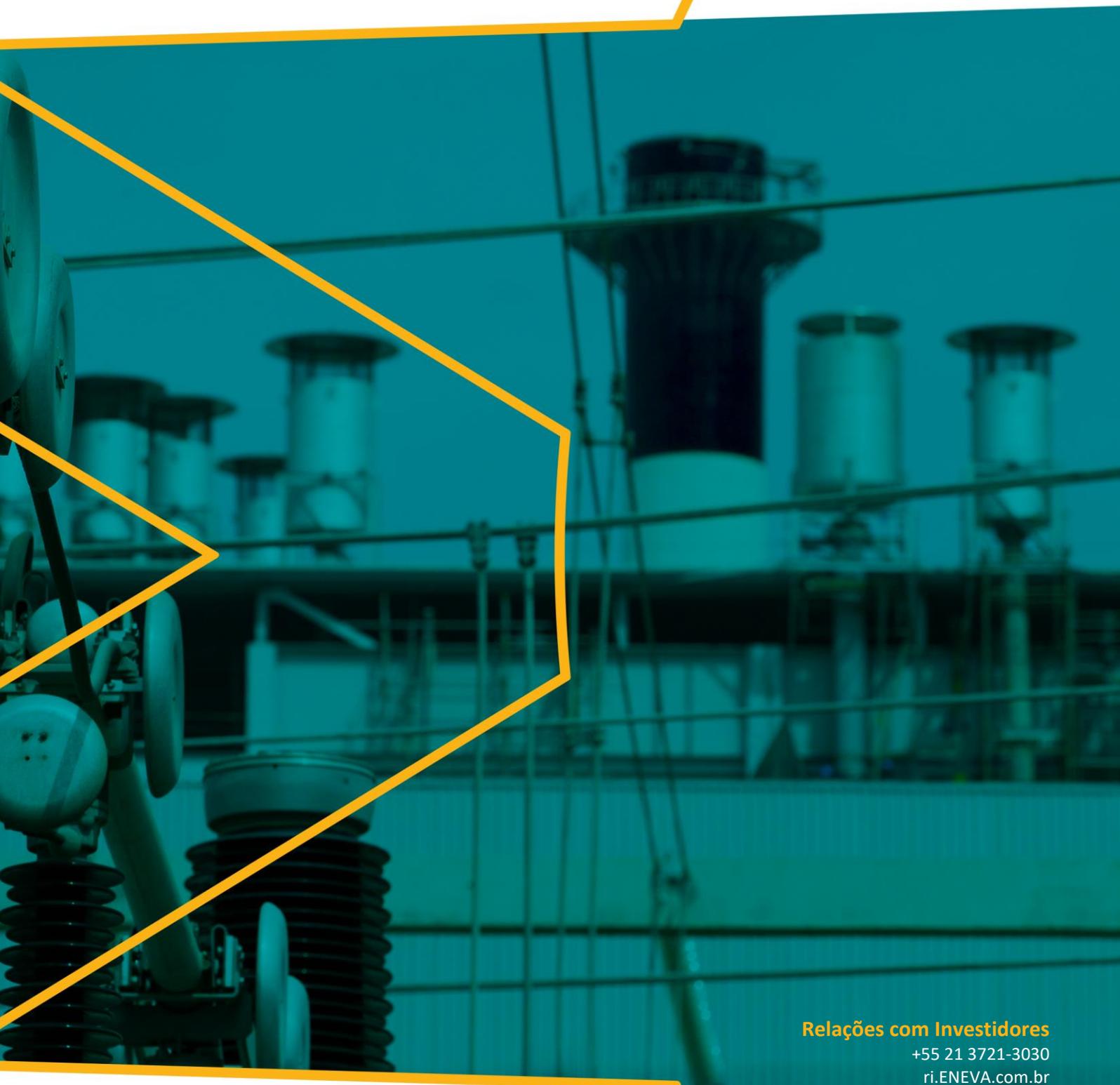


DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T23



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.ENEVA.com.br

Teleconferência de Resultados do 1T23



Terça-feira, 16 de maio de 2023

10h00 (Horário de Brasília) / 09 a.m. (US ET)

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



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Primeiro Trimestre de 2023

Entrega do plano de negócios, aquisições, exportação de energia, redução de despesas e de impactos não recorrentes geram maior EBITDA da história da Companhia, um crescimento de 138% frente ao contabilizado no 1T22

Rio de Janeiro, 15 de maio de 2023 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do primeiro trimestre findo em 31 de março de 2023 (1T23). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques

- EBITDA ajustado de R\$ 1.168,8 milhões, aumento de 138%, ou R\$ 677,4 milhões, em relação ao resultado reportado no 1T22, com melhora no EBITDA em todos os segmentos operacionais;
- Contribuição no EBITDA do 1T23 dos ativos adquiridos em 2022 com R\$ 346,8 milhões provenientes de Celse e R\$ 124,4 milhões de CGTF;
- Aumento na atividade de comercialização, com crescimento de R\$ 248,3 milhões no EBITDA reportado no 1T23 frente ao reportado no 1T22, sendo R\$ 182,7 milhões em função da variação MtM nos contratos futuros de energia, principalmente devido à migração de contratos de venda de energia anteriormente alocados no projeto Futura I para o segmento de comercialização, e R\$ 65,6 milhões devido à maior atividade de trading no período;
- Aumento da disponibilidade média da UTE Jaguatirica II para 81% no trimestre, gerando um aumento de R\$ 50,3 milhões entre o EBITDA reportado no período e o 1T22;
- Despacho para exportação para a Argentina no mês de jan/2023, gerando R\$ 39,2 milhões de EBITDA no Complexo Parnaíba;
- Redução do SG&A da Holding (ex-despesas com ILP) de 48,3% em relação ao 4T22;
- Início do ciclo da desalavancagem, medida pela Dívida Líquida/EBITDA 12 meses, de 4,8x no final de dez/2022 para 4,6x no final de mar/2023;
- Conclusão da incorporação da CGTF na Holding em mar/2023, possibilitando sinergias operacionais, administrativas e tributárias;
- Concluída a energização das 22 UFVs de Futura I, e unidades já gerando energia para comercialização, com COD previsto para final de mai/2023;
- Celebração de parceria societária entre três SPEs do Complexo Solar Futura 1 e White Martins, garantindo PPA de R\$ 2,287 bilhões (data base mar/2023), a ser recebido entre 2023 e 2035, ajustado ao longo do contrato pelo IPCA, referente à venda de 100,6 MWh nesse período.

Principais Indicadores	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Líquida	2.459,2	759,0	224,0%
EBITDA ICVM 527/12	1.168,5	474,2	146,4%
EBITDA Ajustado ¹	1.168,8	491,4	137,9%
Margem EBITDA Ajustado	47,5%	64,7%	-17,2 p.p.
Resultado Líquido	222,9	184,8	20,6%
Investimentos (Competência)	516,8	1.742,2	-70,3%
Fluxo de Caixa Operacional	573,5	257,2	123,0%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ²	17,1	8,4	102,4%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ³	4,6	3,8	21,9%

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

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

3 - Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 4T12 e 12M22, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-aquisição, da CGTF e CELSE, conforme condições de alteração de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

Desempenho Operacional

Dados operacionais						
		1T23	4T22	3T22	2T22	1T22
Geração Térmica a Gás no Parnaíba						
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	99%	99%
	Despacho (%)	11%	36%	29%	21%	0%
	Geração Líquida (GWh)	157	579	268	302	0
	Geração Bruta (GWh)	165	610	282	316	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	99%	100%	97%	88%	95%
	Despacho (%)	10%	69%	93%	32%	0%
	Geração Líquida (GWh)	116	744	993	316	0
	Geração Bruta (GWh)	122	788	1.047	353	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	89,0%	99,0%	97,7%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	11,0%	1,0%	2,3%	0,0%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	74%	99%	100%	99%	98%
	Despacho (%)	4%	0%	67%	32%	0%
	Geração Líquida (GWh)	30	0	252	120	1
	Geração Bruta (GWh)	32	0	263	125	1
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	100%	99%	99%	79%	100%
	Despacho (%)	24%	8%	61%	20%	0%
	Geração Líquida (GWh)	13	9	71	24	0
	Geração Bruta (GWh)	14	10	75	25	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Parnaíba V¹	Disponibilidade (%)	100%	95%	-	-	-
	Despacho (%)	10%	58%	-	-	-
	Geração Líquida (GWh)	87	239	-	-	-
	Geração Bruta (GWh)	92	252	-	-	-
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	-	-	-
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	-	-	-

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

1 - A UTE Parnaíba V obteve autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para iniciar operação comercial da sua unidade geradora, uma turbina a vapor com capacidade instalada de 385,75MW, em novembro de 2022. Os dados operacionais do 4T22 referentes à usina na tabela acima se referem à disponibilidade, despacho e geração apenas após o início de sua operação comercial.

Desempenho Operacional (continuação)

Dados operacionais		1T23	4T22	3T22	2T22	1T22
Geração Térmica a Gás em Roraima						
Jaguaritica II	Disponibilidade (%)	81%	59%	53%	46%	24%
	Despacho (%)	64%	53%	47%	37%	19%
	Geração Líquida (GWh)	164	139	121	98	31
	Geração Bruta (GWh)	172	147	128	103	32
	Geração para ACR (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Geração a Gás - Combustível de Terceiros						
Porto de Sergipe I	Disponibilidade (%)	97%	96%	79%	84%	95%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	26%
	Geração Líquida (GWh)	0	0	2	0	785
	Geração Bruta (GWh)	0	0	2	0	805
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	100,0%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Fortaleza	Disponibilidade (%)	59%	100%	100%	100%	100%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	0
	Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Geração Térmica a Carvão						
Itaqui	Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	94%	100%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Geração Líquida (GWh)	0	0	0	3	0
	Geração Bruta (GWh)	0	0	0	3	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%
Pecém II	Disponibilidade (%)	100%	100%	74%	100%	99%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Geração Líquida (GWh)	0	0	3	3	0
	Geração Bruta (GWh)	0	0	3	3	0
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
Upstream						
Parmaíba	Despacho UTG (%)	11%	43%	51%	26%	0%
	Produção (Bi m ³)	0,08	0,33	0,39	0,20	0,00
	Reservas remanescentes (Bi m ³)	33,0	33,1	28,9	29,3	29,5
Amazonas	Produção (Bi m ³)	0,05	0,05	0,04	0,04	0,02
	Reservas remanescentes (Bi m ³)	14,4	14,5	14,7	14,8	7,1

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

1 - A UTE Jaguaritica II iniciou operação comercial de forma faseada, sendo que a primeira turbina a gás entrou em operação comercial em 15 de fevereiro de 2022, a segunda turbina a gás em 11 de março de 2022 e a turbina a vapor em 24 de maio de 2022.

