de 91 GWh impactada, principalmente, pelas restrições impostas pelo ONS que ocasionaram cortes na geração do complexo. As restrições foram decorrentes de requisitos de confiabilidade elétrica e razão energética mais rígidos adotados pelo operador desde o evento de corte automático de carga em agosto de 2023, que vem se traduzindo em *curtailments* na geração de usinas intermitentes desde então. Adicionalmente, além dos limites mais rígidos de escoamento nas linhas de transmissão, também contribuíram para os cortes a maior ocupação das linhas de transmissão, o início do período que sazonalmente apresenta maior incidência de geração eólica seguindo o padrão dos ventos e o aumento do despacho térmico em função da conjuntura atual do SIN descrita anteriormente, que vem demandando maior volume de energia firme. Vale ressaltar que, ao final de outubro/24 o ONS ampliou os limites de intercâmbio do subsistema Nordeste para os patamares anteriores a agosto de 2023, depois do início da operação de três linhas de transmissão de 500 kV e de uma subestação na região.

Como resultado do impacto das restrições energéticas impostas pelo ONS no período, a geração líquida do complexo apresentou redução de 2,8% frente ao 2T24. Na comparação com o 3T23, a geração líquida foi 22,1% superior.

No 3T24, o fator de capacidade²⁴ do Complexo alcançou 30,3%, refletindo principalmente a disponibilidade do parque no patamar de 97% e os melhores níveis de irradiância média auferidos neste trimestre, na comparação sequencial, em linhas com as características sazonais.

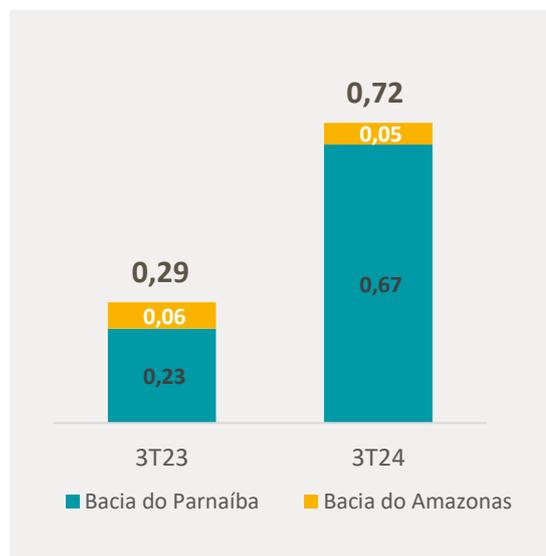
²⁴ Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade) no período.

Upstream

Produção e Reservas

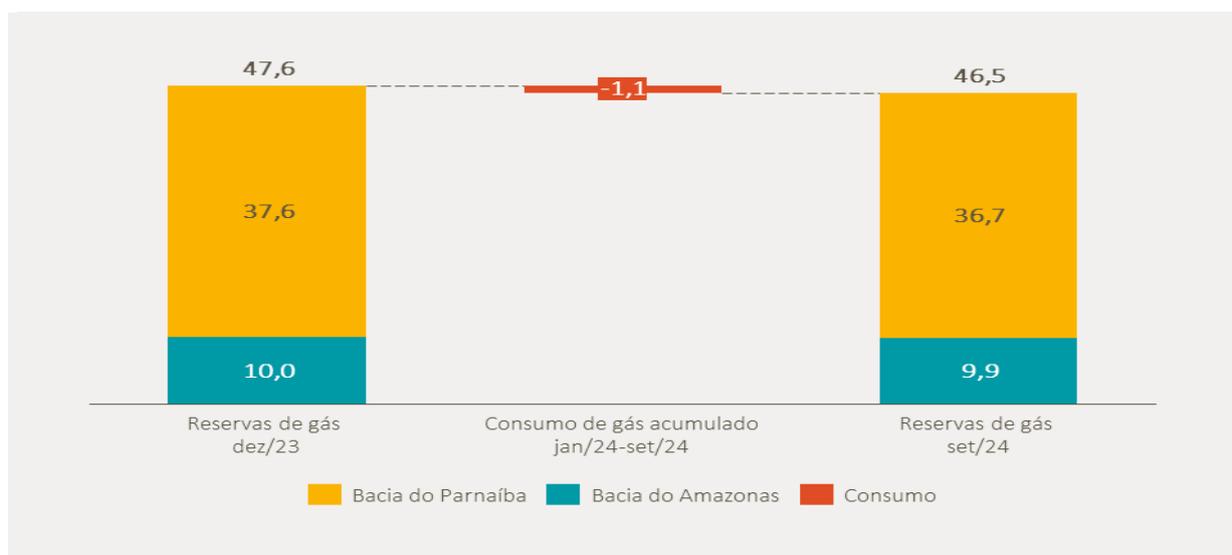
No 3T24, a produção de gás natural da Eneva totalizou 0,72 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,67 bcm no Complexo Parnaíba e 0,05 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, direcionado ao suprimento da UTE Jaguatirica II. O aumento do volume de gás produzido no 3T24 frente ao 3T23 é resultado da maior demanda por gás das termelétricas no Complexo Parnaíba, para atendimento à geração para exportação e para os despachos para fazer frente à necessidade crescente do SIN. Por sua vez, o Campo de Azulão apresentou ligeira redução no volume de gás produzido em relação ao 3T23, acompanhando o menor despacho e disponibilidade da UTE Jaguatirica II, em função da parada programada ocorrida no período.

Produção de Gás Acumulada (bcm)



A Companhia encerrou o 3T24 com um total de reservas 2P de gás natural de 46,5 bcm, sendo 36,7 bcm de reservas na Bacia do Parnaíba e 9,9 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão. Este volume reflete o saldo das reservas certificadas pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), referentes a 31 de dezembro de 2023, descontando o consumo de gás acumulado no 3T24.

Evolução Anual das Reservas de Gás (bcm)



De acordo com os relatórios certificados pela GCA em 31 de dezembro de 2023, a Eneva detinha reservas 2P de condensado no total de 11,8 MMbbl, sendo 2,2 MMbbl no Parnaíba e 9,5 MMbbl no Campo de Azulão.

DESEMPENHO FINANCEIRO

CONSOLIDADO

DRE Consolidado	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
Receita Operacional Líquida	2.581,2	2.380,5	8,4%	6.529,0	7.363,0	-11,3%
Custos Operacionais	(1.300,4)	(1.360,5)	-4,4%	(2.836,1)	(3.733,1)	-24,0%
Despesas Operacionais	(143,2)	(138,5)	3,4%	(419,6)	(445,5)	-5,8%
SG&A	(120,7)	(112,8)	7,0%	(338,2)	(350,4)	-3,5%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(18,7)	(25,6)	-27,1%	(60,3)	(64,3)	-6,2%
Demais despesas	(102,0)	(87,2)	17,0%	(277,9)	(286,1)	-2,9%
Despesas com Exploração G&G	(22,5)	(25,7)	-12,5%	(81,4)	(95,1)	-14,4%
Poços secos e PCLD	-	(11,3)	N/A	(23,2)	(12,0)	94,2%
Depreciação e amortização	(380,5)	(398,2)	-4,5%	(1.073,0)	(1.194,7)	-10,2%
Custos	(311,2)	(274,2)	13,5%	(868,3)	(780,1)	11,3%
Despesas	(69,3)	(124,0)	-44,1%	(204,8)	(414,7)	-50,6%
Outras receitas/despesas	(6,3)	9,9	N/A	17,1	62,8	-72,8%
Equivalência Patrimonial	2,8	0,2	N/A	3,3	0,9	248,2%
EBITDA ICVM 527/12	1.134,1	891,7	27,2%	3.293,6	3.248,2	1,4%
Resultado Financeiro Líquido	(477,8)	(635,5)	-24,8%	(2.103,5)	(1.379,0)	52,5%
EBT	275,9	(142,0)	N/A	117,1	674,5	-82,6%
Impostos Correntes	(50,1)	(10,5)	378,3%	(146,3)	(110,5)	32,3%
Impostos Diferidos	19,6	83,1	-76,4%	1.528,2	(20,8)	N/A
Resultado Líquido do Período	245,4	(69,4)	N/A	1.499,1	543,2	176,0%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	142,7	17,5	715,2%	390,5	34,9	N/A
Resultado Líquido Eneva	102,7	(86,9)	N/A	1.108,6	508,3	118,1%

No 3T24, o EBITDA ICVM consolidado da Eneva cresceu 27,2% frente ao 3T23, atingindo R\$ 1.134,1 milhões, refletindo, sobretudo, o maior despacho termelétrico das usinas da Eneva nos meses de julho a setembro/24. Os principais destaques para o crescimento do EBITDA observado no 3T24 comparado ao 3T23 foram relacionados a:

- Crescimento de R\$ 250,9 milhões no EBITDA do segmento de geração do Complexo Parnaíba, reflexo da combinação de: (i) recorde de exportação de energia para a Argentina, (ii) despacho médio de 80% no 3T24 vs. 31% no 3T23, incluindo despachos para ordem de mérito, *unit commitment* e restrição elétrica; (iii) maior receita no mercado de curto prazo associada à geração para modulação de carga e inflexibilidade, aproveitando níveis de PLD médio mais altos para a liquidação da energia não contratada no ACR; e (iv) aumento da receita fixa, impulsionada pelo início do contrato regulado da Parnaíba V no início de 2024;
- Aumento de R\$ 205,8 milhões no EBITDA do segmento de *Upstream*, em função, principalmente, do crescimento da margem variável no trimestre, com o repasse do resultado positivo do despacho do Complexo Parnaíba no 3T24;
- Incremento de R\$ 9,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, em virtude, principalmente, da maior margem fixa no 3T24, em decorrência do crescimento da receita fixa, com o reajuste contratual, e da redução dos custos com O&M no período.

Em contrapartida ao desempenho positivo mencionado acima, o crescimento do EBITDA Consolidado da Companhia foi parcialmente mitigado pelos segmentos de Carvão, Solar e Holding e pela hibernação da UTE Fortaleza a partir de 2024, conforme detalhado a seguir:

- Encerramento do contrato e das operações na UTE Fortaleza ao final de 2023 e início da hibernação da usina em 2024 enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina, com efeito de -R\$ 161,0 milhões no 3T24 versus o 3T23;
- O segmento de carvão apresentou redução de R\$ 31,8 milhões no EBITDA em relação ao 3T23, refletindo o impacto do preço médio do estoque de carvão, adquirido ao longo de 2021 em um cenário de preços de commodity CIF-ARA mais elevados, nos custos variáveis de geração, apresentando descasamento negativo com o CVU médio que remunerou as receitas variáveis no 3T24;
- No segmento Holding e Outros, o EBITDA (*ex-equivalência*) foi R\$ 28,0 milhões inferior ao registrado no 3T23, principalmente em função do incremento de despesas pontuais referentes aos processos do Follow-On e da aquisição de ativos, com a contabilização de despesas com assessorias no período para estes processos e outros projetos da Companhia;
- Em Geração Solar, a redução do EBITDA de R\$ 16,8 milhões no período comparativo foi explicado, principalmente, pelos efeitos associados à: (i) geração frustrada no período, sobretudo em função de *curtailments*, ocasionando maiores custos com compra de energia e ressarcimento; (ii) a piora do cenário hidrológico, levando a aumentos nos preços spot; e (iii) combinação entre a maior limitação de intercâmbio de energia entre submercados e o período do ano em que as usinas eólicas tem seus maiores fatores de capacidade na região Nordeste.

No 3T24, o resultado financeiro líquido somou -R\$ 477,8 milhões frente a -R\$ 635,5 milhões registrados no 3T23, principalmente devido ao impacto positivo da variação cambial (não-caixa) sobre o arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I no 3T24 frente ao 3T23, refletindo a desvalorização cambial nesse período frente à valorização cambial no período anterior.

Dessa forma, como resultado sobretudo dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido consolidado da Companhia totalizou R\$ 245,4 milhões no 3T24, frente ao prejuízo de R\$ 69,4 milhões no 3T23. O resultado líquido, incluindo as participações minoritárias, somou R\$ 102,7 milhões no 3T24 versus o prejuízo de R\$ 86,9 milhões no 3T23.

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	3T24	3T23	Var. Abs.	9M24	9M23	Var. Abs.
R\$ Milhões						
Posição de Caixa Início de Período ¹	1.700,1	1.686,7	13,4	2.592,6	2.022,6	570,0
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.272,4	933,8	338,6	3.313,5	2.171,6	1.141,9
EBITDA ICVM 527/12	1.134,1	891,7	242,4	3.293,6	3.248,2	45,4
Var. Capital de Giro ²	187,7	28,9	158,8	160,9	(863,5)	1.024,5
Imposto de renda e Contribuição Social	(53,1)	(26,7)	(26,4)	(152,1)	(206,8)	54,7
Var. Outros ativos e passivos ²	3,8	39,9	(36,1)	11,0	(6,3)	17,3
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(611,8)	(792,3)	180,4	(1.722,0)	(1.773,8)	51,8
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	(237,6)	817,6	(1.055,2)	(2.060,9)	225,5	(2.286,4)
Efeito Líquido <i>Liability Management</i> ³	1.114,5	-	1.114,5	1.228,4	-	1.228,4
Captações	150,0	577,0	(427,0)	309,5	1.610,3	(1.300,7)
Amortização de Principal ⁴	(579,2)	(232,2)	(347,0)	(1.535,5)	(1.496,1)	(39,4)
Amortização de Juros ⁴	(571,5)	(231,9)	(339,6)	(1.198,7)	(1.408,7)	210,0
Arrendamento Mercantil	(106,8)	(88,3)	(18,5)	(316,2)	(221,1)	(95,1)
Outros	(244,6)	793,0	(1.037,6)	(548,6)	1.741,1	(2.289,7)
(=) Geração de Caixa Total	423,1	959,2	(536,2)	(469,5)	623,3	(1.092,7)
Posição de Caixa Final de Período ¹	2.123,1	2.645,9	(522,7)	2.123,1	2.645,9	(522,7)

1 – Inclui caixa e equivalentes de caixa.

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

3 – No 3T23 e 9M23, essa rubrica consolida o montante captado com a 2ª Emissão de Debêntures da CELSE em set/23, no âmbito de sua reestruturação financeira (que, com a incorporação da CELSE na ENEVA em jun/26, foi renomeada como 11ª Emissão de Debêntures da Eneva), em um total de R\$ 5.000,0 milhões, que foi classificada 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.

4 – Além das amortizações de juros e principal, estão incluídas nessa linha as movimentações de depósitos vinculados constituídos ou liberados para pagamentos de principal e juros.