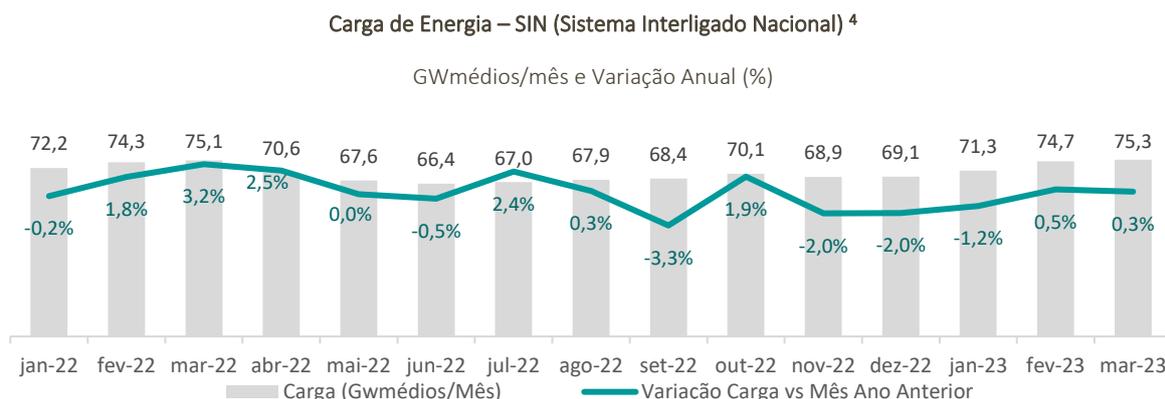
2 – As UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados os dados das usinas de despacho e geração médios do 4T21 e demais trimestres que antecederam a conclusão dos processos de aquisição.

Contexto Setorial

- Manutenção de cenário hidrológico favorável no 1T23, com aumento de ENA e elevados níveis de reservatórios, mantém baixa necessidade de despacho termelétrico regulatório no SIN. Demanda sustentada por exportação de energia no período foi atendida em grande parte por vertimento turbinável de hidrelétricas durante pico do período úmido, limitando exportação proveniente de fontes termelétricas**

No 1T23, a carga média de energia elétrica do Sistema Integrado Nacional (“SIN”) totalizou 73,7GWm, ligeira redução de 0,2% quando comparado à carga média de 73,9GWm do 1T22 e aumento de 6,3% versus os 69,4GWm do 4T22.

O crescimento da carga no 1T23 frente ao 4T22 reflete a tendência esperada do período, com aumento médio das temperaturas em grande parte do país na comparação sequencial, com destaque para as regiões Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste¹, ainda que as temperaturas médias do 1T23 tenham ficado, de forma geral, abaixo das temperaturas médias para um primeiro trimestre². O aumento do consumo de energia foi alavancado pelo crescimento na classe industrial, principalmente nos setores de metalurgia, extração de minerais metálicos e fabricação de produtos alimentícios, e na sequência, pelo crescimento da classe residencial em todos os subsistemas.³



No 1T23, foram observadas chuvas acima da média histórica para a sazonalidade do período nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Norte, impulsionando os volumes de Energia Natural Afluente (ENA) nos reservatórios para valores acima da média histórica dos últimos 6 anos para um primeiro trimestre e levando a vertimento de algumas usinas hidrelétricas. Nos subsistemas Nordeste e Sul, os volumes registrados de ENA no 1T23 permaneceram dentro das médias históricas do período.

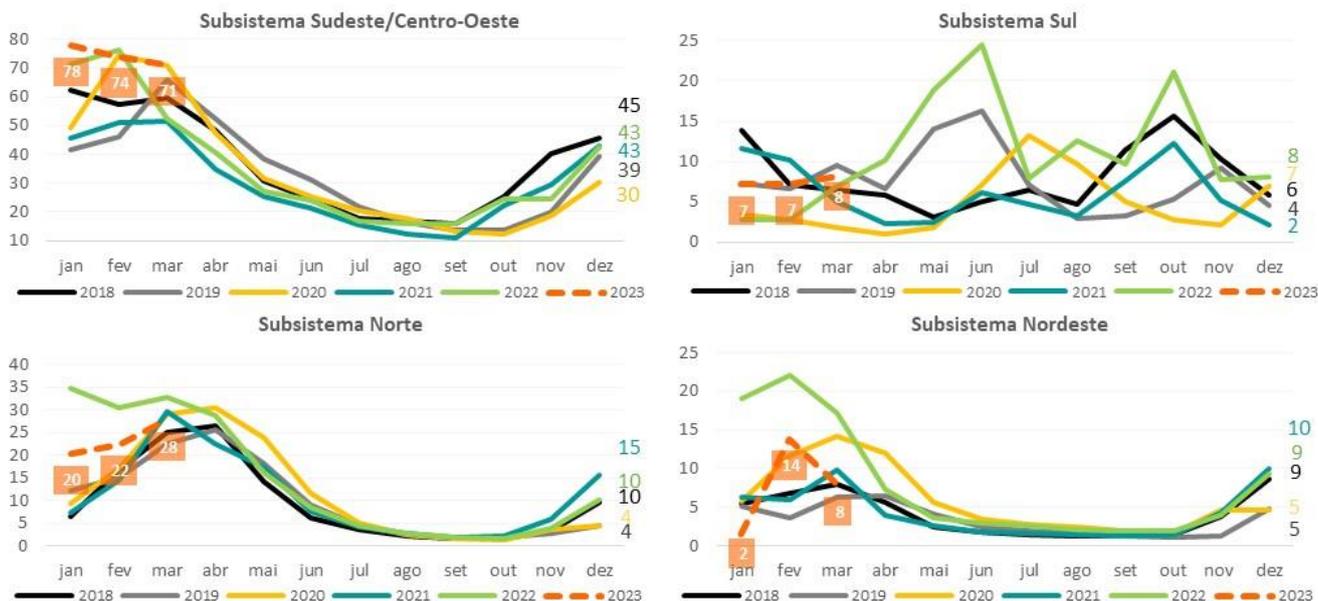
¹ Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Boletim InfoMercado 188 (Fevereiro/2023), disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> - Acesso em 02/05/2023.

² Fontes: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Boletins de Carga Mensal (Janeiro/23 e Março/23), disponíveis em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> - Acesso em 02/05/2023.

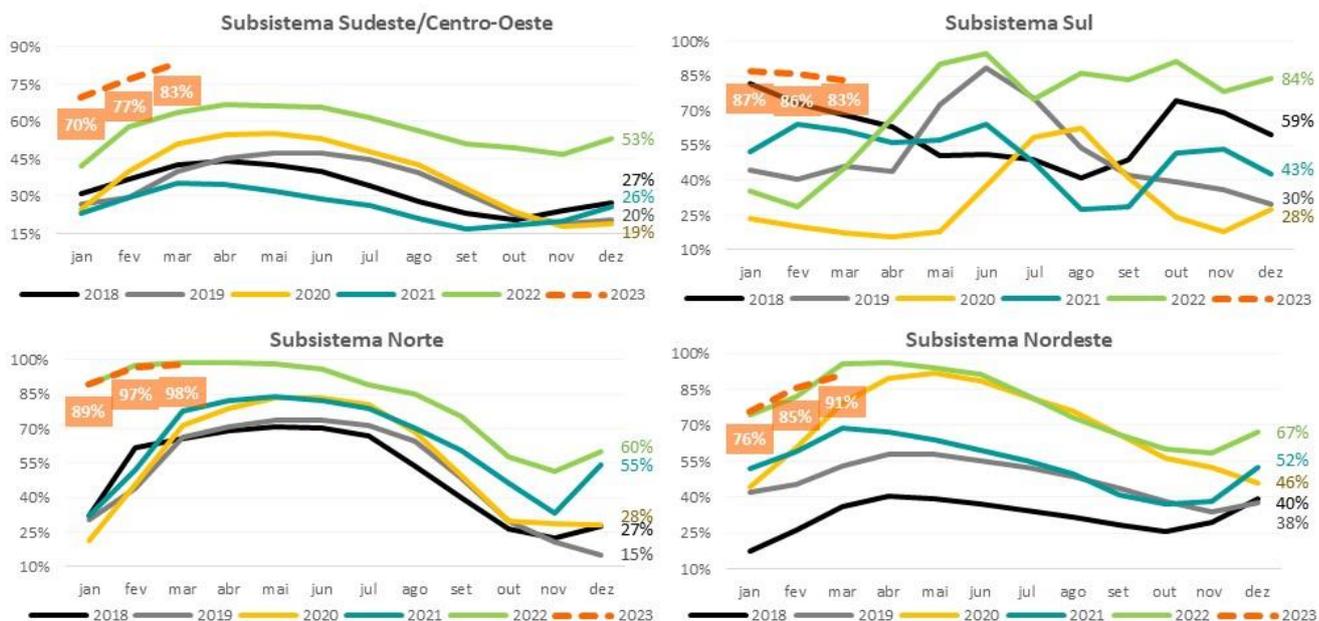
³ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Março 2023), disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 02/05/2023.

⁴ Fonte: Dados históricos até fev/23 disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 02/05/2023. Para o mês de mar/23, informação extraída Boletim de Carga Mensal do ONS (Março/2023), disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga>

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)⁵



Como reflexo dos valores de ENA registrados ao longo do 1T23 e considerando que os reservatórios de partida ao início do período se encontravam em patamares historicamente acima da média, ao final do período os níveis de armazenamento dos reservatórios em todos os subsistemas ficaram acima das médias históricas. Vale destacar que o subsistema SE/CO encerrou o 1T23 com o maior volume médio de Energia Armazenada (EARM) para um mês de março desde 2007, ao passo que no subsistema Norte o valor foi o maior registrado para o mês desde março de 2016.

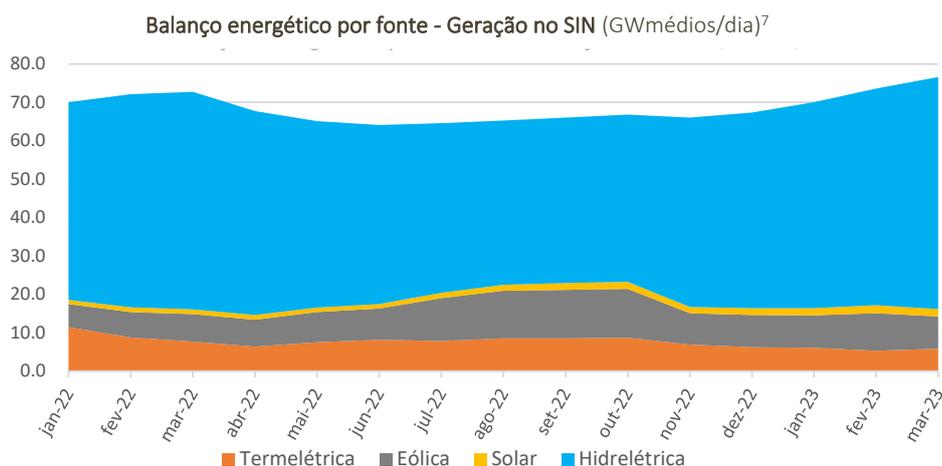


⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 02/05/2023.

⁶ 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 02/05/2023.