No 3T24, o fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 1.272,4 milhões, sendo o maior patamar de FCO histórico registrado pela Companhia em um trimestre, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e pelo efeito da variação positiva de capital de giro do período. A variação de capital de giro no trimestre refletiu uma combinação de diversos efeitos, com destaque principalmente para os abaixo:

- Efeito positivo de R\$ 88,3 milhões no fluxo referente à monetização do saldo de estoques no 3T24, em decorrência do despacho dos ativos a carvão no período, com o consumo do carvão previamente adquirido.
- Impacto positivo de R\$ 137,1 milhões no fluxo refletindo o recebimento no final de setembro/24 da primeira parcela do pagamento contingente recebida pela Eneva, na qualidade de sucessora da Focus Energia após a conclusão da compra da empresa, da contraparte fornecedora de placas solares com a qual a Focus Energia encontrava-se em Procedimento Arbitral na ocasião da compra da Focus. Conforme divulgado em Avisos aos Acionistas em 25 de setembro/24 e 14 de outubro/2024, as partes chegaram a um acordo no âmbito do Procedimento Arbitral para encerramento da disputa em um acordo celebrado com valor total de US\$ 72 milhões, a ser pago em 4 parcelas, a título de indenização aos antigos acionistas da Focus. O referido valor deverá primeiramente ressarcir os tributos, despesas e custos com honorários advocatícios, árbitros e assistentes técnicos, dentre outros, incorridos pela Eneva em decorrência do processo arbitral, conforme definido no respectivo instrumento de Protocolo e Justificação celebrado em 3 de janeiro de 2022. Conforme comunicado, a Companhia realizou a retenção da totalidade do montante recebido de R\$ 137,1 milhões, após a apuração do valor total de despesas atualizadas ter superado o valor efetivamente recebido na primeira parcela.

Os pagamentos de IRPJ e CSL no período compensaram ligeiramente o valor positivo do FCO, tendo sido principalmente concentrados nas subsidiárias SPEs Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (“PGC”) e Parnaíba II Geração de Energia S.A. (“Parnaíba II”), em função do maior despacho no 3T24, e na SPE Amapari Geração de Energia S.A., como resultado de movimentação processual relevante ocorrida a favor da controlada ao final do 2T24, com reconhecimento do direito ao ressarcimento do custo de combustível pela Conta de Consumo de Combustível Fósseis – Sistema Isolado (CCC), que gerou um lucro tributável acarretando o pagamento de imposto de renda e contribuição social no início do 3T24.

O fluxo de caixa de atividades de investimento no 3T24 totalizou saída de caixa total de R\$ 611,8 milhões, resultado, sobretudo, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 324,0 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos direcionados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 83,1 milhões para as unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos de venda de GNL em pequena escala (SSLNG) para as instalações industriais da Suzano S.A, Vale S.A. e Companhia Pernambucana de Gás (Copergás);
- R\$ 80,6 milhões referentes à construção da UTE Parnaíba VI;
- R\$ 79,3 milhões destinados para capex *sustaining* das operações em todas as usinas da Companhia e para o desenvolvimento de projetos na Holding.

O fluxo de caixa de financiamento totalizou saída de caixa líquida de R\$ 237,6 milhões no 3T24, em função, basicamente, dos impactos abaixo:

- Conclusão de processo de *liability management*, com efeito líquido de R\$ 1.114,5 milhões, que envolveu: (i) entrada de caixa referente à antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios referentes aos Contrato de Comercialização de Energia ao Ambiente Regulado (CCEAR) da UTE Porto de Sergipe I, no montante de R\$ 2.700,0 milhões; e (ii) conclusão do resgate antecipado parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva ao final de setembro/24, com o pagamento antecipado total de R\$ 1.585,5 milhões, de um montante de dívida financeira total de R\$ 2.709,4 milhões;
- Amortizações de principal, pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 1.150,7 milhões, seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, com destaque para o pagamento final das amortizações das Notas de Crédito à Exportação celebradas junto ao Banco do Brasil S.A. e ao Banco Santander;
- Desembolso de R\$ 150,0 milhões realizados no 3T24, relacionado ao Contrato de Financiamento da UTE Azulão I celebrado junto ao FDA;
- Pagamentos de R\$ 106,8 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 75,3 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento nos segmentos *Upstream* e na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica; Combinação de diferentes efeitos na linha “Outros”, sendo principalmente referentes a: (i) pagamentos de R\$ 180,0 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação detida pelo banco nas ações preferenciais de emissão da controlada integral Eneva Participações III S.A., controladora das subsidiárias PGC e P-II; e (ii) pagamentos de R\$ 75,9 milhões relacionados aos contratos de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios das receita fixa das UTEs Itaqui e Pecém II.

Como resultado, a Eneva encerrou o 3T24 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.123,1 milhões, crescimento de R\$ 423 milhões frente à posição de caixa de R\$ 1.700,1 milhões no final do 2T24.

Eventos Subsequentes: *Follow-On* e Aquisição de Ativos Termelétricos

- A Companhia concluiu uma Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações (“Follow-On”) em 15 de outubro, tendo emitido 228.571.429 ações ordinárias, precificadas a R\$ 14,00/ação, no valor total de R\$ 3.200,0 milhões. Conforme divulgado, a destinação dos recursos será para acelerar a implementação do plano de negócios da Companhia e sua estratégia de longo prazo em seus segmentos de atuação, incluindo também a realização de operações de M&A (*mergers & acquisitions*), notadamente as aquisições de Geradora de Energia do Maranhão S.A. (“Gera Maranhão”) e Linhares Geradora S.A. (“Linhares”). Maiores informações sobre o M&A e o Follow-On serão detalhadas nas seções de Endividamento e Mercado de Capitais.
- Em 25 de outubro/24, a Companhia concluiu parcialmente as operações de M&A iniciadas em julho/24, tendo desembolsado o valor total de R\$ 855,1 milhões pela aquisição de 100% das ações da Linhares e das debêntures da 2ª emissão da Linhares. A Companhia ainda irá adquirir 100% das ações da Gera Maranhão, cuja conclusão da transação ainda não havia sido concluída dado que ainda havia condições suspensivas a serem implementadas ou renunciadas. No âmbito do contrato, o valor acordado a ser pago em caixa pela aquisição de 100% das ações da Gera Maranhão pela Eneva é de R\$ 612,0 milhões.

Considerando o valor captado no Follow-On e os valores totais acordados a serem pagos pela aquisição dos dois ativos acima mencionados, o saldo de caixa ajustado proforma do 3T24 totalizaria R\$ 3.856,0 milhões, resultado do incremento líquido de caixa de R\$ 1.732,9 milhões.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO POR SEGMENTO

Geração Térmica a Gás no Parnaíba

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

DRE – Geração Parnaíba	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	1.088,3	520,7	109,0%	2.333,9	1.739,5	34,2%
Receita Fixa	494,1	383,7	28,8%	1.483,6	1.151,0	28,9%
Receita Variável	594,3	137,0	333,7%	850,3	588,5	44,5%
Contratual	158,2	-	N/A	191,2	0,1	N/A
Mercado de curto prazo	436,1	137,0	218,3%	659,1	588,4	12,0%
Exportação	302,1	43,7	591,6%	434,0	418,9	3,6%
Trading	3,1	96,4	-96,8%	36,6	148,6	-75,4%
Outros	130,9	(3,1)	N/A	188,4	21,0	797,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(201,6)	(59,6)	238,3%	(364,5)	(254,8)	43,1%
Devolução de Receita Fixa ²⁵	(91,8)	(7,3)	N/A	(91,8)	(80,2)	14,5%
Receita Operacional Líquida	886,7	461,1	92,3%	1.969,4	1.484,7	32,6%
Custos Operacionais	(561,3)	(378,3)	48,4%	(1.095,7)	(969,4)	13,0%
Custo Fixo	(156,6)	(146,7)	6,8%	(449,6)	(427,0)	5,3%
Transmissão e encargos regulatórios	(56,0)	(48,4)	15,8%	(155,7)	(137,6)	13,1%
O&M ²⁶	(34,4)	(32,1)	7,2%	(95,4)	(91,0)	4,9%
Arrendamento fixo UTG	(66,1)	(66,2)	-0,1%	(198,5)	(198,4)	0,1%
Custo Variável	(353,4)	(192,2)	83,9%	(521,3)	(424,8)	22,7%
Gás Natural	(267,9)	(89,4)	199,5%	(372,3)	(217,1)	71,5%
Distribuidora	(20,7)	(6,3)	225,5%	(29,4)	(17,2)	71,1%
Arrendamento variável UTG	(56,6)	(5,5)	933,0%	(67,6)	(45,7)	48,1%
Trading	(4,0)	(86,9)	-95,4%	(29,8)	(131,8)	-77,4%
Outros ^{25, 26}	(4,2)	(4,0)	7,0%	(22,2)	(13,1)	68,9%
Depreciação e amortização	(51,3)	(39,5)	30,0%	(132,8)	(117,6)	12,9%
Despesas Operacionais	(11,8)	(7,7)	52,5%	(28,6)	(26,1)	9,5%
SG&A	(11,6)	(7,6)	53,7%	(27,9)	(25,6)	8,9%
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,2)	-2,2%	(0,8)	(0,5)	38,4%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	(0,7)	-78,8%	(3,8)	(0,6)	550,5%
EBITDA ICVM 527/12	364,9	114,0	220,1%	974,8	606,7	60,7%
Margem EBITDA (%)	33,5%	21,9%	11,6 p.p.	41,8%	34,9%	6,9 p.p.

As UTEs do Complexo Parnaíba registraram despacho médio de 80% no 3T24, refletindo os despachos regulatórios para atendimentos à exportação e para o SIN, incluindo (i) ordem de mérito de custo, (ii) *unit commitment*, (iii) restrição elétrica, e (iv) inflexibilidade, tanto contratual, como ocorrido na UTE Parnaíba II a partir de agosto/24, quanto por necessidades pontuais de geração das usinas. Em contrapartida, no 3T23 o despacho foi de 31%, concentrado no atendimento à exportação e inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II, que diferente de 2024, em 2023 teve seu período de inflexibilidade contratual 100% concentrado entre junho e novembro.

²⁵ No 2T24 houve mudança de tratamento contábil quanto à classificação das deduções de receita fixa em função dos volumes exportados para as usinas com contratos regulados por disponibilidade vigentes. Até o 1T24, estes valores eram contabilizados como custos variáveis e, a partir desse trimestre, foram reclassificadas para a rubrica de deduções de receitas. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

²⁶ No 1T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que, até o 4T23 estavam contemplados na rubrica de “Outros – Variáveis”, sendo alocados agora para a rubrica de “Custo Fixo - O&M”. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

A dinâmica positiva no despacho foi um dos principais fatores para o crescimento significativo de 92,3% na receita operacional líquida do Complexo Parnaíba no 3T24, atingindo R\$ 886,7 milhões no trimestre. Nesse sentido, as receitas variáveis alcançaram R\$ 594,3 milhões no 3T24, crescimento de 333,7% frente ao 3T23, sendo os principais efeitos referentes à:

- Incremento de R\$ 158,2 milhões decorrentes dos despachos regulatórios por ordem de mérito, *unit commitment* e restrição elétrica, não ocorridos no 3T23;
- Crescimento de R\$ 258,5 milhões relacionado à receita de exportação de energia para a Argentina, refletindo o recorde de exportação alcançado nesse trimestre;
- Aumento de R\$ 133,9 milhões relacionados a outras receitas de mercado de curto prazo, principalmente, referentes a geração para modulação da carga, como também para fins de inflexibilidade, decorrentes do montante não comprometido com contratos regulados das UTEs, aproveitando o maior PLD médio do período;
- Parcialmente compensadas pela redução das receitas de trading de R\$ 93,3 milhões frente ao valor do 3T23, refletindo as transações de compra e venda de energia utilizando o lastro descontratado da UTE Parnaíba I, realizados no ano anterior. Vale ressaltar que as operações contabilizadas nessa rubrica se referem a compra e venda de energia, havendo contrapartida na rubrica de Custo Variável – Trading.

Adicionalmente, a receita operacional líquida foi também impulsionada pelo crescimento de R\$ 110,4 milhões das receitas fixas, decorrente tanto do início do contrato regulado da UTE Parnaíba V quanto do reajuste contratual a IPCA das receitas fixas das UTEs Parnaíba I a III em novembro/23.

Os custos fixos somaram R\$ 156,6 milhões no 3T24, 6,8% superiores na comparação com o 3T23, explicados pela combinação de (i) reajuste nos valores de TUST aplicado em julho/24, contribuindo para o aumento de R\$ 7,7 milhões nos custos fixos do período; e (ii) crescimento de R\$ 2,3 milhões em O&M em função, sobretudo, do início do contrato regulado da UTE Parnaíba V, cujo início de contabilização de receita fixa em 2024 superou em grande parte o incremento nesses custos, assim como devido aos reajustes de apólices de seguros.

A margem fixa no 3T24 alcançou R\$ 287,6 milhões, com crescimento de quase 45% frente ao mesmo período do ano anterior, impulsionado pelo crescimento das receitas fixas, superando o efeito do aumento dos custos fixos no período.

Os custos variáveis registraram aumento de 83,9% na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo, sobretudo, os custos com geração associados ao aumento do despacho vs. o 3T23, sendo os principais: (i) compra de gás natural, R\$ 178,5 milhões superiores *versus* o 3T23; e (ii) custos com arrendamento variável, sendo R\$ 51,1 milhões vs. o 3T23. Vale destacar que ambos os custos são eliminados na visão Consolidada, uma vez que se tratam de receitas do segmento de *Upstream* da Companhia. Os maiores custos variáveis com geração foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 83,0 milhões no custo de trading, como explicado acima, dado o menor volume de transações de compra e venda de energia utilizando o lastro das usinas no período.

Como reflexo principalmente do crescimento do despacho, a margem variável unitária de geração no 3T24 considerando os custos *intercompany* atingiu R\$ 29,3/MWh, apresentando aumento expressivo na comparação entre os trimestres.

Como resultado dos fatores mencionados acima, e impulsionado pelo crescimento tanto da margem variável, em função do maior despacho e maiores margens, quanto da receita fixa, o EBITDA do segmento cresceu mais de 220%, atingindo R\$ 364,9 milhões.

Geração Térmica a Gás em Roraima

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

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

DRE – UTE Jaguatirica II	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	189,1	181,6	4,1%	581,3	534,8	8,7%
Receita Fixa	141,5	135,0	4,8%	424,6	405,1	4,8%
Receita Variável	47,5	46,6	2,1%	156,7	129,7	20,8%
Contratual	47,5	46,6	2,1%	156,7	129,7	20,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(33,3)	(30,0)	11,1%	(58,3)	(118,7)	-50,9%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(24,7)	(21,6)	14,4%	(31,3)	(94,3)	-66,9%
Receita Operacional Líquida	155,8	151,6	2,7%	523,1	416,1	25,7%
Custos Operacionais	(97,1)	(97,3)	-0,2%	(308,5)	(277,5)	11,2%
Custo Fixo	(44,2)	(49,2)	-10,2%	(145,1)	(147,8)	-1,8%
Transmissão e encargos regulatórios	(1,6)	(0,2)	746,5%	(3,6)	(0,8)	340,5%
O&M	(42,6)	(49,0)	-13,2%	(141,5)	(147,0)	-3,7%
Custo Variável	(14,1)	(15,4)	-8,4%	(46,3)	(42,0)	10,3%
Gás Natural	(13,2)	(13,0)	1,6%	(41,9)	(35,3)	18,4%
Outros	(0,9)	(2,3)	-63,5%	(4,4)	(6,6)	-33,4%
Depreciação e amortização	(38,8)	(32,7)	18,6%	(117,1)	(87,8)	33,4%
Despesas Operacionais	(6,8)	(7,2)	-5,6%	(20,5)	(20,8)	-1,3%
SG&A	(6,8)	(7,2)	-5,6%	(20,5)	(20,8)	-1,3%
Depreciação e amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	1,5	N/A	(0,6)	1,3	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	90,7	81,4	11,4%	310,6	206,9	50,1%
Margem EBITDA (%)	58,2%	53,6%	4,6 p.p.	59,4%	49,7%	9,7 p.p.

No 3T24 a receita operacional líquida da UTE Jaguatirica II apresentou crescimento de 2,7% em relação ao 3T23, totalizando R\$ 155,8 milhões no período. O aumento está relacionado, principalmente, a dois fatores:

- Crescimento de R\$ 6,5 milhões na receita fixa bruta, em função do reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/23;
- Aumento de R\$ 3,1 milhões das deduções de receita fixa em função da manutenção programada dado o atingimento dos marcos de 8.000 e 16.000 horas acumuladas, seguindo os parâmetros do fornecedor, realizada integralmente no 3T24, em consonância com o cronograma estabelecido com o ONS, que resultou em uma disponibilidade média de 85% no 3T24, frente aos 86% registrados no mesmo período de 2023.

Os custos fixos do segmento registraram redução de R\$ 5,0 milhões no 3T24 quando comparado ao 3T23, totalizando R\$ 44,2 milhões no trimestre. Essa redução se deve, sobretudo, à capitalização de gastos com materiais e sobressalentes no montante de R\$ 9,7 milhões, conforme a natureza dos dispêndios. Por outro lado, o reajuste da tarifa de transmissão para o Sistema Isolado impactou negativamente a rubrica de custos fixos em R\$ 1,6 milhão. Além disso, no 3T23, ocorreu um descasamento temporal, sem a contabilização de R\$ 3,3 milhões do montante total de O&M àquele período.

A combinação dos efeitos de crescimento da receita fixa e redução dos custos fixos totais, ligeiramente atenuados pelo aumento das deduções de receita por indisponibilidade operacional, resultou em uma ampliação da margem fixa do segmento em R\$ 8,9 milhões no 3T24 *versus* o mesmo período de 2023, atingindo R\$ 72,4 milhões no período.

Os custos variáveis, por sua vez, reduziram R\$ 1,3 milhão no 3T24 *versus* o 3T23, com melhoria do custo unitário na ordem de R\$ 4,78/MWh, em função, sobretudo, dos menores custos com químicos, bem como dos menores custos variáveis do sistema de transporte, refletindo a melhoria de eficiência da usina após a conclusão do processo de estabilização. Vale destacar ainda que o consumo relativo de combustível para a geração contabilizou redução de 15,6% na comparação dos períodos. Os menores custos, em conjunto com a receita variável marginalmente maior no período propiciou crescimento da margem variável do segmento em R\$ 1,6 milhão no 3T24 frente ao 3T23, totalizando R\$ 25,1 milhões no 3T24.

Como resultado dos efeitos acima explicados, o EBITDA do segmento registrou alta de R\$ 9,3 milhões quando comparado ao 3T23, totalizando R\$ 90,7 milhões no 3T24.

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, dada a aquisição e entrada em operação de novos *cryoboxes*, equipamentos e estruturas relacionadas para suportar as otimizações realizadas na planta, principalmente na expansão do sistema de liquefação.

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

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

A CGTF tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT) do governo federal. 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 dos resultados do segmento. A UTE Fortaleza foi desligada em dezembro de 2023 após a conclusão do prazo de suprimento contratual de geração com a distribuidora e o ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina. Os dados dos períodos anteriores serão apresentados para fins de comparação histórica.

A CELSE tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado.

DRE – UTE Porto de Sergipe I	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	535,0	503,6	6,2%	1.620,2	1.517,4	6,8%
Receita Fixa	521,1	497,1	4,8%	1.563,2	1.491,4	4,8%
Receita Variável	14,0	6,5	115,5%	57,0	26,1	118,6%
Contratual ¹	-	-	N/A	-	-	N/A
Mercado de curto prazo	14,0	6,5	115,5%	57,0	26,1	118,6%
Lastro (FID)	14,0	6,5	115,5%	57,0	26,1	118,6%
Outros	-	(0,0)	N/A	-	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(50,1)	(47,7)	5,0%	(153,6)	(149,4)	2,8%
Receita Operacional Líquida	484,9	455,9	6,4%	1.466,6	1.368,0	7,2%
Custos Operacionais	(225,9)	(190,2)	18,8%	(621,8)	(577,4)	7,7%
Custo Fixo	(117,5)	(86,4)	36,0%	(261,2)	(264,1)	-1,1%
Transmissão e encargos regulatórios	(41,8)	(40,5)	3,3%	(122,7)	(118,5)	3,5%
O&M ²⁷	(12,3)	(18,4)	-33,0%	(34,1)	(64,2)	-46,9%
Outros Fixos	(63,4)	(27,6)	129,9%	(104,4)	(81,3)	28,5%
Custo Variável	(10,1)	(8,6)	17,5%	(66,1)	(29,6)	123,0%
Lastro (FID)	(10,1)	(6,5)	53,7%	(63,6)	(24,7)	157,9%
Outros	-	(2,0)	N/A	(2,5)	(5,0)	-49,1%
Depreciação e amortização	(98,4)	(95,2)	3,3%	(294,5)	(283,7)	3,8%
Despesas Operacionais	(4,4)	(7,1)	-37,4%	(10,9)	(21,3)	-48,7%
SG&A	(4,4)	(7,2)	-38,7%	(11,0)	(21,2)	-48,1%
Depreciação e amortização	(0,0)	0,1	N/A	0,1	(0,1)	N/A
Outras receitas/despesas	-	0,4	N/A	0,9	59,9	-98,5%
EBITDA ICVM 527/12	352,9	354,1	-0,3%	1.129,2	1.113,0	1,5%
% Margem EBITDA	72,8%	77,7%	-4,9 p.p.	77,0%	81,4%	-4,4 p.p.
DRE – UTE Fortaleza						
EBITDA ICVM 527/12	(3,8)	157,2	N/A	(10,0)	444,8	N/A

No 3T24, a receita operacional líquida da UTE Porto de Sergipe I registrou crescimento de 6,4%, somando R\$ 484,9 milhões no período, decorrente do:

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

- Aumento de R\$ 24,0 milhões da receita fixa frente ao 3T23, reflexo do reajuste contratual dos contratos regulados, ocorrido em novembro/23; e
- Aumento de R\$ 7,5 milhões de receita variável no 3T24, em função da realização de operações de comercialização de lastro para recomposição de garantia física, mecanismo que possui contrapartida em montante similar na rubrica de “Custos Variáveis – Lastro (FID)”, em R\$ 10,1 milhões. Tendo em vista a volatilidade de preços observada no mercado spot, no 3T24 foi possível a estruturação de operações de comercialização de energia com spread favorável à UTE, totalizando uma margem variável positiva de R\$ 2,6 milhões.

Por outro lado, no mesmo período, os custos fixos da usina somaram R\$ 117,5 milhões, alta de R\$ 31,1 milhões em relação ao 3T23, resultado, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos:

- Contabilização de uma parcela do custo de cancelamento das cargas de GNL, no âmbito do contrato de fornecimento de GNL com a Qatar Energy Trading LLC, no montante de R\$ 35,5 milhões, referente a 58% do volume sujeito a *fee* de cancelamento em 2024. Vale ressaltar que, em 2024, o custo de cancelamento será distribuído ao longo do segundo semestre, ao passo que nos anos anteriores, desde a aquisição do ativo, esse custo foi integralmente contabilizado no quarto trimestre.
- Aumento de R\$ 1,3 milhão nos custos com TUST em função do reajuste anual contratual ocorrido em julho/24;
- Redução de R\$ 7,1 milhões nos custos de apólice de seguros operacionais em função da revisão do escopo das apólices.
- Redução de R\$ 1,5 milhão em comparação ao 3T23, decorrente dos menores custos com consumo interno do navio FSRU e *Boil-Off-Gas* (BOG).

A margem fixa da UTE Porto de Sergipe I retraiu R\$ 8,8 milhões no 3T24 *versus* 3T23, principalmente em função da contabilização do *fee* de cancelamento, que compensou totalmente o efeito do reajuste da receita fixa e os menores custos com apólices de seguros operacionais.

As despesas gerais e administrativas reduziram R\$ 2,8 milhões na comparação anual, resultado sobretudo de um impacto retroativo contabilizado no 3T23 referente à contabilização de custos de integração do Hub Sergipe, que inflou as despesas do segmento naquele trimestre.

A combinação dos efeitos acima explicitados resultou em um EBITDA de R\$ 352,9 milhões no trimestre, redução de R\$ 1,2 milhão em relação ao 3T23, reflexo do impacto da contabilização antecipada de parte dos *fees* de cancelamento de cargas na margem fixa, mas ligeiramente compensada pela melhoria da margem variável e pela redução do SG&A no período.

Vale ressaltar que, em setembro/24, a UTE Porto de Sergipe I celebrou contrato com a Termopernambuco S.A. para suprimento de gás natural em modalidade 100% flexível, com volume de até 2.400.000 m³/dia. O contrato tem período de vigência de 01 de outubro/24 a 30 de junho/26 para geração termelétrica da UTE Termopernambuco, no contexto do CRCAP, tendo a Companhia exclusividade no fornecimento do gás necessário para atendimento aos despachos da Usina pelo ONS no período contratado. Nesse sentido, a Companhia iniciou a venda de pequenos volumes de gás para a UTE ao final do 3T24 para comissionamento da usina, cujos resultados estão contidos na seção Holding & Outros.

Como evento subsequente ao trimestre, em outubro de 2024, a Companhia informou via Fato Relevante, que foi constatada falha na tubulação de conexão (“*riser*”) do FSRU ao gasoduto marítimo que garante suprimento de gás ao Hub Sergipe, impossibilitando temporariamente a movimentação de gás natural à UTE Porto de Sergipe I e à

malha de transporte de gás natural. Desde então, a Companhia empenhou todos os esforços para solucionar o problema operacional e viabilizar a troca do *riser* com o sobressalente existente, e para estabelecer uma solução comercial pontual para atendimento tanto ao contrato regulado próprio da UTE Porto de Sergipe I, quanto para os contratos de venda de gás natural flexível e firme na malha.

Em relação à UTE Fortaleza, com o fim do contrato de comercialização de energia entre a usina e a COELCE, o ativo encontra-se em estágio de hibernação operacional desde o final do 4T23. Ao longo do 3T24, foram contabilizados dispêndios no montante de R\$ 2,6 milhões na linha de “Outras Receitas e Despesas” e R\$ 0,3 milhão de SG&A para a manutenção e conservação do ativo. Além disso, nesse trimestre, ocorreu a contabilização de custos remanescentes de TUST em cerca de R\$ 0,5 milhão e deduções de receitas de períodos anteriores de R\$ 0,6 milhão. Como resultado, o EBITDA da usina totalizou -R\$ 3,8 milhões no 3T24.

Geração Térmica a Carvão

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

DRE – Geração a Carvão	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	365,4	254,2	43,8%	899,1	768,9	16,9%
Receita Fixa	268,0	255,7	4,8%	804,1	767,0	4,8%
Receita Variável	97,4	(1,5)	N/A	95,0	1,9	N/A
Contratual	97,2	-	N/A	97,9	0,1	N/A
Mercado de curto prazo	0,1	(1,5)	N/A	(2,9)	1,8	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	0,1	(1,5)	N/A	(2,9)	1,8	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(37,7)	(26,2)	43,8%	(92,9)	(79,4)	17,1%
Receita Operacional Líquida	327,8	228,0	43,8%	806,2	689,5	16,9%
Custos Operacionais	(253,3)	(118,4)	114,0%	(496,2)	(357,3)	38,9%
Custo Fixo	(72,5)	(68,4)	5,9%	(210,2)	(202,3)	3,9%
Transmissão e encargos regulatórios	(17,3)	(18,2)	-4,8%	(53,9)	(51,9)	3,8%
O&M	(55,1)	(50,2)	9,8%	(156,4)	(150,4)	3,9%
Custo Variável	(128,2)	0,6	N/A	(132,3)	(3,5)	N/A
Combustível	(121,1)	-	N/A	(122,6)	(0,0)	N/A
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	(3,1)	N/A
Outros	(7,1)	0,6	N/A	(9,7)	(0,4)	N/A
Depreciação e amortização	(52,6)	(50,6)	4,1%	(153,7)	(151,5)	1,5%
Despesas Operacionais	(10,8)	(12,9)	-15,9%	(31,8)	(29,9)	6,3%
SG&A	(10,5)	(12,4)	-14,9%	(30,8)	(28,6)	7,6%
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,5)	-40,0%	(1,0)	(1,3)	-23,9%
Outras Receitas/Despesas	2,5	3,0	-17,7%	1,3	4,9	-74,4%
EBITDA ICVM 527/12	119,0	150,8	-21,1%	434,1	460,0	-5,6%
Margem EBITDA (%)	36,3%	66,1%	-29,8 p.p.	53,8%	66,7%	-12,9 p.p.

No 3T24, a receita operacional bruta do segmento das UTEs movidas a carvão contabilizou crescimento de R\$ 111,2 milhões comparado ao 3T23, reflexo, principalmente, da combinação de: (i) contabilização de R\$ 97,2 milhões de receita variável contratual por motivo de despacho no 3T24, versus um 3T23 sem despacho e, portanto, sem receita associada; e (ii) aumento de R\$ 12,4 milhões na rubrica de receita fixa em função do reajuste anual contratual, efetivado em novembro/23;

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 72,5 milhões no 3T24, alta de 5,9% na comparação com 3T23, em decorrência de maiores dispêndios com operação e mão de obra no período. É importante destacar que, no 3T23, os custos de O&M tiveram impacto redutor na ordem de R\$ 1,8 milhão em função da cessão parcial do contrato de utilização da logística relacionada ao uso das correias transportadoras em Pecém II para um terceiro.

A margem fixa do segmento de carvão atingiu R\$ 168,0 milhões no 3T24, uma alta de R\$ 7,1 milhões frente ao 3T23, impulsionada pelo reajuste da receita fixa.