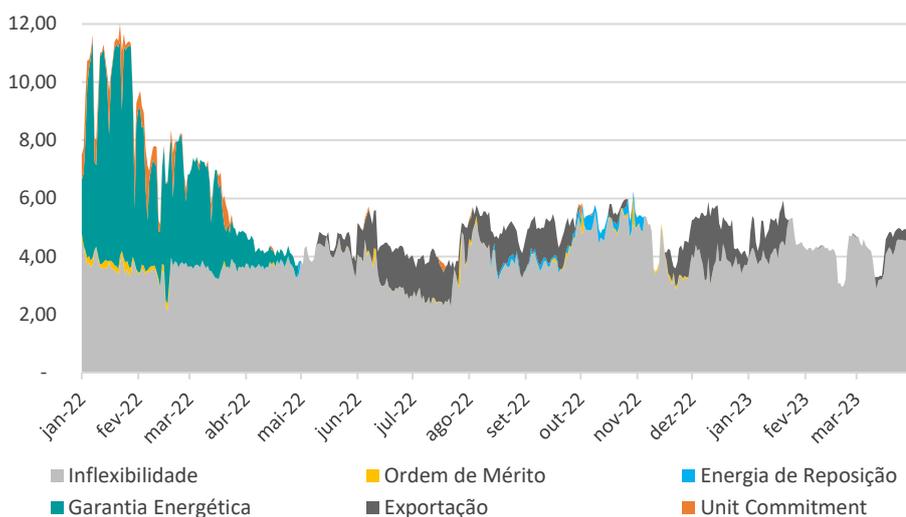
No contexto do panorama climático, que vem mantendo os volumes dos reservatórios elevados desde 2022, as fontes hidrelétricas foram responsáveis por cerca de 77% da geração de energia no SIN no 1T23, apresentando crescimento frente aos 76% no mesmo trimestre do ano anterior e aos 72% registrados no 4T22.

Por sua vez, a necessidade de despacho termelétrico manteve tendência de queda ao longo do 1T23 e a participação da geração das fontes termelétricas em relação à geração de energia total do SIN totalizou apenas 8% no período, comparada aos 13% registrados no 1T22 e 11% no 4T22.



Em continuação à tendência do 4T22, o despacho termelétrico por ordem de mérito no SIN foi praticamente nulo no 1T23 e a geração de energia por fontes térmicas foi basicamente por motivo de inflexibilidade operativa e para exportação para atendimento à matriz energética da Argentina e Uruguai⁸.

Despacho Térmico por Principais Tipos - SIN (GWmédios/dia)⁹



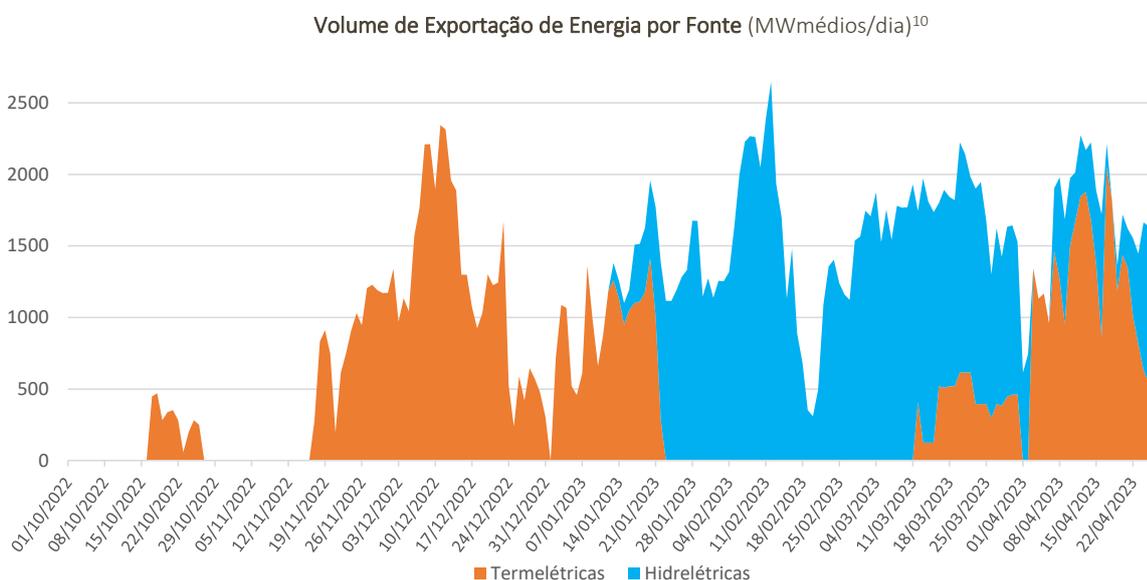
⁷ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 02/05/2023.

⁸ Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina, em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA.

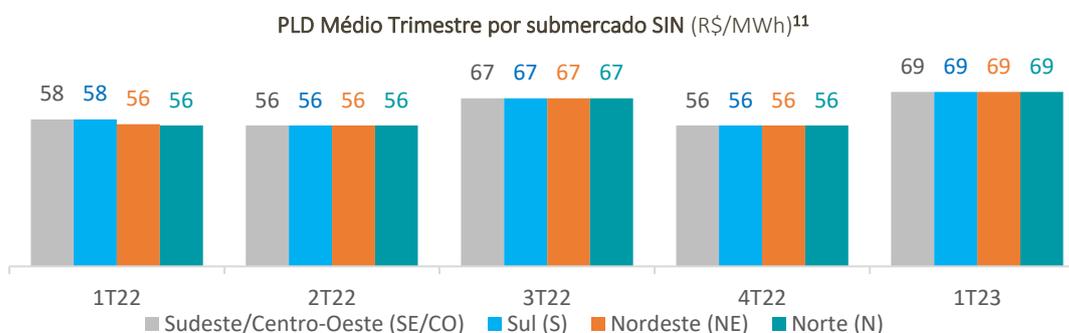
⁹ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 02/05/2023.

Ao longo dos primeiros meses de 2023, a Argentina apresentou demanda consistente por energia e o Uruguai também iniciou a importação de energia do Brasil. Essa demanda, no entanto, foi majoritariamente suprida pela exportação do vertimento turbinável das usinas hidrelétricas no Brasil. A exportação do vertimento turbinável foi regulamentada em outubro de 2022 pela Portaria nº 49/2022, do Ministério de Minas e Energia (MME), em parceria com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e permite que a energia vertida pelas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) seja direcionada para exportação à Argentina e Uruguai.

O primeiro processo competitivo para exportação dessa modalidade ocorreu em janeiro de 2023 e houve comercialização do excedente das hídricas ao longo de todo o trimestre. Esse efeito limitou a exportação de energia de fontes térmicas desde o início da exportação do vertimento, na primeira quinzena de janeiro de 2023, até meados de março de 2023, quando o vertimento turbinável das hídricas começou a reduzir, abrindo espaço para o retorno da exportação de energia das fontes térmicas.



O PLD se manteve no piso estrutural (revisado em janeiro/2023 para R\$ 69/MWh) em todos os submercados e não houve a necessidade de despacho termelétrico por ordem de mérito no Sistema Integrado Nacional (SIN) no 1T23, refletindo o panorama hidrológico vigente.

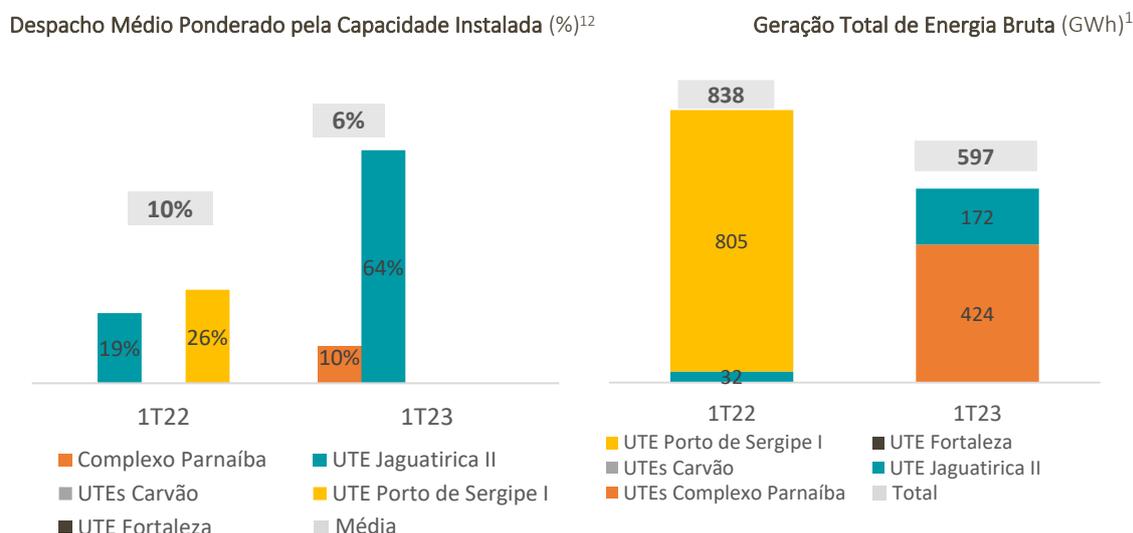


¹⁰ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, nos Boletins Diários da Operação, disponível em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 02/05/2023.

¹¹ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 02/05/2023.

Geração

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva



Despacho Regulatório no SIN

No 1T23, foi observada a manutenção do cenário hidrológico favorável vigente desde o início de 2022. De forma geral, os níveis de armazenamento dos reservatórios apresentaram crescimento ao longo do 1T23, refletindo as menores temperaturas e o maior volume de chuvas em grande parte do país a partir do final do ano de 2022. Nesse contexto, o PLD se manteve no piso estrutural no trimestre e não houve a necessidade de despacho termelétrico por ordem de mérito no Sistema Integrado Nacional (SIN).

O despacho regulatório da Companhia foi concentrado unicamente na UTE Jaguaririca II, localizada no sistema isolado de Roraima, que apresentou despacho médio de 64% e geração bruta de 172 GWh no 1T23. A usina registrou 81% de disponibilidade no trimestre, representando um crescimento de 22 p.p. em relação ao valor médio de 59% registrado no 4T22, refletindo a estabilização da termelétrica com a conclusão dos reparos nos *gearboxes* da turbina em janeiro de 2023 e o avanço do plano de recuperação do sistema de liquefação, que prevê a instalação de novos módulos de liquefação e aumento da capacidade da autogeração, com conclusão estimada no 2T23.

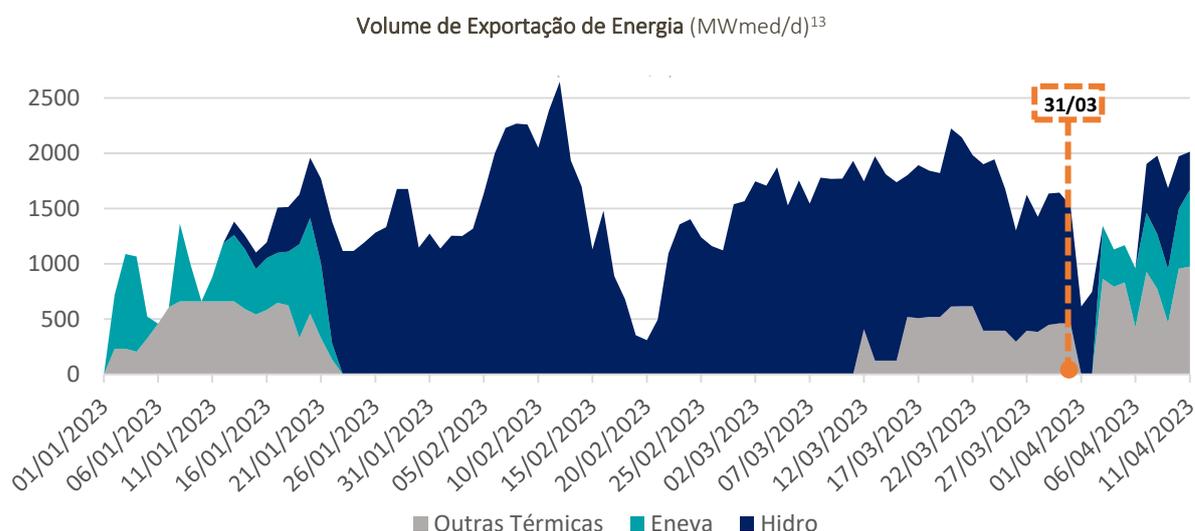
Ressalta-se que a UTE Fortaleza, que possui compromisso de entrega contratual de energia para a distribuidora do estado do Ceará, permaneceu desligada no período, tendo cumprido o seu compromisso contratual por meio da entrega de energia gerada diretamente pelo fornecedor de combustível, conforme mecanismo previsto em contrato de suprimento. No entanto, devido às falhas enfrentadas pelo fornecedor de gás que o levaram a registrar indisponibilidade no 1T23, fez-se necessário também a declaração de indisponibilidade operacional da UTE Fortaleza junto a ONS. Essa

¹² Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados do 1T22 das UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição.

indisponibilidade não gera impacto financeiro no resultado da UTE em função da natureza do contrato de fornecimento de energia à COELCE, que é baseado em quantidade de energia, e não em disponibilidade.