Os custos variáveis registraram crescimento de R\$ 128,8 milhões quando comparados ao mesmo período de 2023, reflexo do despacho no 3T24. Como resultado, a margem variável do segmento registrou redução de R\$ 40,2 milhões no período, impactada negativamente pelo descasamento entre o custo médio de estoque de carvão adquirido anteriormente e o CVU médio do período, com menor preço de commodity CIF-ARA, conforme detalhado no quadro abaixo:

Custo e CVU Médio por UTE - Geração a Carvão

3T24	Itaqui	Pecém II
Despacho (%)	7%	30%
Custo médio de estoque¹ (R\$/MWh)	459,4	394,9
CVU médio² (R\$/MWh)	361,2	370,2

Notas:

¹ O custo médio de estoque considera o custo da commodity e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas.

² O CVU médio dessa tabela reflete o CVU da geração, sendo definido pela razão entre as receitas variáveis contratuais e a geração líquida do período.

Vale ressaltar que o atual custo médio de estoque de carvão é resultado de cargas adquiridas ao longo do ano de 2021, para fazer frente ao elevado patamar de despacho térmico no SIN naquele ano, em um cenário de preços de commodity CIF-ARA significativamente mais elevados versus o patamar atual, dados (i) os efeitos da redução da oferta de carvão, no contexto da pandemia de Covid-19, quando algumas unidades produtoras pararam suas operações, e (ii) do cenário de aumento da demanda por carvão em 2021, pós fim das políticas de confinamento mais restritivas e redução da oferta de gás natural na Europa, no período que antecedeu o início da guerra na Ucrânia. É importante observar que, a despeito do impacto negativo em resultado, dado o descolamento negativo do preço médio do estoque e receita variável recebida a CVU, houve substancial geração de caixa operacional associada a esse despacho, concretizada tanto no 3T24 quanto no 4T24 devido aos prazos médios de recebimento das receitas reguladas, em função do retorno do despacho regulatório e a monetização do estoque remanescente das plantas.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento de geração a carvão atingiu R\$ 119,0 milhões, frente aos R\$ 150,8 milhões registrados no mesmo período de 2023, resultado do descasamento temporal entre o custo de estoque e a receita do período de despacho.

Geração Solar

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

A operação comercial do Complexo Futura teve início ao final de maio/23, passando por período de estabilização ao longo do 2T23, finalizado em outubro/23. Dessa forma, o 9M23 não reflete os valores típicos de operação total do parque solar. Determinadas rubricas, como de custos de O&M, despesas gerais e administrativas e depreciação & amortização, só passaram a ser registradas nos resultados a partir do COD do Complexo, e outras rubricas, como receitas e custos variáveis, são impactadas pela menor geração devido ao período de testes e necessidade de compra de energia, como será melhor explicado abaixo.

DRE – Geração Solar	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	74,2	77,7	-4,5%	214,6	152,5	40,7%
Receita Fixa	69,5	73,3	-5,1%	203,5	139,8	45,5%
Receita Variável	4,7	4,4	5,8%	11,1	12,7	-13,0%
Mercado de curto prazo	4,7	4,4	5,8%	11,1	12,7	-13,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(4,9)	(6,6)	-25,1%	(13,9)	(12,9)	7,9%
Receita Operacional Líquida	69,3	71,2	-2,6%	200,7	139,7	43,7%
Custos Operacionais	(94,5)	(77,3)	22,3%	(215,1)	(159,2)	35,1%
Custo Fixo	(23,1)	(22,4)	2,9%	(63,7)	(46,0)	38,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,4)	(10,6)	7,9%	(33,4)	(31,5)	6,0%
O&M	(11,7)	(11,9)	-1,6%	(30,3)	(14,5)	108,7%
Custo Variável	(42,7)	(28,2)	51,4%	(68,6)	(68,7)	-0,2%
Compra de Energia	(31,0)	(12,9)	139,9%	(44,1)	(33,5)	31,9%
Ressarcimento Encargos	(11,6)	(11,7)	-0,7%	(24,6)	(11,7)	110,8%
Outros	(0,1)	(3,6)	-98,4%	0,2	(23,6)	N/A
Depreciação e amortização	(28,8)	(26,7)	7,9%	(82,9)	(44,5)	86,3%
Despesas Operacionais	(3,5)	(4,2)	-16,6%	(10,5)	(10,7)	-2,0%
SG&A	(3,4)	(4,1)	-17,1%	(10,2)	(10,4)	-2,0%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,1)	0,9%	(0,3)	(0,4)	-1,5%
Outras Receitas/Despesas	(0,5)	(0,0)	N/A	2,4	(0,0)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(0,4)	16,5	N/A	60,7	14,6	316,7%
Margem EBITDA (%)	-0,5%	23,1%	N/A	30,3%	10,4%	1,9 p.p.

No 3T24, a receita operacional líquida do segmento de geração solar totalizou R\$ 69,3 milhões, redução de 2,6% na comparação com o 3T23, refletindo, sobretudo, a menor receita fixa no período decorrente da renegociação com a White Martins dos preços de venda de energia ocorrida no 1T24, reduzindo o preço acordado a ser pago à SPEs Futura 1, 3 e 4, porém com contrapartida equivalente nas operações de compra de energia da Comercializadora. Dessa forma, apesar do impacto negativo nas receitas fixas do segmento de geração solar, a compensação nos preços de compra de energia com a Comercializadora torna o efeito nulo no Consolidado.

As receitas fixas no 3T24 consideram os montantes referentes aos contratos bilaterais na modalidade de autoprodução de energia por equiparação, celebrados com a Liasa, White Martins e Vallourec.

Vale destacar que em outubro/24 foi celebrado um novo contrato bilateral, na modalidade de autoprodução, de venda de energia entre a SPE Futura 6 e a SicBras Carbetto de Silício do Brasil Ltda, no montante de cerca de 12 MW

médios de energia contratada até 2039. O contrato terá início a partir de novembro/24, contribuindo para as receitas fixas do segmento a partir do 4T24. Sendo assim, com a assinatura deste contrato, o Complexo Futura passará a ter todas as suas SPEs com energia contratada.

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

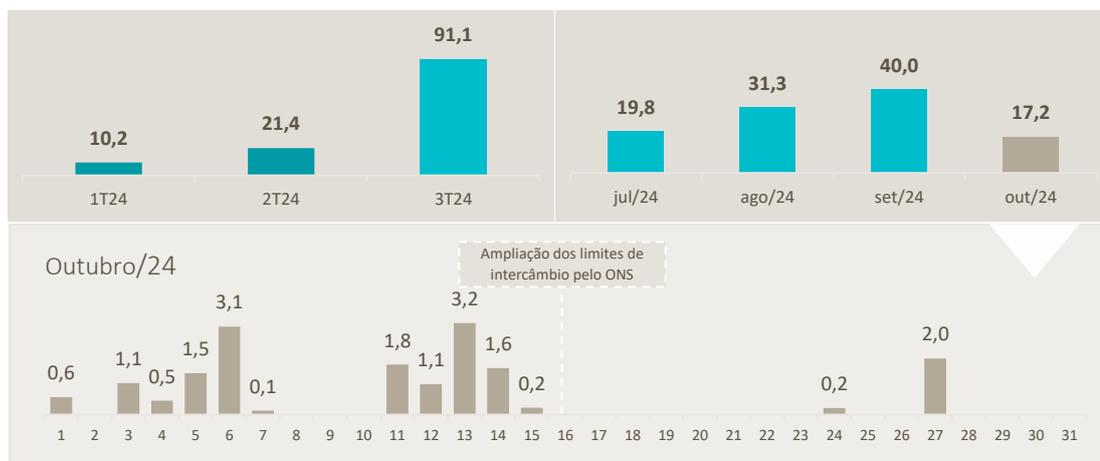
Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)	2024 - 2030	2031+
Complexo Solar Futura 1		
% de Energia Contratada (MWmédios ano)	89%	34%
Preço Médio (R\$/MWh)	185,8	188,1

Os custos fixos no 3T24 totalizaram R\$ 23,1 milhões, ligeiro aumento de 2,9% *versus*. 3T23, explicado, principalmente, por maiores valores relacionados à TUST, reajustados em julho/24, passando de R\$ 10,38/kW para R\$ 10,74/kW instalado por mês, efeito parcialmente compensado por menores custos de O&M na comparação entre períodos.

No 3T24, os custos variáveis somaram R\$ 42,7 milhões, superiores em R\$ 14,5 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente os impactos dos maiores valores gastos com compra de energia, necessários para fazer frente à quantidade de energia vendida e não gerada devido, principalmente, a:

- (i) **Geração comprometida e não realizada**, sendo grande parte devido ao aumento do *curtailment* com geração frustrada de 91 GWh, conforme reportado na seção de Desempenho Operacional. Os cortes de geração no Complexo Futura no 3T24 foram sobretudo decorrentes de: (i) o período sazonalmente associado à maior geração eólica brasileira, contribuindo para a sobreoferta de energia no subsistema Nordeste; e (ii) restrições de intercâmbio entre o subsistema Nordeste a outros subsistemas, com limites mais restritivos de escoamento nas linhas de transmissão desde o apagão de 23 de agosto/23. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada foi de R\$ 12,8 milhões no 3T24.

A despeito dos efeitos relevantes do *curtailment* no 3T24, é importante destacar que os impactos tendem a ser menos significativos nos próximos trimestres, considerando o término do período sazonal de safra dos ventos e a ampliação dos limites de intercâmbio pelo ONS desde 17 de outubro/24, após a entrada em operação de expansões de linhas de transmissão e uma nova subestação. No gráfico abaixo, é possível verificar a redução do *curtailment* no Complexo Futura a partir de meados de outubro/24.

Curtailments no Complexo Futura Impostos pelo ONS (GWh)


- (ii) **Efeitos de modulação** no preço médio de compra de energia, com impacto de R\$ 8,1 milhões, em decorrência da diferença dos preços estabelecidos nos contratos firmados com as contrapartes nas SPEs e os preços de energia horário praticados no mercado spot, que por sua vez, apresentaram patamares elevados ao longo do 3T24, sobretudo em setembro/24, refletindo o cenário hidrológico desfavorável observado no período.
- (iii) **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados**, intensificado no 3T24 pela combinação de restrições de intercâmbio entre os submercados pelo ONS e pela sobreoferta de energia no submercado Nordeste com a maior geração sazonal eólica. O impacto de R\$ 10,1 milhões no 3T24 decorrente do efeito de submercado refletem o spread de preços praticados no submercado Nordeste *versus* os demais submercados.

A Companhia atua por meio de sua Comercializadora de Energia para mitigar os riscos associados aos efeitos de modulação e da exposição ao *spread* entre os submercados. Também é importante ressaltar que o aumento acentuado nos preços de energia, que tende a potencializar os efeitos acima destacados, está diretamente relacionado à maior necessidade de despacho termelétrico, tanto para substituição à matriz hidráulica em períodos de baixa hidrologia, quanto para atendimento de ponta, de forma que a Companhia possui, em seu parque termelétrico, um hedge natural contra os efeitos mencionados por meio do mix de seu portfólio de ativos.

No 3T24, a Companhia incorreu também em R\$ 11,6 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes, considerando as características da energia incentivada contratada. Esses custos ficaram praticamente estáveis na comparação com o 3T23, dado que, assim como mencionado anteriormente, as SPEs também incorreram em custos de ressarcimento associados (i) à geração frustrada naquele período, ainda que em menor escala; e (ii) à energia não gerada na ocasião no contexto do parque ainda estar sendo estabilizado naquele trimestre, tendo apresentado indisponibilidade de 30% (frente a apenas 3% no 3T24).

Considerando os efeitos explicados acima, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 0,4 milhão no 3T24 frente a R\$ 16,5 milhões no mesmo período do ano anterior.

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 – <i>Upstream</i>	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	452,1	194,6	132,3%	766,0	591,0	29,6%
Receita Fixa	72,9	72,9	0,0%	218,8	218,8	0,0%
Receita Variável	379,2	121,7	211,5%	547,2	372,2	47,0%
Contrato de Venda de Gás	303,3	107,9	181,2%	440,3	267,8	64,4%
Contrato de Arrendamento	62,3	6,0	932,2%	74,0	50,1	47,7%
Venda de Condensado	13,6	8,0	69,0%	32,9	54,3	-39,5%
Deduções sobre a Receita Bruta	(59,2)	(25,0)	136,6%	(101,4)	(79,6)	27,4%
Receita Operacional Líquida	392,9	169,6	131,6%	664,6	511,4	29,9%
Custos Operacionais	(109,9)	(72,6)	51,4%	(230,0)	(207,7)	10,8%
Custo Fixo	(30,7)	(28,5)	7,7%	(80,7)	(86,8)	-7,1%
Custo O&M (OPEX)	(30,7)	(28,5)	7,7%	(80,7)	(86,8)	-7,1%
Custo Variável	(38,0)	(18,8)	101,9%	(62,0)	(44,3)	40,0%
Participações Governamentais	(35,1)	(14,0)	150,2%	(54,4)	(36,1)	50,8%
Custo com Compressores	(2,9)	(4,8)	-39,8%	(7,6)	(8,2)	-7,5%
Depreciação e amortização	(41,2)	(25,3)	63,2%	(87,3)	(76,5)	14,1%
Despesas Operacionais	(26,6)	(33,4)	-20,4%	(98,8)	(112,5)	-12,2%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(22,5)	(25,7)	-12,5%	(81,4)	(95,1)	-14,4%
Poços Secos	-	(11,3)	N/A	(23,2)	(12,0)	94,2%
SG&A	0,2	(0,3)	N/A	(7,7)	(10,0)	-22,9%
Depreciação e amortização	(4,4)	(7,4)	-41,1%	(9,7)	(7,4)	30,8%
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	(0,1)	-81,6%	0,0	(0,2)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	302,0	96,2	213,9%	432,8	275,0	57,4%
EBITDA excluindo poços secos ¹	302,0	107,5	180,9%	456,0	286,9	58,9%
Margem EBITDA (%) excluindo poços secos	76,8%	63,4%	13,5 p.p.	68,6%	56,1%	12,5 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.

No 3T24, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 392,9 milhões, apresentando um aumento de 131,6% frente ao montante do 3T23, justificada, sobretudo, pelo aumento de R\$ 195,4 milhões nas receitas de vendas de gás, em virtude do maior despacho das usinas do Complexo Parnaíba. Além disso, foi registrado aumento de R\$ 56,3 milhões nas receitas provenientes dos contratos de arrendamento variável das termelétricas do Complexo Parnaíba que repassam margem variável para o *Upstream*, refletindo a maior geração nas UTEs Parnaíba I e III *versus* o 3T23.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 68,7 milhões no trimestre, representando um aumento de 45,1% em relação ao contabilizado no 3T23. Esse incremento reflete o cenário de maior produção de gás natural no trimestre no Parnaíba para atendimento ao despacho das térmicas, elevando também os custos com Participações Governamentais (*royalties*) no período, apurados sobre o volume de gás produzido. Em contrapartida, os custos com compressores apresentaram ligeira redução em relação ao mesmo período no ano anterior, em função de uma reclassificação retroativa entre contas no 3T23, que reduziu a linha de custos com Operação & Manutenção (O&M) em R\$ 1,7 milhão naquele período, com aumento em montante equivalente na rubrica de Custos com Compressores. Vale ressaltar que a depreciação no *Upstream* varia de acordo com as unidades produzidas e, nesse sentido, dado o aumento da produção unitária, o montante de depreciação reconhecido em resultado também aumentou.

Como resultado do maior despacho no Parnaíba a margem variável cresceu de R\$ 87,3 milhões para R\$ 291,6 milhões no período de comparação, impulsionada pela expansão das receitas variáveis, que cresceram em proporção superior ao aumento dos custos variáveis no 3T24 frente ao 3T23. A margem variável unitária considerando a receita de venda de gás, por sua vez, apresentou crescimento de 28,6% na comparação entre os trimestres, atingindo R\$ 11,84/MMbtu no 3T24.

Com relação às despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, houve uma redução de R\$ 3,8 milhões no 3T24 em relação ao mesmo período no ano anterior, refletindo, principalmente, os menores dispêndios com Exploração, Geologia e Geofísica, dado o encerramento da campanha sísmica em andamento no Parnaíba entre o 3T22 e o 3T23. Também não foram registradas despesas com baixas de Poços Secos nesse trimestre, frente aos R\$ 11,3 milhões contabilizados no mesmo período de 2023.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 302,0 milhões no 3T24, aumentando R\$ 205,8 milhões, ou 213,9%, em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto o EBITDA ajustado para excluir o impacto de poços secos, apresentou aumento de R\$ 194,5 milhões no período.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta Eneva Comercializadora de Energia Ltda e, a partir de março/22, foram somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). Vale ressaltar que no 2T24 foi concluída a incorporação das subsidiárias FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. e Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda na Eneva S.A. No entanto, para fins de melhor compreensão, esses resultados continuarão a ser apresentados nesse segmento.

O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de hedge contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

DRE – Comercialização	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	821,4	782,2	5,0%	1.857,9	2.316,0	-19,8%
Var. MtM Contratos Futuros Energia	(7,3)	(20,7)	-65,0%	24,0	221,2	-89,1%
Custos Operacionais	(829,1)	(795,3)	4,3%	(1.698,2)	(1.958,2)	-13,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(828,5)	(794,3)	4,3%	(1.692,2)	(1.955,8)	-13,5%
Outros	(0,6)	(1,0)	-38,4%	(6,0)	(2,4)	151,1%
Despesas Operacionais	(12,0)	(14,5)	-16,8%	(38,3)	(44,0)	-13,0%
SG&A	(11,6)	(14,1)	-17,6%	(37,1)	(43,0)	-13,7%
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,3)	20,3%	(1,1)	(1,0)	15,8%
Outras Receitas/Despesas	3,1	(0,7)	N/A	2,5	(0,5)	N/A
Equivalência Patrimonial	0,0	(0,1)	N/A	-	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(16,2)	(28,0)	-42,2%	125,1	314,3	-60,2%
Margem EBITDA (%)	-2,0%	-3,6%	1,6 p.p.	6,7%	13,6%	-6,8 p.p.

A receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 821,4 milhões no 3T24, aumento de 5,0% em relação aos R\$ 782,2 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, principalmente em função do aumento de volume de energia comercializada nos contratos de comercialização no período.

No trimestre, a variação contábil da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia totalizou -R\$ 7,3 milhões *versus* -R\$ 20,7 milhões no 3T23. O MtM do 3T23 foi impactado negativamente pelo aumento da curva de preço de energia como reflexo, principalmente, da elevação súbita de temperaturas e de problemas nas linhas de transmissão que restringiram as capacidades de escoamento na época. Vale ressaltar que o MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do período, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

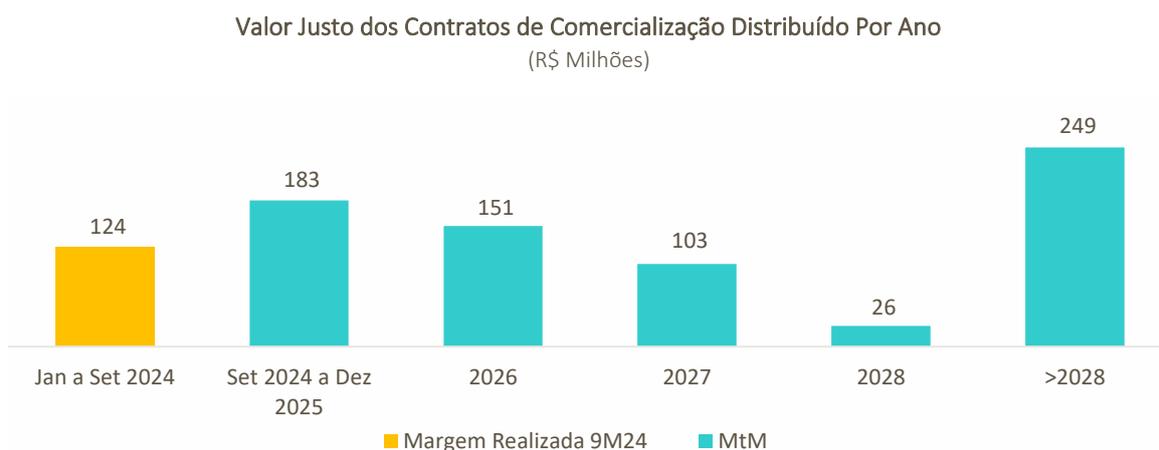
Os custos operacionais do segmento aumentaram 4,3% em comparação com o 3T23, como reflexo do maior volume de energia comercializada no período.

As despesas operacionais reduziram 16,8% frente ao 3T23, totalizando R\$ 12,0 milhões no período, reflexo de uma menor alocação de despesas para o segmento nesse trimestre frente ao ano anterior.

Como resultado dos fatores destacados acima, assim como de outras receitas que somaram R\$ 3,1 milhões no período refletindo efeito não recorrente positivo de crédito de PIS e COFINS, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ -16,2 milhões no 3T24, melhoria de 42,2% no período comparativo.

A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo dos contratos de comercialização de energia registrada no final do trimestre foi de R\$ 712,1 milhões²⁸, e reflete o somatório das diferenças entre o valor dos preços contratados das posições fechadas e o valor dos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS e Cofins, trazidas a valor presente no final do 3T24 pelas taxas de desconto correspondentes²⁹.

A distribuição por ano da posição de R\$ 712,1 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo, assim como a margem realizada no primeiro semestre do ano de 2024 (concretização do MtM):



²⁸ O valor de R\$ 712,1 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para hedge de exposição cambial.

²⁹ As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. 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. Ao longo de 2024 também foram incorporadas as SPEs Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia.

Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de Holding & Outros projetos não operacionais separadamente.

No 3T24 também estão sendo apresentados aqui os resultados das operações de venda de gás natural celebradas no Hub Sergipe e de venda de gás natural liquefeito (“GNL”) nas plantas de liquefação de gás natural no Complexo Parnaíba, uma vez que a partir desse período já havia contratos vigentes nessas duas frentes, mas o Hub Sergipe - viabilizado por meio do navio FSRU - e as plantas de liquefação no Parnaíba ainda se encontravam em estágio pré-operacional.

DRE – Holding e Outros	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	17,1	2,9	488,2%	17,1	2,9	488,2%
Custos Operacionais	(14,2)	-	N/A	(14,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Despesas Operacionais	(72,2)	(59,3)	21,8%	(192,8)	(188,0)	2,6%
SG&A	(53,5)	(33,7)	58,9%	(132,6)	(123,8)	7,1%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(18,7)	(25,6)	-27,1%	(60,3)	(64,3)	-6,2%
Depreciação e amortização	(62,0)	(57,2)	8,4%	(86,7)	(146,7)	-40,9%
Outras Receitas/Despesas	(8,5)	6,7	N/A	23,1	(61,9)	N/A
Equivalência Patrimonial ¹	506,2	2,0	N/A	1.112,6	1.077,1	3,3%
EBITDA ICVM 527/12	423,9	(47,7)	N/A	945,8	830,0	13,9%
EBITDA ex Equivalência ¹	(77,7)	(49,7)	56,3%	(166,8)	(247,0)	-32,5%

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.

Ao longo do 3T24, ocorreu o início da vigência dos primeiros contratos de suprimento de gás natural celebrados pela Companhia, tanto da frente *off-grid* de venda de gás liquefeito em pequena escala (“SSLNG”) a partir da planta de liquefação do Complexo Parnaíba, nomeadamente o contrato de venda de gás para Companhia Pernambucana de Gás (“Copergás”) e para a Suzano Papel e Celulose S.A. (“Suzano”), como também no *on-grid*, através da mesa da gás da Eneva, com solução de fornecimento de gás natural na malha suprida preferencialmente pelo Hub Sergipe, com a Vale S.A. (“Vale”) e a UTE Termopernambuco. Dessa forma, as receitas e custos apresentadas na tabela acima se referem principalmente aos contratos dessas frentes.

A receita operacional líquida do segmento totalizou R\$ 17,1 milhões, provenientes, sobretudo: (i) do contrato de suprimento de gás com a Copergás, iniciado ao final agosto/24 com vigência de 3 anos e entrega de até 40.000 m³/dia; (ii) início do fornecimento de GNL para a realização de testes para suprir o contrato com a Suzano; (iii) do contrato de suprimento de gás na malha com a Vale, iniciado em julho/24; e (iv) fornecimento de gás para teste referente ao contrato de suprimento de gás natural flexível na malha com a UTE Termopernambuco, o qual iniciou em outubro/24 e ficará vigente até junho/26, com a entrega de até 2.400.000 m³/dia de gás natural. Os custos operacionais somaram R\$ 14,2 milhões associados, principalmente, aos contratos de suprimento de gás celebrados, sendo os principais custos referentes ao transporte na malha e fornecimento de combustível de terceiros.

As despesas operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 72,2 milhões, apresentando aumento de R\$ 12,9 milhões na comparação com o 3T23. Do total de despesas no 3T24, R\$ 18,7 milhões são relacionadas ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (“ILPs”) da Eneva, sendo R\$ 18,3 milhões referentes a provisões, cujo montante não possui efeito caixa, e R\$ 0,4 milhão relacionados à desembolsos de caixa direcionados a encargos trabalhistas em virtude da maturação de ILPs no trimestre. A redução das despesas com ILPs no 3T24 frente ao mesmo período do ano anterior é decorrente da revisão da metodologia de contabilização das provisões de programas de incentivo da Companhia concluída no 4T23.

Desconsiderando as despesas associadas aos ILPs, as despesas gerais e administrativas somaram R\$ 53,5 milhões, apresentando aumento de R\$ 19,8 milhões em relação ao 3T23, o qual havia sido impactado positivamente em cerca de R\$ 8 milhões em função de reclassificações retroativas entre os segmentos de Holding e as SPEs de Futura. Além disso, no 3T24, foram contabilizadas provisões retroativas referentes à pagamento de bônus/PLR de cerca de R\$ 7 milhões para refletir as perspectivas atualizadas de remuneração de incentivo da Companhia. Adicionalmente, no 3T24, as despesas com assessorias jurídicas registraram aumento de R\$ 3,5 milhões, acompanhando os projetos e operações da Companhia.

Já a rubrica de “Outras Receitas/Despesas” somou R\$ 8,5 milhões negativos, sendo quase a totalidade relacionada a despesas com consultorias, auditorias, taxas regulatórias e outras despesas no âmbito do processo da Oferta de Distribuição Pública Primária de Ações, concluída em outubro/24, e com o processo de aquisição dos ativos termelétricos Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão. Vale ressaltar que as receitas de R\$ 6,7 milhões contabilizadas no 3T23 foram referentes ao estorno de despesas associadas a gastos com assessoria jurídica contratada para o Procedimento Arbitral pela Eneva, na qualidade de sucessora da Focus Energia, contabilizadas no 2T23, que foram reclassificadas no 3T23 como Despesas Antecipadas, tendo sido deduzidas do valor a ser pago aos Acionistas no âmbito do recebimento da primeira parcela do pagamento contingente, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa.

Considerando os efeitos comentados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia), foi de R\$ 77,7 milhões negativos frente a R\$ 49,7 milhões negativos registrados no 3T23.

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	3T24	3T23	%	9M24	9M23	%
R\$ Milhões						
Receitas Financeiras	118,0	91,6	28,8%	302,1	262,5	15,1%
Receitas de aplicações financeiras	94,0	79,6	18,0%	219,4	215,3	1,9%
Multas e juros recebidos	7,8	0,5	N/A	29,2	6,0	383,1%
Juros entre partes relacionadas	1,8	0,2	N/A	7,1	0,5	N/A
Outros	14,4	11,3	27,3%	46,4	40,7	14,1%
Despesas Financeiras	(674,8)	(591,2)	14,1%	(1.972,5)	(1.805,6)	9,2%
Encargos de dívida ¹	(63,0)	(107,3)	-41,3%	(205,3)	(334,3)	-38,6%
Juros sobre debêntures	(305,2)	(321,0)	-4,9%	(953,4)	(900,3)	5,9%
Variação monetária	(67,4)	(27,9)	141,5%	(316,7)	(198,6)	59,5%
Juros sobre arrendamento mercantil e outros ²	(63,1)	(56,9)	11,0%	(189,0)	(180,2)	4,9%
Variação cambial líquida	(0,5)	(14,7)	-96,8%	(10,9)	(75,3)	-85,6%
Comissões e corretagens financeiras	(42,3)	(18,1)	133,6%	(64,2)	(41,6)	54,3%
IOF/IOC	(3,3)	(6,2)	-47,1%	(10,8)	(16,9)	-36,0%
Juros a incorrer antecipação recebíveis	(98,0)	(9,0)	990,3%	(146,0)	(9,0)	N/A
Multas e juros de mora	(0,3)	(4,5)	-94,1%	(4,4)	(7,3)	-39,3%
Outros	(31,8)	(25,6)	24,2%	(71,9)	(42,1)	70,8%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil²	73,6	(129,2)	N/A	(419,8)	140,1	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	5,5	(6,8)	N/A	(13,3)	24,1	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(477,8)	(635,5)	-24,8%	(2.103,5)	(1.379,0)	52,5%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

2 - Conforme IFRS16/CPC 06.

O resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 477,8 milhões no 3T24, uma redução de 24,8% frente aos -R\$ 635,5 milhões no 3T23. A melhoria no período é resultado da combinação dos efeitos detalhados abaixo:

- (i) Melhora de R\$ 202,8 milhões na contabilização da variação cambial não caixa referente ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I, refletindo a desvalorização da taxa de câmbio no 3T24, reduzindo o saldo remanescente do passivo devido em moeda estrangeira (dólar americano) ao final do 3T24 frente ao saldo do início do período. Por outro lado, no 3T23, foi contabilizado impacto positivo de variação cambial sobre o arrendamento do navio FSRU, como resultado da valorização do dólar frente ao real observada naquele período.
- (ii) Variação positiva consolidada de R\$ 20,7 milhões no 3T24 vs. o 3T23, considerando a soma das variações das principais rubricas de adições de dívida, “Encargos de Dívida”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, em função da reestruturação financeira da dívida da CELSE e pagamentos antecipados de determinadas debêntures ao longo de 2024;
- (iii) Crescimento de R\$ 14,4 milhões na rubrica de receitas de aplicações financeiras em função, principalmente, dos maiores saldos de caixa no 3T24 em comparação ao 3T23;
- (iv) Resultados compensados pelo impacto negativo de R\$ 89,0 milhões na rubrica de juros a incorrer sobre antecipação de recebíveis na comparação anual, em função das operações de adiantamento parcial de receita fixa estruturadas nas UTE Itaquí e Pecém II ao final de setembro/23 e na UTE Porto de Sergipe I em julho/24;
- (v) Impacto negativo de R\$ 30,2 milhões na rubrica de comissões e corretagens financeiras em função do serviço de estruturação da operação de antecipação de recebíveis realizada pela UTE Porto de Sergipe I no 2T24.

INVESTIMENTOS

Capex	3T24	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23	1T23	9M24	9M23
R\$ Milhões									
Geração a Carvão	5,8	3,7	3,9	13,2	6,2	5,0	3,7	13,4	14,9
Pecém II	4,0	0,9	(0,0)	7,0	1,0	1,8	(0,2)	4,8	2,7
Itaqui	1,8	2,8	3,9	6,2	5,2	3,2	3,9	8,5	12,2
Geração a Gás	38,0	43,8	24,1	58,6	40,4	39,9	26,4	105,9	106,7
Parnaíba I ¹	1,8	9,0	(4,3)	18,0	5,9	6,2	(2,7)	6,5	9,4
Parnaíba II ²	7,3	9,5	9,4	13,6	5,3	8,8	(4,5)	26,2	9,6
Parnaíba III ²	-	0,5	(0,0)	4,0	0,1	0,0	2,0	0,5	2,1
Parnaíba IV ²	-	0,2	0,1	0,2	2,6	0,4	(3,2)	0,2	(0,2)
Parnaíba V	8,3	0,8	9,7	8,7	15,9	17,1	26,6	18,8	59,6
UTE Fortaleza	0,1	0,0	(0,1)	3,4	9,5	1,5	0,4	0,0	11,4
UTE Porto de Sergipe I	20,6	23,8	9,3	10,6	1,1	5,8	7,9	53,7	14,8
Parnaíba VI³	54,2	21,2	49,2	60,5	87,7	78,0	72,7	124,6	238,4
Azulão-Jaguatirica	21,6	12,0	26,3	16,1	17,7	26,7	24,0	59,9	68,4
Azulão 950	589,0	492,1	125,3	375,6	277,9	234,5	211,2	1.206,4	723,6
E&P	26,3	8,5	5,4	82,7	45,7	78,1	87,3	40,2	211,1
UTE	562,7	483,6	119,9	293,0	232,3	156,3	123,9	1.166,2	512,5
Futura 1	8,7	-	(3,3)	18,4	(5,0)	3,6	92,0	5,4	90,5
Upstream	162,4	89,1	88,3	96,0	130,2	179,0	44,5	339,9	353,7
Desenvolvimento	143,6	70,5	58,8	40,3	93,7	169,3	32,3	272,9	295,3
Exploração	18,8	18,6	29,5	55,8	36,5	9,7	12,2	67,0	58,4
SSLNG	63,4	87,7	123,3	102,4	100,5	100,8	39,9	274,4	241,2
 Holding e Outros	23,9	43,7	17,5	48,4	60,4	15,3	2,5	85,1	78,3
Total⁴	966,9	793,2	454,7	789,3	716,1	682,7	516,8	2.214,8	1.915,6

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 - Números do 1T24 e 2T24 foram alterados para inclusão dos valores classificados em imobilizado naqueles trimestres referentes à alocação de rateios de gastos corporativos para projetos.

Os investimentos da Companhia no 3T24 somaram R\$ 966,9 milhões, sendo 73,1% do total direcionado aos projetos em construção, conforme detalhado abaixo:

- Azulão 950: total de R\$ 589,0 milhões investidos no 3T24, sendo R\$ 255,0 milhões referentes aos contratos de fornecimento dos principais equipamentos necessários à implantação da ilha de potência (ciclos simples e combinado) bem como os serviços associados e custos logísticos. Adicionalmente, R\$ 157,0 milhões foram relativos aos serviços de construção realizados na UTE, UTG, Subestação e Linhas de Transmissão contemplando serviços de obras civis. Ainda no período, R\$ 51,0 milhões fizeram frente (i) ao EPCista responsável pelas atividades nas áreas onde está localizada a infraestrutura do sistema de captação de água, que irá alimentar o ciclo combinado das usinas e (ii) aos marcos intermediários de diversos contratos de equipamentos. No período, ainda foram destinados R\$ 8 milhões ao aluguel de guindastes de *heavy lift*. Do montante restante, R\$ 52,0 milhões se referem a outros serviços de terceiros e atividades de suporte ao projeto, além de R\$ 26,0 milhões terem sido direcionados às atividades de E&P, principalmente, em função do EPCista encarregado dos clusters e gasodutos.
- UTE Parnaíba VI: total de R\$ 54,2 milhões, concentrados, especialmente, no pagamento de R\$ 26,6 milhões ao EPCista pelos serviços de construção e montagem. Além disso, no trimestre, foram realizados testes operacionais no sistema de resfriamento na sala de controle, além de ter sido concluída a montagem do sistema de combate a incêndios.

- Plantas de liquefação de gás no Maranhão (SSLNG): montante total de R\$ 63,4 milhões neste trimestre, dos quais, R\$ 48,9 milhões foram direcionados à compra de equipamentos e aos sistemas de liquefação e de regaseificação, e a atividades de Construção e Montagem. Adicionalmente, R\$ 4,2 milhões foram valores direcionados à logística. No trimestre, também foi concluído o comissionamento da Unidade de Abastecimento de GNL, além de terem sido realizadas atividades de licenciamento e regulação.

Os investimentos relacionados ao *Upstream*, desconsiderando os valores mencionados anteriormente referentes ao projeto Azulão 950, somaram R\$ 162,4 milhões no 3T24. Deste total, R\$ 107,9 milhões são referentes ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, notadamente às obras para conexão do gasoduto do pólo sul. Adicionalmente, R\$ 21,9 milhões são relativos ao rateio dos gastos das equipes técnicas de engenharia e R\$ 6,1 milhões se referem à aquisição de sonda. O montante restante, por sua vez, foi investido em atividades relativas aos serviços laboratoriais de análise de amostra, serviços de locação e construção e testes de formação.

Já o segmento de geração a carvão totalizou R\$ 5,8 milhões, dos quais R\$ 3,8 milhões foram destinados à UTE Pecém II, para investimentos relativos à recuperação da torre de resfriamento, substituição de tubulações e aquisição de sobressalentes. Além disso, foram investidos R\$ 1,5 milhão em obras de recomposição das estruturas, reforma dos moinhos e substituição de dutos relativos às bombas do sistema de resfriamento em Itaqui.

O segmento de geração a gás, por sua vez, totalizou R\$ 38,0 milhões, sendo R\$ 20,6 milhões investidos na UTE Porto de Sergipe I. Desse montante, R\$ 9,5 milhões são relativos à contratação de *Front End Engineering Design*, no âmbito do projeto de expansão do Hub Sergipe e R\$ 6,6 milhões referem-se aos valores relativos à iniciativa de otimização e implantação no Hub Sergipe, com a instalação de compressores de BOG, visando mitigar as perdas de GNL e possibilitar a comercialização do gás produzido, com a conexão do Hub à malha. Adicionalmente, R\$ 8,8 milhões foram para pagamento do CSA à GE pelos *milestones* atingidos no trimestre e R\$ 7,9 milhões, relativos à Parnaíba V, foram destinados à compra de materiais sobressalentes e à dispêndios com serviços de engenharia.

No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, o total investido foi de R\$ 21,6 milhões, destinados, principalmente, à reforma para melhoria da eficiência do sistema de isolamento das carretas criogênicas, à reforma dos prédios do Sistema de Tratamento de Gás do Azulão – STGA, à automação do supervisão dos equipamentos criogênicos e autogeração, às atividades de recuperação de Talude e ao *overhaul* para revisão e substituição das válvulas dos *cryoboxes*, dado o atingimento dos marcos de 8.000 e 16.000 horas acumuladas.

Os investimentos realizados em Futura I totalizaram no período R\$ 8,7 milhões, destinados, principalmente, à rede média de tensão.

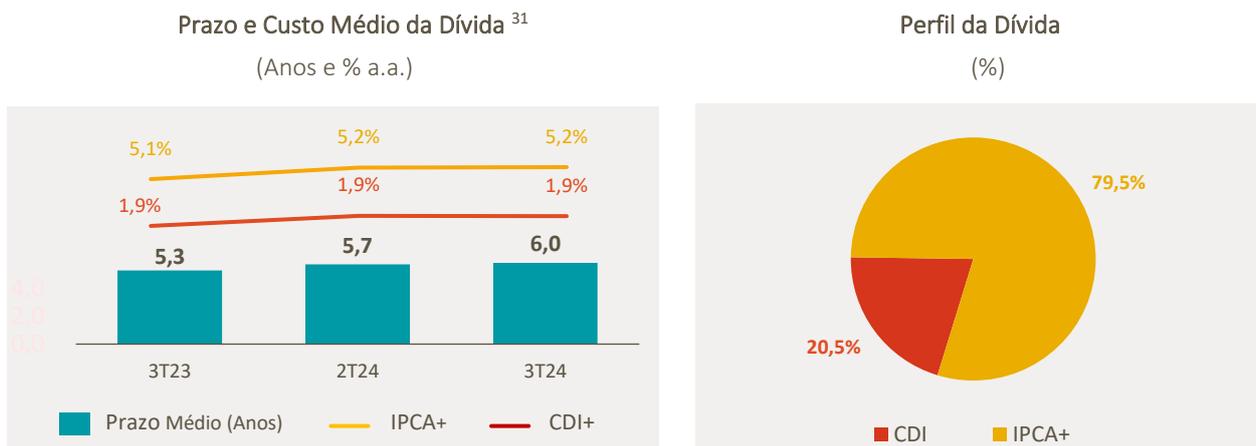
Por fim, os valores investidos em *Holding e Outros*³⁰ representaram 2,5% do total de investimentos do trimestre, dos quais R\$ 7,6 milhões foram destinados à GNL Brasil, referentes à aquisição de tanques criogênicos, incluindo a compra e a logística de transporte das carretas até o Maranhão e à obra de cobertura do galpão da estrutura logística das carretas. Os demais montantes referem-se, principalmente, aos valores capitalizados do time de TI, destinados aos projetos em andamento.

³⁰ Os valores da Holding e Outros também incluem os investimentos da GNL Brasil.

ENDIVIDAMENTO

Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 17.427 milhões no encerramento de setembro/24, frente a R\$ 23.712 milhões em setembro/23 e R\$ 19.529 milhões ao final de junho/24.



Ao final do 3T24, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de 6,0 anos, aumento de 0,3 anos em relação ao prazo médio do 2T24 e de 0,7 anos frente ao 3T23. Os crescimentos dos prazos médios de vencimento das dívidas da Companhia são reflexo das iniciativas de *liability management* realizadas desde o 3T23, além da conclusão da amortização de algumas dívidas e debêntures seguindo o cronograma da dívida nesse período. Ao final do 3T24, o *spread* médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, enquanto o *spread* da dívida indexada ao CDI totalizava 1,9% ao final do trimestre, permanecendo constantes em relação aos níveis apresentados.

Também é importante observar que, ao final do 3T24, 80% das dívidas da Companhia eram indexadas a IPCA, frente a 70% ao final do 2T24. Esse aumento da exposição da dívida a IPCA em cerca de 10 pontos percentuais refletiu as iniciativas de gestão de passivos, alinhando as obrigações da Companhia ao principal indexador das receitas.

Movimentação da Dívida Bruta

Evolução da Dívida Bruta (R\$ Milhões) ³²



³¹ O custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas em 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP.

³² Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados de depósitos vinculados.

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

- Conclusão do resgate antecipado parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva ao final de setembro/24, com o pagamento antecipado total de R\$ 1.585,5 milhões, de um montante de dívida financeira total de R\$ 2.709,4 milhões. A operação foi realizada no âmbito do processo de *liability management* da Companhia, com utilização de parte dos recursos provenientes da operação de cessão parcial dos direitos creditórios decorrentes da Receita Fixa dos Contratos de Comercialização de Energia da UTE Porto de Sergipe I junto ao Banco Bradesco S.A., que adicionou R\$ 2.700,0 milhões ao caixa da Companhia em julho/24;
- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados seguindo os cronogramas das dívidas, no montante de R\$ 1.151 milhões, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa;
- Juros contabilizados sobre os financiamentos no período, aumentando a dívida bruta em R\$ 386,1 milhões no 3T24;
- Desembolso único de R\$ 150 milhões, junto ao FDA, relacionado ao Contrato de Financiamento da UTE Azulão I, conforme divulgado em 21 de dezembro de 2023. As condições do financiamento incluem taxa média IPCA + 3,21% a.a. e prazo total de 17 anos, com 4 anos de carência de principal e juros. Vale ressaltar que esse foi o primeiro desembolso referente a esse contrato, cujo total monta R\$ 626 milhões.

Como resultado dos efeitos destacados acima, a dívida bruta consolidada totalizava R\$ 17.427 milhões no final de setembro/24.

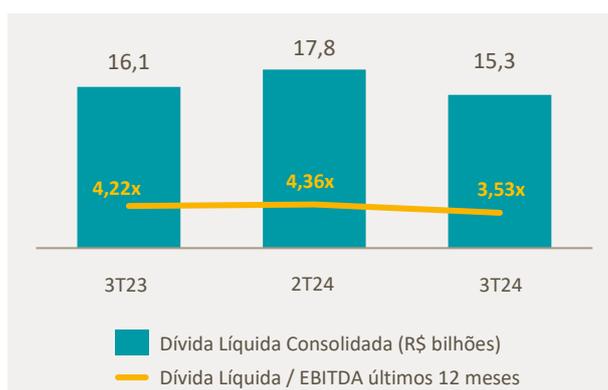
Como evento subsequente ao trimestre, em outubro/24 houve a 1ª Emissão de Debêntures da GNL Brasil, joint-venture de logística em que a Eneva possui 51% de participação, com captação de R\$ 100 milhões. O montante captado será principalmente utilizado para fazer frente aos investimentos na frente de comercialização de gás natural.

Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de setembro/24, o saldo de caixa da Companhia somava R\$ 2.123 milhões, frente ao saldo de caixa de R\$ 2.646 milhões em setembro/23, e aumento de R\$ 423 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em junho/24, de R\$ 1.700 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 15.304 milhões ao final do 3T24, com relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses de 3,53x.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem
(R\$ bilhões)



Como resultado das iniciativas de *liability management* implementadas, a Eneva fechou o 3T24 com ainda mais vencimentos concentrados no médio e longo prazo, passando o percentual pós-2028 de 65% ao final do 2T24, para 73% no 3T24, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

Cronograma de Vencimento da Dívida Ajustado (Principal) ³³
(R\$ milhões)



Evento Subsequente ao Trimestre – Conclusão de *Follow-On* e Conclusão Parcial de M&A

Contexto das Transações

Em 16 de julho/24 a Eneva anunciou por meio de Fato Relevante a celebração de 3 memorandos de entendimentos, para a implementação de operações distintas de reorganização societária, combinação de negócios e aquisição de sociedades (“operações de M&A”) por meio das quais a Eneva se tornaria titular das participações acionárias detidas, conforme o caso, por Banco BTG Pactual S.A., BTG Pactual Holding Participações S.A. e BTG Pactual Infraestrutura Dividendos Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura em sociedades com atuação no segmento de geração de energia termelétrica no Brasil, sendo a Tevisa Termelétrica Viana S.A. (“Tevisa”), Povoação Energia S.A. (“Povoação”), Geradora de Energia do Maranhão S.A. (“Gera Maranhão”) e Linhares Geradora S.A. (“Linhares”).

Adicionalmente, como informado naquela ocasião, dentre as condições precedentes para a conclusão das operações de M&A, foi incluída a realização de uma Oferta Pública Primária de Ações (“*Follow-On*”), com valor mínimo total de R\$ 3.200.000,00, sendo que parte dos recursos a serem captados deveriam ser destinados ao pagamento pelos ativos Gera Maranhão e Linhares.

Posteriormente, em 6 de setembro/24 foi divulgada a celebração dos documentos definitivos das operações de M&A, tendo as partes iniciado os procedimentos necessários para a conclusão da transação.

Conforme anunciado em Fato Relevante, em 10 de outubro/24, o Conselho de Administração da Eneva aprovou a emissão de 228.571.429 novas ações ordinárias ao preço de R\$ 14,00/ação, e em 15 de outubro/24 a Companhia concluiu seu *Follow-On*.

Por fim, como também anunciado em Fato Relevante, em 25 de outubro/24:

³³ O fluxo em questão considera o valor do principal da dívida líquido de custos de transação, depósitos vinculados e *accrual* de juros.

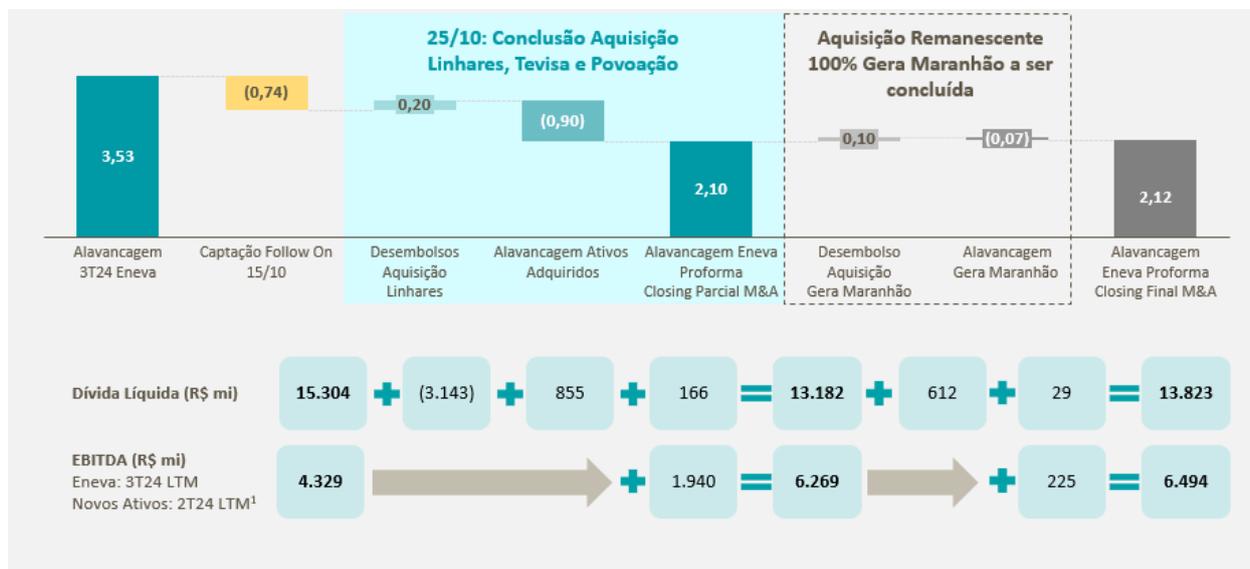
- A Companhia concluiu parcialmente naquela data as operações de M&A (“Closing Parcial do M&A”) com: (i) a aquisição de 100% das ações da Linhares e das debêntures da 2ª emissão da Linhares, com desembolso em caixa, no valor total de R\$ 855 milhões; e (ii) a cisão parcial da BTG Pactual Holding Participações S.A., com a incorporação de 100% das ações da Tevisa e da Povoação, com pagamento em ações. Com isso, estas empresas passaram a fazer parte do portfólio da Eneva a partir daquela data.
- Devido ao exercício de *tag along* por parte dos demais acionistas, conforme direito estabelecido no acordo de acionistas, a Eneva irá adquirir 100% das ações da Gera Maranhão. No entanto, esta operação ainda não havia sido concluída em 25 de outubro/24 uma vez que ainda havia condições suspensivas a serem implementadas ou renunciadas. No âmbito do contrato, o valor acordado pela aquisição de 100% das ações da Gera Maranhão pela Eneva é de R\$ 612 milhões, que deverá ser pago em caixa. Com a conclusão dessa operação, a Companhia concluirá o processo de aquisição iniciado em julho/24 (“Closing Final do M&A”).

Efeitos Proforma 3T24 Dívida Líquida e Alavancagem

- Considerando os efeitos da captação do *Follow-On*, liquidado em 15 de outubro/24, a alavancagem proforma 3T24 da Companhia apresentaria redução de 0,74x.
- Na sequência, com o *Closing Parcial* do M&A ocorrido em 25 de outubro/24, considerando o desembolso realizado pelas aquisições e os resultados dos últimos 12 meses na data-base de junho/24 (“2T24 LTM”) dos 3 ativos adquiridos naquela data, conforme últimas Demonstrações Financeiras e Informações Trimestrais divulgadas, a alavancagem proforma da Companhia ficaria 2,10x.
- Por fim, com o *Closing Final* do M&A, considerando o valor que será desembolsado pela aquisição de Gera Maranhão e ainda o resultado 12 meses 2T24 LTM do ativo a ser incorporado no resultado consolidado da Eneva, também conforme últimas Demonstrações Financeiras e Informações Trimestrais divulgadas, a alavancagem proforma da Companhia atingiria 2,12x.

Os referidos movimentos podem ser visualizados no gráfico abaixo.

Alavancagem 3T24 Proforma Estimada Ajustada para Efeitos Follow-On e M&A
 (Dívida Líquida em R\$ milhões, EBITDA em R\$ milhões e Alavancagem em relação Dívida Líquida/EBITDA(x))



MERCADO DE CAPITAIS

ENEV3	3T24	2T24	3T23
Nº de ações - final período	1.584.697.571	1.584.697.571	1.584.572.378
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	13,97	12,70	12,06
Ações negociadas (MM) - média diária	8,8	7,1	6,0
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	107,1	79,6 ¹	66,8
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	22.121	20.109	19.087
Enterprise Value - final período (R\$ MM) ³	37.442	37.954	35.176

¹ No 2T24, a média diária do Volume Financeiro foi calculada considerando uma metodologia de cálculo diferente dos demais trimestres. Para esse trimestre, voltou-se a utilizar a metodologia anteriormente adotada (*Volume-Weighted Average Price*) e o volume financeiro médio do 2T24 está rerepresentado na tabela.

² Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

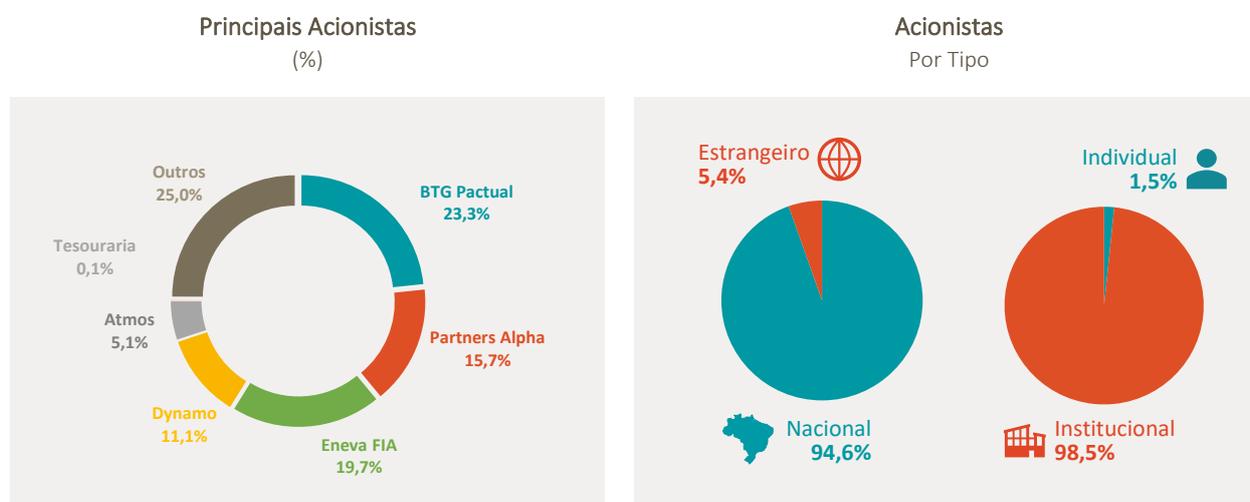
³ Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Ao final de setembro de 2024, o capital social da Eneva era composto por 1.584.697.571 ações ordinárias, com 99,73% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da Eneva

30 de setembro de 2024



EVENTOS SUBSEQUENTES

▪ Follow-On

Em 01 de outubro/24, foi protocolado perante a CVM pedido de registro de Oferta Pública de Distribuição Primária (“Follow-On”) de 228.571.429 ações ordinárias, totalizando um montante de, no mínimo, R\$3.200.000.006,00, considerado o preço de R\$14,00 por ação, exclusivamente para investidores profissionais, tendo sido garantida aos acionistas a prioridade na subscrição das ações, sob o rito automático de registro de distribuição, com esforços de colocação das ações no exterior.

Em 10 de outubro/2024, após a conclusão do procedimento de *bookbuilding* e conforme comentado nas seções de Fluxo de Caixa e Endividamento acima, o *Follow-On* foi precificado, tendo sido realizado o aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado. Foram emitidas 228.571.429 ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$ 14,00 por ação, perfazendo o montante total de R\$ 3.200.000.006,00. Como consequência, o capital social da Companhia passou de R\$ 13.263.745.287,34 para R\$ 16.463.745.293,34.

- **Emissão de Ações para Aquisição de Ativos Termelétricos**

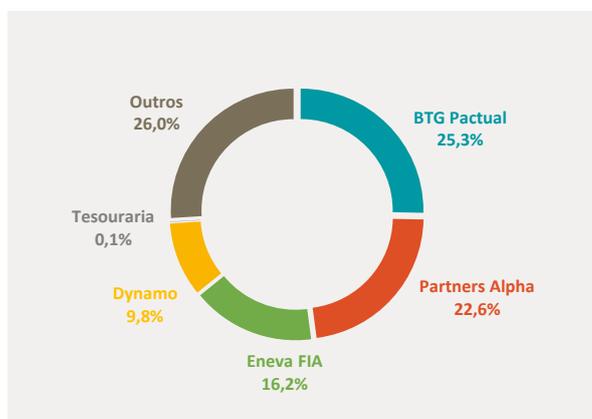
Em 25 de outubro de 2024, no âmbito do *Closing* Parcial do M&A, conforme comentado na seção de Endividamento, a Eneva concluiu um novo aumento de capital com a emissão de 119.322.767 novas ações ordinárias da Companhia, no valor de R\$ 1.670.518.740,34, em favor do Banco BTG Pactual S.A., para pagamento dos ativos Tevisa e Povoação.

Como resultado das operações de aumento de capital acima descritas, ao final de outubro/24 o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 18.134.264.033,68, dividido em 1.932.591.767 ações ordinárias, distribuído conforme gráfico abaixo:

Distribuição Capital Social da Eneva Pós Operações de Follow-On e M&A

25 de outubro de 2024

Principais Acionistas
(%)



INICIATIVAS ESG – AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Eneva divulgou seu segundo Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG 2023, em julho de 2024. Os documentos seguem os princípios, diretrizes e recomendações do *International Integrated Reporting Council (IIRC)*, *Global Reporting Initiative (GRI)*, *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)* e *Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)*.

Com foco na transparência e na qualidade das informações prestadas, o Relato Integrado e o Caderno de Indicadores ESG passaram pela verificação de uma auditoria independente especializada, em conformidade com as recomendações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Para acessar os documentos mais recentes, [clique aqui](#).

DESTAQUES DO 3T24

- Em agosto, a Eneva e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) anunciaram parceria para promover a recuperação florestal de 400 hectares em quatro unidades de conservação (UCs) no estado do Amazonas, por meio da iniciativa Floresta Viva. Esta parceria contempla dois projetos coordenados pelo Instituto de Conservação e Desenvolvimento Sustentável da Amazônia (Idesam) e pelo Instituto de Pesquisas Ecológicas (IPÊ), os quais buscam fomentar a cadeia de restauração ecológica de forma produtiva, promovendo a geração de renda e valorizando a alta biodiversidade e serviços ecossistêmicos da região.
- Em agosto, a Eneva recebeu pela quarta vez consecutiva o Selo Ouro, o mais alto nível de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol. Esse é um reconhecimento pelo compromisso e a transparência da empresa na divulgação do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de suas atividades através da plataforma do Registro Público de Emissões do GHG Protocol. Para verificar os inventários de 2020 a 2023 da Companhia acesse a ferramenta pelo [link](#).
- Em setembro, a Companhia inaugurou, em parceria com o Governo do Estado, a Escola de Educação Profissional e Tecnológica Professor Wilson Carvalho Pereira, no município de Silves. Essa é a primeira escola técnica em tempo integral da região, oferecendo cursos de Gás e Energia, eletromecânica e agropecuária, com foco na formação de mão de obra qualificada para impulsionar a economia local. A Eneva anunciou ainda uma nova parceria com o Governo do Estado para a construção de mais uma unidade do projeto Escola da Floresta do Amazonas.
- Ainda em setembro, a Eneva entregou mais de 3.000 cestas básicas e galões de água, divididos para os municípios de Silves (AM) e Itapiranga (AM). Essas ações tiveram apoio da Defesa Civil e das prefeituras de Silves e Itapiranga ao nosso projeto voluntário, pelo segundo ano consecutivo, que visa apoiar a resiliência e bem-estar das comunidades locais.