▪ Geração de Energia para Exportação e Liquidação no ACL

No 1T23, todas as usinas do Complexo Parnaíba geraram, em alguns dias de janeiro, energia para exportação para a Argentina, que apresentou demanda consistente por energia ao longo dos primeiros meses de 2023. A demanda, no entanto, foi majoritariamente suprida pela exportação do vertimento turbinável das usinas hidrelétricas no Brasil, em função do maior volume de chuvas entre o final de 2022 e o início do 1T23, que impulsionou o crescimento da Energia Natural Afluyente (ENA). Esse efeito limitou a exportação de energia de fontes térmicas até meados de março de 2023, e a partir do início do 2T23 foram retomadas as operações de exportação de energia no Complexo Parnaíba, conforme figura abaixo:



A UTE Parnaíba I registrou geração líquida para exportação de 71 GWh no trimestre, acompanhada pela turbina a vapor da UTE Parnaíba V no ciclo combinado, com 23 GWh. As UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV exportaram, respectivamente, 93 GWh, 24 GWh e 10 GWh. Dessa forma, a geração líquida de 220 GWh foi comercializada a preços estabelecidos em contratos bilaterais no 1T23.

É importante destacar que a operação de exportação também levou à geração líquida de 53 GWh adicionais à demanda de exportação, liquidada a PLD. Esse volume excedente gerado foi em função de: (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* e modulação de carga de cada usina. Esses fatores exigem que as usinas gerem maiores volumes de energia do que aqueles efetivamente comercializados para exportação ou precisem ficar ligadas por um intervalo de tempo maior do que o período estabelecido no contrato.

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

Adicionalmente, no período foram gerados 126 GWh para a conclusão de testes de comissionamento da UTE Parnaíba V, cuja geração líquida também foi liquidada a PLD.

Destinação Geração Total de Energia Bruta no Complexo Parnaíba no 1T23 (GWh)

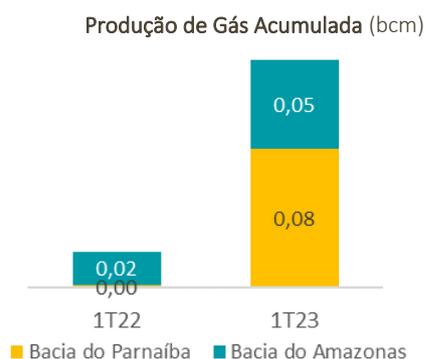
UTE	Geração Líquida (GWh)			Total
	Exportação geração liquidada em preços estabelecidos em contratos bilaterais	SIN (ACL) geração liquidada a PLD por ocasião de exportação (restrições de modulação)	SIN (ACL) geração liquidada a PLD por ocasião de realização de testes em Parnaíba V	
Parnaíba I	71	23	62	157
Parnaíba II	93	23	0	116
Parnaíba III	24	6	0	30
Parnaíba IV	10	3	0	13
Parnaíba V	23	0	64	87
Total	220	53	126	403

Upstream

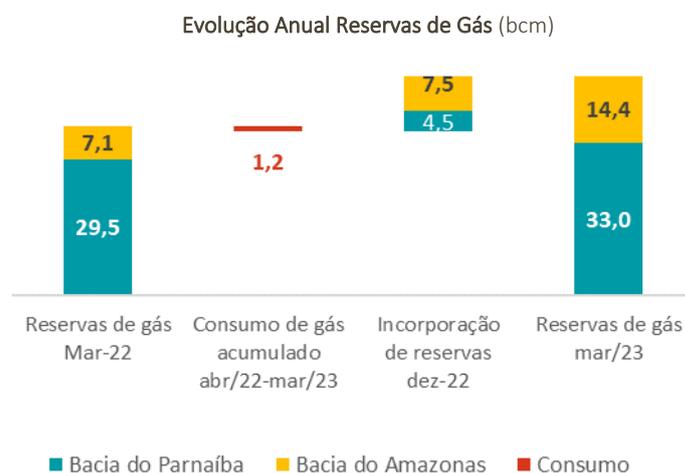
▪ Produção e Reservas

A produção de gás natural da Companhia totalizou 0,14 bilhão de metros cúbicos (bcm) no 1T23, sendo 0,08 bcm no Complexo Parnaíba e 0,05 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, para suprimento à UTE Jaguatirica II. O aumento do volume de gás produzido no trimestre frente ao mesmo trimestre de 2022 foi reflexo:

- (i) do gás demandado para geração nas usinas do Complexo Parnaíba para exportação e comissionamento no 1T23, as quais permaneceram desligadas ao longo do 1T22; e
- (ii) do maior volume gerado da UTE Jaguatirica II, que apresentou 64% de despacho no 1T23 e operou em grande parte do trimestre com sua capacidade total de 140 MW (considerando as 2 turbinas a gás e a turbina a vapor), ao passo que no 1T22 o Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica iniciou operação comercial de forma parcial, com a entrada da primeira turbina de gás em meados do 1T22 e da segunda turbina a gás ao final do 1T22.



A Eneva encerrou o 1T23 com um total de reservas 2P de gás natural de 47,4 bcm, das quais 33,0 bcm concentravam-se na Bacia do Parnaíba e 14,4 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo do Azulão, refletindo o saldo das reservas certificadas divulgadas em 01 de fevereiro de 2023 nos relatórios de certificação de reservas referentes a 31 de dezembro de 2022, elaborados pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), e descontando o consumo de gás acumulado no 1T23.



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

▪ Exploração e Recursos

A Eneva apresentava, ainda, os seguintes volumes de recursos contingentes 2C (P50), conforme certificado pela GCA nos relatórios de recursos referentes à data base de 31 de dezembro de 2022:

- ✓ **Bacia do Parnaíba, no PAD Lago dos Rodrigues:** 0,33 bcm de recursos contingentes 2C de gás natural;
- ✓ **Bacia do Amazonas, no PAD Anebá:** recursos contingentes 2C de 2,01 bcm de gás natural; 1,72 MMbbl de condensado; 4,34 MMbbl de óleo e 0,202 bcm de gás associado;
- ✓ **Bacia do Solimões, na Área de Juruá:** 24,04 bcm de recursos contingentes 2C de gás natural.

No 1T23, vale destacar também a produção e comercialização de um total de 73.800 barris de óleo pela Companhia, por meio do Teste de Longa Duração (TLD) de 60 dias executado no âmbito do Plano de Avaliação de Descoberta de Anebá, no poço 1-ENV-25D-AM na Bacia do Amazonas. O TLD objetivou comprovar a produtividade do poço descobridor perfurado em 2021 e fornecerá à Companhia informações adicionais necessárias para melhor dimensionamento e ajuste dos modelos de fluxo da acumulação e melhor determinação do potencial de recursos

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Líquida	2.459,2	759,0	224,0%
Custos Operacionais	(1.392,3)	(390,7)	256,4%
Depreciação e amortização	(244,6)	(110,3)	121,8%
Despesas Operacionais	(314,3)	(139,8)	124,8%
Poços secos e PCLD	(0,3)	(17,2)	-98,2%
Depreciação e amortização	(170,7)	(14,6)	1069,7%
Outras receitas/despesas	(0,3)	120,2	N/A
Equivalência Patrimonial	0,8	0,6	38,4%
EBITDA ICVM 527/12	1.168,5	474,2	146,4%
EBITDA Ajustado ¹	1.168,8	491,4	137,9%
Resultado Financeiro Líquido	(435,2)	(99,4)	337,8%
EBT	318,0	249,9	27,3%
Impostos Correntes	(54,6)	(9,5)	472,5%
Impostos Diferidos	(40,8)	(55,0)	-25,8%
Participações Minoritárias	(0,2)	0,6	N/A
Resultado Líquido Eneva	222,9	184,8	20,6%

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

No 1T23, o EBITDA Consolidado Ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos e a constituição e/ou reversão de PCLD), totalizou R\$ 1.168,8 milhões, um crescimento de 137,9% frente ao 1T22, impulsionado por:

- (i) a aquisição de 100% das ações de emissão da CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSEPAR”), da CEBARRA – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A. (“CEBARRA”) e DC Energia e Participações S.A. (em conjunto, “CELSE”) concluída no 4T22, responsável por um incremento de R\$ 346,8 milhões de EBITDA no trimestre;
- (ii) a aquisição da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) em meados do 3T22, contribuindo com R\$ 124,4 milhões no EBITDA no 1T23;
- (iii) resultado do segmento de Comercialização, refletindo: (a) o aumento da margem comercial em R\$ 71,4 milhões na comparação anual, como resultado da incorporação da Focus Energia e da ampliação do escopo da Comercializadora da Eneva com aumento do volume negociado em 577% e crescimento do *spread* médio em R\$ 5/MWh na comparação anual, impulsionado também pelo resultado dos contratos originalmente firmados em Futura I que foram realocados para a Comercializadora no 1T23; e (b) o aumento de R\$ 182,8 milhões como efeito da variação econômica (não caixa) da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia da Comercializadora, suportado pela queda nos preços de mercado da energia e pela realocação dos contratos;

- (iv) crescimento de R\$ 50,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II na comparação anual, que iniciou a operação comercial de forma parcial no final do 1T22 e atingiu no 1T23 81% de disponibilidade;
- (v) ao despacho para exportação de energia para a Argentina, que gerou R\$ 39,2 milhões de EBITDA no Complexo Parnaíba.

A variação positiva do EBITDA na comparação anual foi parcialmente mitigada pelo registro contábil de R\$ 121,8 milhões realizado na linha “Outras receitas/despesas” no 1T22, referente à compra vantajosa contabilizada com a conclusão da aquisição de Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”) em março de 2022, que impactou positivamente o EBITDA naquele trimestre.