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 terceiro trimestre de 2024 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		3T24	2T24	1T24	2023
OPERAÇÕES	Esfera				
	Indicadores				
	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)¹	5.274	5.274	5.274	5.274
	Carvão	725	725	725	725
	Gás	3.874	3.874	3.874	3.874
	Renováveis	676	675	675	675
	Uso de combustível para produção de energia				
	Carvão (ton/MWh)	0,4	N/A	0,4	0,4
	Gás (m ³ /MWh)	191,6	189,3	191,5	219,4
	Eficiência (%)²				
	Itaqui	35%	N/A	N/A	N/A
	Pecém II	37%	N/A	N/A	9%
	Parnaíba I + V	57%	54%	52%	53%
	Parnaíba II	56%	N/A	54%	53%
	Parnaíba III	37%	N/A	33%	34%
	Parnaíba IV	44%	42%	41%	42%
	Jaguatirica II	53%	53%	53%	48%
Porto Sergipe ³	N/A	N/A	N/A	N/A	
MEIO-AMBIENTE	Emissões evitadas com projetos alinhados à transição energética (tCO2e)^{4,5}	333.025	85.724	139.462	426.392
	Jaguatirica II ⁵	47.090	51.569	56.335	188.954
	Parnaíba V ⁶	285.937	34.155	83.127	238.160
	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (tCO2e)	1.584.773	190.822	470.088	2.199.659
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 - eficiência (tCO2e/MWh)	0,4	0,2	0,3	0,4
	Captação de água nova (mil m³)	5.827	2.801	3.838	18.646
	Taxa de captação de água nova - eficiência (m³/MWh)	-	-	-	257
	Consumo de água nova (mil m³)	3.011	680	1.207	7.007
Recurso de água (m³)	13.687	2.887	9.032	48.127	
SAÚDE E SEGURANÇA	Fatalidades	-	-	-	-
	Taxa de fatalidades (FAT)	-	-	-	-
	Afastamento por acidente	2	1	-	11
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁷	0,4	0,3	-	0,8
	Taxa total de incidentes reportáveis (TRIR)	1,5	1,5	0,9	2,2
COLABORADORES	Número total de colaboradores próprios	1.646	1.623	1.562	1.551
	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	23%	23%	23%
	Turnover voluntário (%)	2,13%	2,53%	1,86%	6,45%
	Número total de colaboradores terceiros	5.474	5.238	4.542	4.336
RESPONSABILIDADE SOCIAL	Investimentos não-incentivados (R\$ MM)	1,3	1,2	1,1	1,4
	Investimentos icentivados - Fundo da Infância e Adolescência, Lei de incentivo à cultura, Lei do esporte, Saúde e outros (R\$ MM)	0,7	0,5	0,6	2,8
	Execução dos programas sócio-econômicos (R\$ MM)	0,1	0,2	0,8	2,1
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 ⁸	3	3	2	22

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

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

3- Release passou a incluir a UTE Porto Sergipe no quadro de KPIs operacionais de 2024

4- Cálculos utilizam fatores de emissão calculados a partir das cromatografias do ano de 2023

5- Release passou a incluir indicador de emissões evitadas com as iniciativas de redução de emissões da companhia já implementadas

6- Cálculo de emissões evitadas baseado no deslocamento de térmicas a óleo diesel no SISOL em substituição a geração a gás natural da UTE Jaguatirica II em Boa Vista (RR). Emissões evitadas calculadas a partir de 2023

7- Números consideram apenas acidentes típicos

8- Denúncias consideradas, após a apuração, como procedentes ou parcialmente procedentes, até a data deste reporte

ANEXOS

DRE – 3T24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	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	1.088,3	189,1	535,0	0,1	1.812,5	452,1	(451,4)	1.813,3	365,4	74,2	914,8	20,2	(239,2)	2.948,8
Deduções da Receita Bruta	(201,6)	(33,3)	(50,1)	(0,6)	(285,6)	(59,2)	34,2	(250,6)	(37,7)	(4,9)	(93,4)	(3,1)	22,1	(367,5)
Receita Operacional Líquida	886,7	155,8	484,9	(0,5)	1.527,0	392,9	(357,2)	1.562,6	327,8	69,3	821,4	17,1	(217,1)	2.581,2
Custos Operacionais	(561,3)	(97,1)	(225,9)	(0,5)	(884,8)	(109,9)	357,2	(637,5)	(253,3)	(94,5)	(829,1)	(14,2)	217,1	(1.611,6)
Depreciação e amortização	(51,3)	(38,8)	(98,4)	-	(188,5)	(41,2)	-	(229,7)	(52,6)	(28,8)	-	(0,0)	-	(311,2)
Despesas Operacionais ¹	(11,8)	(6,8)	(4,4)	(4,5)	(27,6)	(26,6)	-	(54,2)	(10,8)	(3,5)	(12,0)	(134,3)	2,4	(212,4)
SG&A ²	(11,6)	(6,8)	(4,4)	(0,3)	(23,1)	0,2	-	(22,9)	(10,5)	(3,4)	(11,6)	(72,2)	0,0	(120,6)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	(0,0)	(4,3)	(4,5)	(4,4)	-	(8,8)	(0,3)	(0,1)	(0,4)	(62,0)	2,4	(69,3)
Outras receitas/despesas	(0,1)	(0,1)	-	(2,6)	(2,8)	(0,0)	0,1	(2,8)	2,5	(0,5)	3,1	(8,5)	27,9	21,6
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	506,2	(531,4)	(25,1)
EBITDA ICVM 527/12	364,9	90,7	352,9	(3,8)	804,7	302,0	0,1	1.106,7	119,0	(0,4)	(16,2)	428,5	(503,6)	1.134,1
Resultado Financeiro Líquido	(40,1)	(13,6)	(113,3)	(0,1)	(167,1)	(4,6)	0,4	(171,3)	(38,1)	(7,2)	0,8	(261,6)	(0,4)	(477,8)
EBT	273,3	38,3	141,3	(8,2)	444,7	251,8	0,4	696,9	28,0	(36,5)	(15,8)	104,8	(501,5)	275,9
Impostos Correntes	(36,0)	(9,0)	-	-	(45,1)	-	-	(45,1)	(1,1)	(3,9)	(0,2)	0,1	-	(50,1)
Impostos Diferidos	(5,5)	2,7	(35,3)	-	(38,2)	-	-	(38,2)	(4,0)	3,4	(62,8)	121,2	-	19,6
Resultado Líq. Período	231,8	31,9	106,0	(8,2)	361,5	251,8	0,4	613,7	22,8	(37,0)	(78,8)	226,1	(501,5)	245,4
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142,7
Resultado Líq. Eneva	231,8	31,9	106,0	(8,2)	361,5	251,8	0,4	613,7	22,8	(37,0)	(78,8)	226,1	(644,2)	102,7

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

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

DRE – 3T23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	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	503,6	455,0	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)	(47,7)	(95,3)	(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	455,9	359,7	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)	(190,2)	(207,0)	(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)	(95,2)	(4,3)	(171,7)	(25,3)	-	(196,9)	(50,6)	(26,7)	-	-	-	(274,2)
Despesas Operacionais ¹	(7,7)	(7,2)	(7,1)	0,3	(21,7)	(33,4)	-	(55,1)	(12,9)	(4,2)	(14,5)	(116,6)	(59,2)	(262,5)
SG&A ²	(7,6)	(7,2)	(7,2)	0,3	(21,7)	(0,3)	-	(22,0)	(12,4)	(4,1)	(14,1)	(59,3)	(0,9)	(112,8)
Depreciação e amortização	(0,2)	-	0,1	(0,0)	(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	0,4	(0,2)	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 ICVM 527/12	114,0	81,4	354,1	157,2	706,7	96,2	0,2	803,1	150,8	16,5	(28,0)	(47,7)	(2,9)	891,7
Resultado Financeiro Líquido	(32,3)	(11,4)	(321,7)	(1,0)	(366,3)	(23,0)	0,0	(389,3)	(44,4)	(2,2)	2,6	(202,3)	0,1	(635,5)
EBT	42,1	37,3	(62,7)	151,9	168,6	40,5	0,3	209,4	55,3	(12,5)	(25,8)	(307,3)	(61,0)	(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	(31,4)	151,9	178,4	40,5	0,3	219,2	54,8	(15,5)	(16,7)	(250,2)	(61,0)	(69,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,5
Resultado Líq. Eneva	33,8	24,2	(31,4)	151,9	178,4	40,5	0,3	219,2	54,8	(15,5)	(16,7)	(250,2)	(78,4)	(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 - 9M24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões														
Receita Operacional Bruta	2.333,9	581,3	1.620,2	0,0	4.535,4	766,0	(738,3)	4.563,1	899,1	214,6	2.071,0	20,2	(417,8)	7.350,2
Deduções da Receita Bruta	(364,5)	(58,3)	(153,6)	0,0	(576,3)	(101,4)	140,9	(536,8)	(92,9)	(13,9)	(213,1)	(3,1)	38,6	(821,3)
Receita Operacional Líquida	1.969,4	523,1	1.466,6	0,1	3.959,1	664,6	(597,4)	4.026,3	806,2	200,7	1.857,9	17,1	(379,2)	6.529,0
Custos Operacionais	(1.095,7)	(308,5)	(621,8)	(1,2)	(2.027,2)	(230,0)	597,4	(1.659,8)	(496,2)	(215,1)	(1.698,2)	(14,2)	379,2	(3.704,4)
Depreciação e amortização	(132,8)	(117,1)	(294,5)	-	(544,3)	(87,3)	-	(631,6)	(153,7)	(82,9)	-	(0,0)	-	(868,3)
Despesas Operacionais ¹	(28,6)	(20,5)	(10,9)	(12,9)	(73,0)	(98,8)	6,1	(165,7)	(31,8)	(10,5)	(38,3)	(279,5)	(98,4)	(624,3)
SG&A ²	(27,9)	(20,5)	(11,0)	(0,1)	(59,5)	(7,7)	6,1	(61,2)	(30,8)	(10,2)	(37,1)	(192,8)	(6,0)	(338,2)
Depreciação e amortização	(0,8)	(0,0)	0,1	(12,8)	(13,5)	(9,7)	-	(23,2)	(1,0)	(0,3)	(1,1)	(86,7)	(92,4)	(204,8)
Outras receitas/despesas	(3,8)	(0,6)	0,9	(8,8)	(12,3)	0,0	0,3	(11,9)	1,3	2,4	2,5	23,06	(0,3)	17,1
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.112,6	(1.109,3)
EBITDA ICVM 527/12	974,8	310,6	1.129,2	(10,0)	2.404,5	432,8	6,4	2.843,6	434,1	60,7	125,1	945,8	(1.115,7)	3.293,6
Resultado Financeiro Líquido	(108,7)	(52,6)	(833,3)	4,6	(989,9)	(31,7)	0,8	(1.020,8)	(116,9)	(23,4)	4,8	(947,3)	(1,0)	(2.103,5)
EBT	732,6	140,9	1,5	(18,2)	856,7	304,1	7,2	1.168,0	163,5	(45,9)	128,8	(88,3)	(1.209,0)	117,1
Impostos Correntes	(82,7)	(15,3)	-	-	(98,0)	-	-	(98,0)	(7,5)	(11,4)	(20,9)	(8,5)	-	(146,3)
Impostos Diferidos	(35,0)	(8,3)	(78,3)	-	(121,6)	-	-	(121,6)	(25,7)	(0,4)	(134,7)	1.810,6	-	1.520,2
Resultado Líq. Período	614,9	117,3	(76,9)	(18,2)	637,2	304,1	7,2	948,4	130,3	(57,7)	(26,8)	1.713,8	(1.209,0)	1.499,1
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390,5	390,5
Resultado Líquido	614,9	117,3	(76,9)	(18,2)	637,2	304,1	7,2	948,4	130,3	(57,7)	(26,8)	1.713,8	(1.599,5)	1.108,6

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 - 9M23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	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	1.517,4	1.322,2	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)	(149,4)	(276,5)	(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	1.368,0	1.045,7	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)	(577,4)	(617,5)	(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)	(283,7)	(18,4)	(507,5)	(76,5)	-	(584,1)	(151,5)	(44,5)	-	-	-	(780,1)
Despesas Operacionais ¹	(26,1)	(20,8)	(21,3)	(1,6)	(69,8)	(112,5)	-	(182,4)	(29,9)	(10,7)	(44,0)	(334,8)	(258,3)	(860,1)
SG&A ²	(25,6)	(20,8)	(21,2)	(1,6)	(69,2)	(10,0)	-	(79,2)	(28,6)	(10,4)	(43,0)	(188,0)	(1,1)	(350,4)
Depreciação e amortização	(0,5)	-	(0,1)	(0,0)	(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	59,9	(0,2)	60,5	(0,2)	0,4	60,7	4,9	(0,0)	(0,5)	(61,9)	59,7	62,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	1.077,1	(1.076,1)
EBITDA ICVM 527/12	606,7	206,9	1.113,0	444,8	2.371,4	275,0	0,4	2.646,8	460,0	14,6	314,3	830,0	(1.017,4)	3.248,2
Resultado Financeiro Líquido	(150,7)	(68,7)	(467,3)	(0,4)	(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	361,9	426,0	1.176,1	168,2	0,5	1.344,9	185,5	(28,0)	323,0	124,0	(1.274,9)	674,5
Impostos Correntes	(30,9)	(0,0)	(11,7)	(18,8)	(61,4)	-	-	(61,4)	(3,1)	(6,4)	(38,5)	(1,1)	-	(110,5)
Impostos Diferidos	(31,0)	(17,6)	(77,1)	(3,3)	(129,0)	-	-	(129,0)	(27,0)	(3,2)	(69,8)	208,1	0,1	(20,8)
Resultado Líq. Período	276,0	32,8	273,1	403,9	985,8	168,2	0,5	1.154,5	155,4	(37,6)	214,6	331,0	(1.274,7)	543,2
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,9	34,9
Resultado Líquido	276,0	32,8	273,1	403,9	985,8	168,2	0,5	1.154,5	155,4	(37,6)	214,6	331,0	(1.309,7)	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.



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T24

Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br