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 435,2 milhões no 1T23, comparado ao resultado negativo de R\$ 99,4 milhões no mesmo período do ano anterior. A variação foi principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 200,6 milhões em despesas com juros sobre debêntures, devido: a) ao maior volume de debêntures no endividamento total da Companhia com as novas emissões realizadas pela Eneva S.A.; b) à incorporação do portfólio de debêntures da CELSE após o *closing* da operação; c) ao início da classificação no resultado financeiro das despesas financeiras de projetos que entraram em operação em 2022, que anteriormente eram classificados em Imobilizado; e d) ao aumento do CDI no período; (ii) crescimento de R\$ 91,7 milhões em despesas com encargos de dívida decorrente da entrada em operação dos projetos Azulão-Jaguatirica e Parnaíba V e com a entrada do fluxo de pagamento das dívidas provenientes da CELSE; e (iii) contabilização de R\$ 46,2 milhões de despesas de juros sobre arrendamento mercantil (IFRS 16 /CPC06) referentes ao contrato de arrendamento do navio Floating Storage Regasification Unit (“FSRU”) fretado pela UTE Porto de Sergipe I. Esses valores foram parcialmente compensados pelo aumento das receitas com aplicações financeiras de R\$ 40,0 milhões na comparação trimestral, refletindo o crescimento do CDI médio no período.

O lucro líquido consolidado totalizou R\$ 222,9 milhões no 1T23, comparado ao lucro líquido de R\$ 184,8 milhões no 1T22.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	Var. Abs.
EBITDA ICVM 527/12	1.168,5	474,2	694,3
(+) Var. Capital de Giro	(353,4)	(193,6)	(159,8)
(+) Imposto de renda	(138,1)	(14,3)	(123,8)
(+) Var. Outros ativos e passivos	(103,5)	(9,1)	(94,4)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	573,5	257,2	316,3
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(340,9)	(2.313,8)	1.972,9
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(781,5)	1.509,0	(2.290,5)
Captações e Outros	30,7	1.699,0	(1.668,3)
Amortização de Principal	(25,8)	(10,6)	(15,2)
Amortização de Juros	(316,9)	(51,5)	(265,4)
Outros	(469,5)	(127,9)	(341,6)
Posição de Caixa Total ¹	1.474,0	1.130,1	343,8

1 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

O fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 573,5 milhões no 1T23, alavancado pelo resultado operacional do trimestre, mas parcialmente mitigado pelo impacto negativo da variação de capital de giro no período, pelo maior pagamento de imposto de renda e pelo efeito da variação de outros ativos e passivos.

A necessidade de capital de giro no 1T23 foi decorrente basicamente da combinação dos efeitos abaixo:

- (vi) impacto negativo no contas a pagar no trimestre em R\$ 217,6 milhões no período, com destaque para: (a) os pagamentos de despesas com bônus e PLR de 2022 realizados no 1T23, no total de R\$ 91,0 milhões; (b) R\$ 64,0 milhões na UTE Porto de Sergipe I referentes principalmente ao pagamento da penalidade contratual de *take-or-pay* ao fornecedor de GNL na usina, reconhecida no resultado no 4T22 mas cujo desembolso foi majoritariamente no 1T23, bem como de pagamentos de seguros e demais fornecedores relacionados à UTE; (c) menores valores com compra de energia na Comercializadora no 1T23 comparados ao final de 2022, com impacto líquido de cerca de R\$ 78 milhões de redução de contas a pagar; (d) liquidação de R\$ 19 milhões referentes aos pagamentos anuais à ANP pela taxa de ocupação ou retenção de áreas;
- (vii) ajuste negativo de R\$ 203,9 milhões como contrapartida contábil ao valor não caixa reconhecido no EBITDA no 1T23 referente à variação do impacto da marcação a mercado da expectativa de realização dos contratos futuros de energia da Comercializadora;
- (viii) Os impactos acima mencionados no giro foram parcialmente compensados pelo efeito da redução dos saldos de contas a receber referentes às receitas de exportação de todas as UTEs do Complexo Parnaíba no trimestre, com impacto positivo no fluxo de cerca de R\$ 112,0 milhões no trimestre, em função dos recebimentos de todos os valores referentes à receita de exportação ainda pendentes do 4T22 e do próprio 1T23. Vale destacar que todo o volume de receita de exportação do 1T23, concentrada no mês de janeiro, foi recebida no próprio trimestre e, portanto, não havia saldos de contas a receber referentes à exportação de energia realizada no trimestre ao final do período.

Os pagamentos de IRPJ e CSLL somaram R\$ 138,1 milhões no trimestre, impulsionados pelo pagamento do total de R\$ 86,4 milhões em impostos de competência de dezembro de 2022 no mês de janeiro/2023, referentes à CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”). O montante pago em janeiro de 2023 reflete a diferença entre as antecipações mensais apuradas pela receita bruta das competências de janeiro a novembro de 2022 do IRPJ e da CSLL da CGTF, e a apuração efetiva realizada com base no balanço anual.

A variação de Outros Ativos e Passivos em -R\$ 103,5 milhões no FCO do 1T23 foi principalmente em função dos efeitos de aumento de saldos de imposto de renda retido na fonte a recuperar sobre resgates de aplicações financeiras e redução dos saldos de tributos a pagar comparados ao final de 2022, com destaque para as contribuições do PIS/COFINS a pagar que devido ao volume de receita do 1T23 ter se concentrado no mês de janeiro, foram pagas dentro do próprio trimestre, reduzindo o saldo a pagar no final do período.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou saída de caixa total de R\$ 341,4 milhões no 1T23, sobretudo em função dos seguintes desembolsos: (i) R\$ 117,1 milhões para pagamentos ao fornecedor das turbinas a gás e vapor para o projeto Azulão 950MW; (ii) R\$ 54,0 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração e desenvolvimento na Bacia do Parnaíba; (iii) R\$ 38,4 milhões direcionados à construção da UTE Parnaíba VI; (iv) R\$ 28,8 milhões referentes aos desembolsos para aquisições de cryoboxes adicionais, equipamentos e serviços associados à instalação dos equipamentos na planta de liquefação do sistema Azulão-Jaguatirica; (v) R\$ 28,9 milhões para a construção das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos firmados pela Eneva de venda de GNL em pequena escala (SSLNG) para as instalações industriais da Suzano S.A. e da Vale S.A.; (vi) R\$ 15,0 milhões referentes a desembolsos para fornecedores de transformadores, inversores e placas do Projeto Solar Futura 1; (vii) R\$ 12,4 milhões referentes aos pagamentos realizados na GNL Brasil referentes ao atingimento de marcos contratuais na fabricação e entrega das carretas criogênicas que serão utilizadas na logística da comercialização de SSLNG no Parnaíba; (viii) R\$ 8,8 milhões referentes principalmente à aquisição de sobressalentes para a UTE Parnaíba I; e (ix) R\$ 7,9 milhões direcionados para a aquisição de transformadores e sobressalentes para a UTE Porto de Sergipe I.

No 1T23, o FCF totalizou saída de caixa líquida de R\$ 781,5 milhões, justificado principalmente pelos impactos abaixo:

- (i) constituições de depósitos vinculados no 1T23, com impacto total de -R\$ 434,3 milhões na linha de “Outros” do FCF, direcionados principalmente às constituições realizadas na SPE CELSE, de R\$ 361,1 milhões, e na SPE Parnaíba Geração e Comercialização (“PGC”), de R\$ 58,1 milhões, refletindo as constituições realizadas nas contas reservas para os pagamentos dos principais e juros da dívida das dívidas da CELSE em abril/23 e da PGC em maio/23;
- (ii) amortizações de principal e juros com impacto total no fluxo de -R\$ 342,7 milhões, seguindo o cronograma de amortizações das dívidas da Companhia, referentes aos financiamentos da FINEP na Eneva, do Banco da Amazônia S.A. (BASA) para o Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica, do Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) para o Projeto Futura 1 e das debêntures captadas pela Eneva em 2020 e 2022 na 6ª, 8ª e 9ª Emissões de Debêntures da Eneva S.A.. Do valor total da linha de Amortização de Juros, -R\$ 103,4 milhões referem-se a pagamentos realizados relacionados às operações de derivativos (swaps) contratadas no 3T22 para conversão da exposição de cerca de R\$ 3,1 bilhões de financiamentos emitidos com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI. Com a exposição passiva à CDI, faz-se necessário

realizar os pagamentos referentes à atualização da indexação no período em que ela produz seu efeito econômico.

O FCF foi ainda positivamente impactado por R\$ 30,7 milhões no 1T23 de captações, devido aos desembolsos realizados no período referentes à linha de crédito do Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FDNE) para o financiamento da UTE Parnaíba VI.

A ENEVA encerrou o 1T23 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 1.474,0 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia contabilizados no Passivo, no montante de R\$ 1.332,5 milhões, sendo R\$ 974,7 milhões concentrados na CELSE.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Geração Térmica a Gás no Parnaíba

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

DRE - Geração Parnaíba	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Bruta	501,2	391,2	28,1%
Receita Fixa	383,6	362,6	5,8%
Receita Variável	117,5	28,7	310,1%
Contratual ¹	0,1	(13,0)	N/A
Mercado de curto prazo	117,4	41,7	181,6%
Outros	117,4	41,7	181,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(50,1)	(38,4)	30,6%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	(0,1)	N/A
Receita Operacional Líquida	451,0	352,8	27,8%
Custos Operacionais	(266,5)	(177,5)	50,1%
Custo Fixo	(136,6)	(119,8)	14,0%
Transmissão e encargos regulatórios	(44,3)	(31,2)	42,1%
O&M	(26,3)	(22,4)	17,1%
Arrendamento fixo UTG	(66,0)	(66,2)	-0,3%
Custo Variável	(90,0)	(14,6)	517,4%
Gás Natural	(31,9)	(0,4)	7163,0%
Distribuidora	(2,6)	0,4	N/A
Arrendamento variável UTG	(8,1)	-	N/A
Devolução Receita Fixa	(24,1)	-	N/A
Trading	(13,7)	(8,7)	56,3%
Outros	(9,6)	(5,8)	65,6%
Depreciação e amortização	(39,9)	(43,1)	-7,6%
Despesas Operacionais	(4,2)	(6,8)	-38,4%
SG&A	(4,0)	(6,6)	-39,5%
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,2)	3,0%
Outras receitas/despesas	0,0	(0,1)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	220,5	211,8	4,1%
Margem EBITDA (%)	49%	60%	-11,1 p.p.

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

Impacto Argentina (redução de RF)

A receita operacional líquida do segmento apresentou um crescimento de 27,8% em relação ao 1T22, em função, principalmente do aumento da receita variável bruta, que totalizou R\$ 117,5 milhões no trimestre, devido, basicamente à: (i) receita variável bruta no valor de R\$ 81,2 milhões obtida com as operações de exportação de energia para a Argentina, pelas UTEs Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV e Parnaíba V; (ii) receita variável bruta no valor de R\$ 3,8 milhões obtida a partir do excedente de geração para a exportação, que ocorre em função das limitações de modulação de carga das usinas, sendo liquidado à PLD; (iii) receita variável bruta no valor de R\$ 10,4 milhões referente à liquidação de energia no mercado spot das UTEs Parnaíba I e Parnaíba V para comissionamento da turbina a vapor do ciclo combinado; e (iv) operações de composição de lastro e operações de trading, no valor de R\$ 15,5 milhões, que possuem contrapartida na rubrica de custo variável “Trading”, no valor de R\$ 13,7 milhões. Vale ressaltar que, no 1T22, o resultado líquido dessas operações totalizou cerca de R\$ 15 milhões em função principalmente de contratos estabelecidos durante o último trimestre de 2021, quando o preço spot estava em torno de R\$ 250/MWh. No entanto, no momento da liquidação desses contratos, o PLD encontrava-se próximo ao seu valor piso.

Dessa forma, devido ao despacho do período para exportação e comissionamento de Parnaíba V, a margem variável de geração cresceu R\$ 19,5 milhões em relação ao 1T22, mas, por outro lado, a margem variável das operações de composição de lastro e operações de trading apresentou uma variação negativa de R\$ 14,6 milhões no mesmo período de comparação.

É importante destacar que, no 1T23, as operações de exportação de energia para a Argentina¹⁴ geraram um EBITDA no Complexo Parnaíba de R\$ 39,2 milhões, cujo valor contempla a energia exportada e também o montante liquidado a PLD em função das limitações de modulação de carga. Uma parcela desse EBITDA permanece no segmento de geração e outra é repassada ao segmento de *Upstream* por meio do custo de combustível pago pelas usinas, a exceção da UTE Parnaíba V, que opera exclusivamente por turbina a vapor, e do arrendamento variável pago pelas UTEs Parnaíba I e Parnaíba III.

Adicionalmente, a receita fixa bruta apresentou crescimento de R\$ 21,1 milhões no 1T23 em comparação ao 1T22, devido ao reajuste contratual a IPCA, realizado no mês de novembro de 2022. É importante ressaltar que no 1T23 a receita fixa bruta da UTE Parnaíba II foi impactada negativamente devido ao cumprimento do Termo de Ajuste de Conduta (TAC) de 2014, visando a mitigação dos efeitos decorrentes do atraso do início da operação comercial da usina. Como contribuição à modicidade tarifária, o referido TAC¹⁵ prevê uma redução total de receita fixa da usina em 2023 de cerca de R\$ 25 milhões, valor este já atualizado pelo IPCA. No 1T23, o impacto foi de R\$ 6,0 milhões frente os R\$ 5,6 milhões do 1T22.

Os custos fixos cresceram 14,0% frente ao mesmo período de 2022, em função, principalmente, de: (i) maiores custos com Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia elétrica em função do início de operação da UTE Parnaíba V, não contemplado no 1T22, que totalizou um montante de R\$ 6,0 milhões no período; (ii) reajuste da TUST da UTE Parnaíba I, realizado em julho de 2022, com impacto de R\$ 6,0 milhões adicionais na usina, devido ao fim do seu período de estabilidade; (iii) aumento de custos

¹⁴ Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina e o Uruguai, em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA.

¹⁵ O Termo de Ajuste de Conduta da Parnaíba II (UTE Maranhão III) pode ser acessado pelo link: https://portal.tcu.gov.br/data/files/15/57/9B/B5/7DDC9710FC66CE87E18818A8/TAC_UTE_Maranhao%20III.pdf.

de O&M também relacionados ao início de operação da UTE Parnaíba V. Com isso, a margem fixa do segmento cresceu R\$ 1,5 milhão no período de comparação.

Como resultado desses efeitos acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 220,5 milhões no 1T23, um crescimento de 4,1% frente ao resultado do 1T22.

Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II (“UTE Jaguaririca II”). É importante observar que o resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*.

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

DRE - UTE Jaguaririca II	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Bruta	176,4	42,7	312,9%
Receita Fixa	135,0	35,5	280,8%
Receita Variável	41,3	7,2	470,2%
Contratual ¹	41,3	7,2	470,2%
Mercado de curto prazo	-	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(43,8)	(8,4)	424,0%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(35,8)	(6,4)	460,2%
Receita Operacional Líquida	132,6	34,4	285,9%
Custos Operacionais	(89,0)	(18,6)	377,5%
Custo Fixo	(48,3)	(9,9)	388,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,3)	(0,0)	N/A
O&M	(47,9)	(9,9)	385,6%
Arrendamento fixo UTG	-	-	N/A
Custo Variável	(11,7)	(2,7)	342,3%
Gás Natural	(9,9)	(1,8)	444,5%
Outros	(1,8)	(0,8)	120,4%
Depreciação e amortização	(29,0)	(6,1)	374,7%
Despesas Operacionais	(3,9)	(4,3)	-8,6%
SG&A	(3,9)	(3,5)	12,9%
Depreciação e amortização	-	(0,8)	N/A
Outras receitas/despesas	0,0	0,0	-36,8%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	68,7	18,4	274,0%
% Margem EBITDA	51,8%	53,5%	0,0 p.p.

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados

No 1T23, a receita operacional líquida da usina totalizou R\$ 132,6 milhões, impactada pela receita fixa bruta de R\$ 135,0 milhões e pela receita variável bruta de R\$ 41,3 milhões, em função do despacho médio da usina de 65% no trimestre, em comparação aos 20% registrados no 1T22, período em que a usina iniciou sua operação comercial. Esses valores foram parcialmente compensados pela dedução da receita relacionada à indisponibilidade apresentada pela usina no período de análise, conforme previsto em contrato firmado no Leilão da Aneel para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019, que

totalizou R\$ 35,8 milhões, alocados na rubrica de Deduções sobre Receita Bruta, uma melhora de R\$ 25,3 milhões frente ao resultado no 4T22 dado o aumento da disponibilidade da UTE.

Conforme detalhado na seção de Resultado Operacional deste documento, a UTE Jaguatirica passa por um período de estabilização após seu comissionamento. No 1T23, a usina registrou uma taxa de disponibilidade de 81% no 1T23, um crescimento de 22 p.p. em relação ao valor médio de 59% registrado no 4T22. Essa melhora se deve à conclusão dos reparos nos *gearboxes* das turbinas em janeiro de 2023 e, ao longo do trimestre, foi possível avançar no plano de recuperação do sistema de liquefação, que prevê a instalação de novos módulos criogênicos e aumento da capacidade da autogeração, com conclusão estimada no final do 2T23.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 48,3 milhões. Desde janeiro de 2023, os custos fixos com transporte passaram a ser classificados seguindo as normas de contabilização do IFRS16 para contratos de uso de ativo e, portanto, deixando de impactar a rubrica de O&M. Com isso, na comparação com o 4T22, a variação de R\$ 9,3 milhões se refere a essa reclassificação.

Já os custos variáveis, no trimestre, totalizaram R\$ 11,7 milhões e refletem principalmente os custos com combustível para fazer frente ao despacho e a parcela variável dos custos relacionados ao transporte de combustível.

Como ao final do 1T22, a usina ainda não havia entrado em operação em sua plena capacidade, já que operava apenas com as duas turbinas a gás, na comparação com o 1T23, foi possível observar uma melhora substancial das margens fixas e variáveis da UTE Jaguatirica II, resultando em uma variação do EBTIDA de 274% no período de análise, totalizando um montante de R\$ 68,9 milhões no 1T23 nesta conta.

Apenas para fins de comparação entre períodos similares, ao compararmos o EBITDA do 1T23 com o 4T22, quando a usina já se encontrava plenamente comissionada, nota-se também um aumento expressivo, da ordem de 173%, reflexo principalmente dos fatores acima citado e de um menor custeio no período.

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelas controladas CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) e CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSE”). A Companhia concluiu as aquisições de CGTF e 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 Termoeletricidade (PPT) do governo federal, com capacidade instalada de 327 MW, localizada no município de Caucaia, Estado do Ceará, na região Nordeste do país. A usina tem contrato de comercialização de energia com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), celebrado em 31 de agosto de 2001 e com vigência até 2023.

A CELSE, por sua vez, tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado, com capacidade instalada de 1.593 MW, localizada em Barra dos Coqueiros, no Estado de Sergipe, na região Nordeste do país. A usina está integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R\$ 1,9 bilhão (data-base: novembro de 2021), indexada ao IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, acrescida de receita variável equivalente a R\$ 406,2/MWh (data-base: junho de 2022), indexada ao Petróleo Brent, conforme os termos do contrato de suprimento de gás.

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

UTEs a Gás - Combustível de Terceiros	UTE Fortaleza	UTE Porto de Sergipe I
	1T23	1T23
Receita Operacional Bruta	435,8	504,8
Receita Fixa	392,9	497,1
Receita Variável	42,9	7,7
Contratual ¹	-	-
Mercado de curto prazo	42,9	7,7
Lastro (FID)	-	7,7
Outros	42,9	-
Deduções sobre a Receita Bruta	(93,3)	(51,2)
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	-
Receita Operacional Líquida	342,4	453,6
Custos Operacionais	(227,3)	(195,2)
Custo Fixo	(179,3)	(93,6)
Transmissão e encargos regulatórios	(7,9)	(38,7)
O&M	(21,6)	(31,1)
Outros Fixos	(149,8)	(23,8)
Custo Variável	(37,1)	(9,1)
Lastro (FID)	-	(7,3)
Trading	(37,1)	-
Outros	(0,0)	(1,8)
Depreciação e amortização	(10,8)	(92,5)
Despesas Operacionais	(1,6)	(4,4)
SG&A	(1,6)	(4,3)
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,1)
Outras receitas/despesas	0,0	0,2
Equivalência Patrimonial	-	-
EBITDA ICVM 527/12	124,4	346,8
% Margem EBITDA	36,3%	76,5%

¹ Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI).

No 1T23, ambas as usinas permaneceram fora da ordem de despacho regulatório por mérito. Como resultado, a Receita Operacional Líquida do segmento se concentrou, sobretudo, na receita fixa das usinas.

Em relação à UTE Fortaleza, a receita variável apresentada se refere ao contrato de fornecimento mensal de 193MWh à Petrobras S.A. (“Petrobras”), cuja compra de energia é realizada no mercado *spot* – e contabilizada na rubrica de custos variáveis, “Lastro (FID)” -, e a venda desta energia à Petrobras também se dá de acordo com o PLD do período, sendo contabilizado em Custos Variáveis, na linha de Lastro (FID).

Acerca dos custos fixos, a UTE Fortaleza contabilizou R\$ 179,3 milhões no 1T23, devido, principalmente, aos: (i) custos relacionados aos contratos de fornecimento e transporte de gás firmados junto à Petrobras e à Companhia de Gás do Ceará – CEGAS (*ship or pay* e *take or pay*), que totalizaram R\$ 72,3 milhões no período. Esses custos, que ocorrem independentemente da necessidade do fornecimento do combustível à usina, seriam alocados na rubrica de custos variáveis, caso a usina tivesse despachado, mas, como não

houve geração de energia no 1T23, o custo foi incluído na rubrica de custo fixo; e (ii) aos custos incorridos em função de outro contrato firmado também junto à Petrobras que prevê a venda de 307MWh mensais pela Petrobras à UTE Fortaleza para a entrega de energia à COELCE. Nessa operação, a UTE Fortaleza realiza a compra da energia da Petrobras a preço pré-definido, reajustado anualmente no mês de abril (R\$ 109,6/MWh em abril de 2023) – contabilizado como custo fixo -, e a revende à COELCE também a preço pré-definido, também reajustado anualmente no mês de abril (R\$ 592,37/MWh em abril de 2023) – contabilizando em receita fixa.

Como resultado, o EBITDA da UTE Fortaleza totalizou R\$ 124,4 milhões no 1T23.

Em relação à UTE Porto do Sergipe I, a receita variável se refere às operações de lastro para recomposição de garantia física decorrente de indisponibilidades registradas ao longo dos últimos 60 meses de operação da usina, cuja contrapartida da operação está na linha de custos variáveis, “Lastro (FID)”.

Os custos fixos somaram R\$ 93,6 milhões no 1T23, dos quais R\$ 38,7 milhões se referem aos custos incorridos com o pagamento de TUST e o restante se deve, principalmente, ao: (i) custo das apólices de seguros operacionais *onshore* e *offshore* que somaram R\$ 19,5 milhões no período; (ii) custo de operação da FSRU, que totalizou R\$ 9,3 milhões; (iii) custo de pessoal, que somou R\$ 6,9 milhões; (iv) custos com contratos estabelecidos com a General Electric de terceirização dos serviços de operação e manutenção da usina, que totalizaram R\$ 5,7 milhões; (v) impostos relacionados ao pagamento do *take or pay* do fornecimento de gás pela Ocean – Qatar Petroleum, no montante de R\$ 5,7 milhões referente ao 4T22; e (vi) R\$ 4,5 milhões de custos com consumo interno de gás da FSRU e *Boil Off Gas (BoG)*, que se refere ao gás evaporado do navio, remanescente do último período de despacho da usina.

Como resultado, o EBITDA da UTE Porto do Sergipe I totalizou R\$ 346,8 milhões no trimestre, com margem EBITDA de 76,5%.

Geração Térmica a Carvão

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

DRE - Geração a Carvão	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Bruta	257,6	253,7	1,5%
Receita Fixa	255,7	240,3	6,4%
Receita Variável	1,9	13,3	-85,8%
CCEAR ¹	0,1	6,0	-98,7%
Mercado de curto prazo	1,8	7,4	-75,3%
Lastro (FID)	1,8	5,2	-65,3%
Outros	0,0	2,1	-99,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(26,6)	(25,9)	2,8%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	0,3	N/A
Receita Operacional Líquida	231,0	227,8	1,4%
Custos Operacionais	(115,9)	(115,5)	0,4%
Custo Fixo	(61,9)	(55,6)	11,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(16,5)	(15,9)	4,1%
O&M	(45,3)	(39,7)	14,1%
Custo Variável	(3,6)	(8,9)	-59,2%
Combustível	-	-	N/A
Lastro (FID)	(1,6)	(6,5)	-74,6%
Outros	(2,0)	(2,4)	-17,5%
Depreciação e Amortização	(50,4)	(51,0)	-1,1%
Despesas Operacionais	(6,3)	(4,9)	27,4%
SG&A	(5,9)	(4,6)	29,5%
Depreciação e Amortização	(0,4)	(0,4)	0,4%
Outras receitas/despesas	(0,4)	(0,9)	-61,1%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	159,2	157,8	0,9%
Margem EBITDA (%)	68,9%	69,3%	-0,3 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

No 1T23, as usinas a carvão da Eneva não foram chamadas ao despacho pela ONS em função do cenário hidrológico favorável ao país. Por consequência, a receita do segmento concentrou-se na soma das receitas fixas das usinas, que totalizou R\$ 255,7 milhões no período, um crescimento de 6,4% em relação ao 1T22, em função do reajuste contratual anual pela inflação, ocorrido em novembro de 2022.

As receitas variáveis totais registraram uma queda de R\$ 11,5 milhões em função de: (i) menor número de transações de FID realizadas no 1T23, em comparação ao 1T22 – que objetivam a recomposição do déficit de lastro do ano anterior, em função da melhoria da disponibilidade apresentada por essas usinas; e (ii) ressarcimento do Encargo Hídrico Emergencial (EHE) em Pecém II no 1T22, no valor de R\$ 5,2

milhões, referente à geração de energia no 4T21. Esse efeito não se repetiu no 1T23, gerando assim a variação apresentada. Ao despachar, a usina incorre em custos associados ao consumo de água do sistema de abastecimento do Estado do Ceará, porém, como tais custos não foram previstos em leilão, ocorre o ressarcimento em até 90 dias.

Já os custos fixos cresceram R\$ 6,2 milhões na análise do 1T23 versus 1T22, em função principalmente do aumento dos custos de O&M. Como no 1T23 não houve descarregamento de navio de carvão nas usinas, os custos de *take or pay* dos serviços de logística foram registrados em custos fixos, diferentemente do ocorrido no 1T22, quando houve descarregamento de navio e os custos puderam ser alocados parcialmente na conta de estoque. Adicionalmente, o aumento no O&M na análise trimestral refletiu também o reajuste acima da inflação dos contratos desses serviços de logística e também do Contrato de Utilização Compartilhada de Ativo (junto à EDP) referente ao uso compartilhado de serviços na UTE Pecém II. Apesar desses efeitos, a margem fixa do segmento a carvão cresceu R\$ 7,1 milhões no 1T23 versus 1T22.

Como resultado desses efeitos explicados acima, o EBITDA do carvão totalizou R\$ 159,2 milhões no 1T23, em linha com o registrado no mesmo período do ano passado.

Upstream (E&P)

Este segmento está contido dentro da ENEVA S.A. Os resultados das atividades de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas, são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE - <i>Upstream</i>	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Bruta	165,5	84,6	95,7%
Receita Fixa	72,9	72,9	0,0%
Receita Variável	92,6	11,6	694,9%
Contrato de venda de gás	44,7	4,1	991,9%
Contrato de arrendamento	8,7	(0,0)	N/A
Venda de condensado	39,2	7,6	419,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(26,2)	(13,6)	93,1%
Receita Operacional Líquida	139,3	71,0	96,2%
Custos Operacionais	(59,8)	(32,9)	81,7%
Custo Fixo	(27,6)	(23,5)	17,4%
Custos O&M (OPEX)	(27,6)	(23,5)	17,4%
Custo Variável	(10,3)	0,5	N/A
Participações Governamentais	(8,5)	2,1	N/A
Custo do gás vendido/compressores	(1,8)	(1,6)	10,6%
Depreciação e Amortização	(21,9)	(9,9)	121,9%
Despesas Operacionais	(38,8)	(33,8)	14,6%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica (G&G)	(33,5)	(28,5)	17,5%
Poços Secos	(0,3)	(17,2)	-98,2%
SG&A	(5,3)	(2,5)	107,6%
Depreciação e Amortização	0,0	(2,8)	N/A
Outras receitas/despesas	(0,1)	0,0	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	62,5	16,9	269,7%
EBITDA excluindo poços secos ¹	62,8	34,1	84,2%
% Margem EBITDA excluindo poços secos	45,1%	48,1%	-2,9 p.p.

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

No 1T23, a receita operacional líquida do segmento *Upstream* totalizou R\$ 139,3 milhões, um crescimento de 96,2% em relação ao mesmo período anterior, impactado basicamente pelo maior despacho das usinas do Complexo Parnaíba e da UTE Jaguatirica II no 1T23 versus o 1T22, e pelo incremento significativo da comercialização de condensado à Zona Franca de Manaus, proveniente do campo de Azulão (R\$ 13,1 milhões) e do óleo do PAD Anebá (R\$ 20,0 milhões), que resultou em uma receita líquida de R\$ 33,1 milhões no período.

Os custos fixos registraram um crescimento de 23,7% versus o 1T22, em função da contabilização dos custos de operação do *Upstream* Amazonas dentro da rubrica de O&M que, até fevereiro de 2022, eram classificados como CAPEX, uma vez que o projeto se encontrava em fase de conclusão àquela época. Já os custos variáveis somaram R\$ 10,3 milhões e refletem o maior custo com Participações Governamentais, em função do despacho das UTE's do Parnaíba e de Jaguatirica.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, cresceram 20,2% no 1T23 em comparação ao 1T22 e refletem, principalmente: (i) o aumento das despesas com G&G em função da campanha sísmica iniciada no segundo semestre de 2022, com previsão de conclusão no final do primeiro semestre de 2023; e (ii) a contabilização, no 1T22, de R\$ 17,2 milhões, referente à dois poços secos, o que não ocorreu no 1T23; e (iii) aumento das despesas gerais e administrativas, que passou a ser contabilizada no resultado do *Upstream* no Amazonas a partir de fevereiro de 2022.

Como resultado, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento totalizou R\$ 62,8 milhões no 1T23, dos quais R\$ 19,9 milhões são provenientes das operações de exportação de energia para a Argentina pelas usinas do Parnaíba, que são repassados ao segmento de *Upstream* via venda de gás e receita de arrendamento variável.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda e, a partir do mês de março de 2022, também estão somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em gás e energia para clientes finais.

DRE - Comercialização	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Líquida	840,1	138,9	504,7%
Var. MtM Contratos Futuros Energia	203,9	21,2	863,0%
Custos Operacionais	(557,7)	(110,7)	403,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(557,4)	(23,2)	2303,9%
Outros	(0,3)	(87,5)	-99,7%
Despesas Operacionais	(14,2)	(7,0)	102,8%
SG&A	(13,8)	(6,8)	104,2%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	56,4%
Outras receitas/despesas	0,2	(1,4)	N/A
Equivalência Patrimonial	0,0	0,4	-96,8%
EBITDA ICVM 527/12	268,8	20,5	1211,8%
% Margem EBITDA	32,0%	14,7%	17,2 p.p.

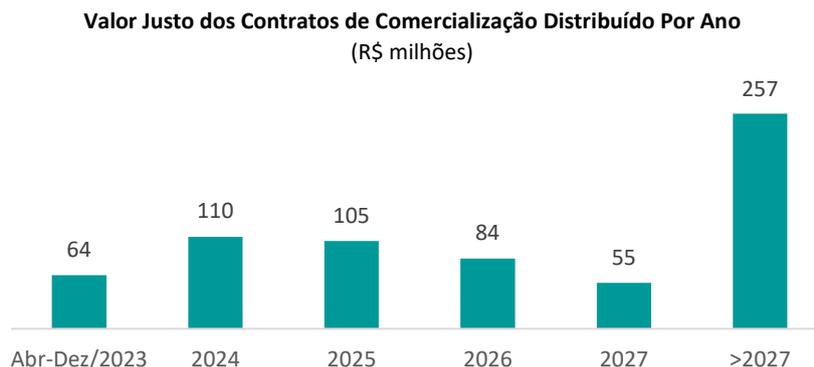
A receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 840,1 milhões no 1T23, um crescimento de R\$ 701,2 milhões em relação ao montante registrado no 1T22, impulsionado por:

- (i) Expansão do portfólio de contratos de comercialização de energia e de clientes com aumento de 577% no volume total de energia comercializado na comparação trimestral, que totalizou 5.645 GWh no 1T23, refletindo a ampliação do escopo da Comercializadora da Eneva após a incorporação da Focus Energia e os resultados realizados referentes à venda de energia com a realocação de contratos originalmente firmados em Futura I para a Comercializadora no 1T23¹⁶;
- (ii) impacto positivo de R\$ 203,9 milhões de variação contábil (não caixa no trimestre) da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia no 1T23, frente ao valor de R\$ 21,2 milhões no 1T22, impulsionada pela queda nos preços de mercado da energia e pela realocação dos contratos para a Comercializadora.

O valor de R\$ 203,9 milhões de variação MtM classificado no 1T23 corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 4T22 e da mensuração do valor justo

¹⁶ É importante ressaltar que a aquisição da Focus Energia foi concluída em março de 2022, portanto só foi considerado 1 mês de resultados das empresas adquiridas no resultado da Eneva no 1T22.

dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do 1T23, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras. A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo desses contratos registrada no final do 1T23 foi de R\$ 675,3 milhões, e reflete o somatório das diferenças entre o valor aos preços contratados e o valor aos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS/COFINS, trazidas a valor presente na data do final 1T23 pelas taxas de desconto correspondentes¹⁷. A distribuição por ano da posição de R\$ 675,3 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Os custos operacionais do segmento apresentaram crescimento de R\$ 447,0 milhões na comparação com o 1T22, resultado do maior volume de energia comercializado no período. No entanto, o efeito do aumento da receita (excluindo a variação do MtM) superou o aumento dos custos, e a Companhia registrou aumento de margem comercial no período em um total de R\$ 71,4 milhões, refletindo, além do maior volume no trimestre, também o aumento do spread médio negociado em R\$ 5/MWh no 1T23 versus o 1T22 em função da concretização do cenário projetado de preços na estratégia assumida para a Eneva para o período.

As despesas operacionais cresceram R\$ 7,1 milhões na comparação trimestral, basicamente devido ao aumento de *headcount* e a gastos administrativos relacionados ao escopo de atuação do segmento.

Como resultado da expansão da margem comercial e do impacto do MtM contabilizado no 1T23, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 268,8 milhões no 1T23, aumento de R\$ 248,3 milhões comparado aos R\$ 20,5 milhões contabilizados no 1T22.

¹⁷ 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. Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* separadamente.

A partir do mês de março de 2022, também foram incorporados os resultados obtidos pela aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. realizada em 11 de março de 2022.

DRE - Controladora e Outros	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receita Operacional Líquida	0,0	0,4	-95,2%
Custos Operacionais	(11,8)	(1,8)	565,1%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,2)	-66,0%
Despesas Operacionais	(98,4)	(79,5)	23,7%
SG&A	(56,7)	(57,3)	-1,0%
Despesas com SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(14,5)	(15,4)	-5,7%
Depreciação e Amortização	(27,2)	(6,9)	296,3%
Outras receitas/despesas	0,1	123,1	-99,9%
EBITDA ex Equivalência¹	(82,8)	49,3	N/A

¹ A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

No 1T23, as despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 71,2 milhões, dos quais R\$ 14,5 milhões se referem aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs). Desse montante, R\$ 11,3 milhões são as provisões dos ILPs, sem efeito caixa, e R\$ 3,3 milhões se referem a desembolsos de caixa referentes a pagamento de encargos trabalhistas devido à maturação de ILPs no trimestre.

As despesas gerais e administrativas, excluindo o total de despesas relacionadas aos ILPs, totalizaram R\$ 56,7 milhões, em linha com o registrado no 1T22. Na comparação com o 4T22, pode-se observar uma redução expressiva de 48,3% em função dos menores gastos com assessorias jurídicas e financeiras e com publicidade e propaganda no 1T23.

No 1T22, foi realizado o registro contábil na linha “Outras receitas/despesas”, no valor de R\$ 121,8 milhões, referente à contabilização da compra vantajosa da Focus, cuja operação de incorporação foi concluída em março de 2022.

Como resultado, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), totalizou um valor negativo de R\$ 82,8 milhões no trimestre, comparado ao valor positivo de R\$ 49,3 milhões apresentado no mesmo período do ano passado.

Na rubrica de Depreciação e Amortização constam os valores de amortização de mais valia dos ativos consolidados na Holding. Dessa forma, em função da conclusão da incorporação da CGTF na Holding na data de 15 de março de 2023, foi contabilizado nessa linha o valor de R\$ 18 milhões correspondente a 1 mês de amortização da CGTF. Como resultado, a rubrica totalizou R\$ 27,2 milhões no 1T23 versus R\$ 6,9 milhões no 1T22, quando era contabilizada apenas a mais valia da Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN).

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro	(R\$ milhões)		
	1T23	1T22	%
Receitas Financeiras	88,5	41,2	114,6%
Receitas de aplicações financeiras	77,3	37,3	107,3%
Multas e juros recebidos	3,5	3,2	9,8%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A
Outros	7,8	0,8	869,7%
Despesas Financeiras	(508,7)	(134,7)	277,6%
Multas e juros de mora	(1,4)	(0,5)	198,5%
Encargos de dívida ¹	(105,4)	(13,7)	671,8%
Juros sobre provisão de abandono	(11,0)	(9,0)	21,5%
Comissões e corretagens financeiras	(8,8)	(1,3)	564,1%
IOF/IOC	(6,6)	(2,7)	147,3%
Juros sobre debêntures	(296,0)	(95,4)	210,4%
Outros	(79,5)	(12,2)	550,9%
Varição cambial e monetária líquida	(26,0)	(5,9)	338,6%
Perdas/ganhos com derivativos	11,0	-	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(435,2)	(99,4)	337,8%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

O resultado financeiro da Companhia totalizou -R\$ 435,2 milhões no 1T23, comparado a -R\$ 99,4 milhões no 1T22. A variação no período foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

- i) Crescimento de R\$ 200,6 milhões das despesas com Juros sobre debêntures, sobretudo em função de: (a) aumento do CDI no período (13,65% no 1T23 vs. 10,23% no 1T22) com impacto de R\$ 38,6 milhões no 1T23; (b) crescimento do montante de debêntures no endividamento total com as 8ª e 9ª emissões de debêntures simples, com impacto de R\$ 63,5 milhões no 1T23; (c) a entrada das debêntures da CELSE no resultado após a conclusão da aquisição no 4T22, cujas despesas com juros sobre debêntures de R\$ 73,0 milhões no 1T23; e (d) também com o início do impacto no resultado financeiro das debêntures ENEV16 e ENEV26 (com lastro de financiamento no Projeto Azulão-Jaguatirica) e da debênture ENEV32 (com lastro de financiamento do Projeto Parnaíba V), com impacto total de R\$ 25,5 milhões no resultado na linha de Juros sobre Debêntures no 1T23, após o início da operação comercial dos referidos projetos em março de 2022 e em novembro de 2022, cujas despesas financeiras estavam sendo classificados no imobilizado em andamento até então¹⁸;
- ii) Aumento de R\$ 91,7 milhões na linha de despesas com Encargos de dívida, sobretudo refletindo a entrada do fluxo da dívida da CELSE no resultado consolidado da Companhia após a inclusão do processo de aquisição. Do montante total no 1T23, R\$ 85,7 milhões de despesas com encargos foram referentes aos financiamentos da CELSE e R\$ 15,4 milhões foram referentes aos encargos relacionados às dívidas do BNB e do BASA, captados, respectivamente, para os projetos

¹⁸ Esta capitalização está de acordo com a Norma Contábil CPC 20, que permite, durante o período de implantação dos projetos, a reclassificação de juros, correção monetária e encargos para o imobilizado em andamento, até o período de início da operação.

Parnaíba V e Azulão Jaguatirica, que, após entrarem em operação em 2022, passaram a ter seus juros, correções monetárias e encargos contabilizados no resultado financeiro, o que ainda não acontecia de forma integral no 1T22, uma vez que essas despesas estavam sendo classificadas no imobilizado em andamento¹². Vale ressaltar que as linhas Juros sobre debêntures e Encargos de dívida não estão sendo impactadas pelos encargos relacionados aos financiamentos de projetos ainda não operacionais (UTE Parnaíba VI e UFV Futura I), permanecendo a classificação destes no imobilizado;

- iii) Crescimento da linha “Outros” de despesas financeiras no 1T23, principalmente em função do impacto de R\$ 46,2 milhões de despesas de juros sobre arrendamento mercantil (IFRS 16 / CPC06) referentes ao contrato de arrendamento do navio FSRU fretado pela UTE Porto de Sergipe I, assim como itens de menor relevância, como por exemplo, as despesas com COFINS sobre receitas financeiras;
- iv) Aumento de despesas relacionadas à variação cambial e monetária em um total de R\$ 20,1 milhões no 1T23 versus o 1T22. O montante total do 1T23 foi principalmente devido à combinação dos efeitos: (a) variação monetária total de -R\$ 97,3 milhões devido principalmente ao aumento do volume da dívida da Eneva em relação ao 1T22; (b) variação cambial e monetária contabilizada sobre os financiamentos da CELSE no total de -R\$ 23,0 milhões no 1T23; e (c) impacto positivo de + R\$ 90,0 milhões referentes à variação cambial contabilizada incidente sobre o arrendamento do navio FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS 16), parcialmente mitigando os efeitos negativos na linha.

A redução do resultado financeiro líquido no 1T23 comparado ao 1T22 foi parcialmente mitigada pelo aumento de R\$ 40,1 milhões na linha de receitas de aplicações financeiras no período, decorrente do crescimento do CDI médio no período.

Investimentos

Capex	(R\$ milhões)					
	1T22	2T22	3T22	4T22	2022	1T23
Geração a Carvão	3,9	5,8	17,7	34,5	61,8	3,7
Pecém II	0,7	1,9	15,4	13,9	31,9	(0,2)
Itaqui	3,1	3,9	2,3	20,6	29,9	3,9
Geração a Gás	13,6	99,4	19,1	45,0	177,2	(0,2)
Parnaíba I ¹	(2,8)	3,0	3,8	21,4	25,4	(2,7)
Parnaíba II ²	16,3	76,3	11,3	19,1	122,9	(4,5)
Parnaíba III ²	0,1	2,7	0,2	0,3	3,2	2,0
Parnaíba IV ²	0,1	17,4	3,9	4,3	25,7	(3,2)
UTE Fortaleza	-	-	-	-	-	0,4
UTE Porto de Sergipe I	-	-	-	-	-	7,9
Parnaíba V	15,9	21,2	58,9	36,4	132,3	26,6
Parnaíba VI ³	83,2	43,4	41,3	61,7	229,7	72,7
Azulão-Jaguatirica	92,6	68,7	33,7	88,7	283,7	24,0
Azulão 950 MW	-	0,5	4,0	77,0	81,5	211,2
Futura 1 ⁴	1.386,9	433,6	112,6	149,4	2.082,4	92,0
Upstream	143,4	158,7	153,3	110,8	566,1	44,5
Desenvolvimento	69,8	101,9	91,6	77,9	341,2	32,3
Exploração	73,6	56,8	61,7	32,9	225,0	12,2
SSLNG	-	22,0	18,6	65,9	106,5	39,9
 Holding e Outros	2,8	18,4	27,8	25,3	74,3	2,5
Total	1.742,2	871,8	486,9	694,7	3.795,5	516,8

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

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em jan/20.

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

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

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

5 - A UTE Fortaleza foi adquirida pela Eneva S.A. após a conclusão da aquisição da CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.

6 - A UTE Porto de Sergipe I foi adquirida pela Eneva SA, após a conclusão da aquisição da CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A.

No 1T23, os investimentos da Companhia somaram R\$ 516,8 milhões, sendo que 62,7% desse montante foram destinados aos projetos em construção, conforme a seguir:

- (i) Na UTE Parnaíba VI, houve a conclusão da montagem dos módulos da HRS (Caldeira de Recuperação de Calor) e da construção da bacia de contenção - estrutura projetada para reter os resíduos líquidos gerados pelas atividades da usina, com o objetivo de evitar contaminação do solo e corpos d'água -, além do recebimento das estruturas da torre de resfriamento;

- (ii) No Complexo Azulão 950 MW, R\$ 117,1 milhões foram direcionados aos pagamentos referentes aos primeiros *milestones* da GE, fornecedora das turbinas de ciclo simples e ciclo combinado. Adicionalmente, R\$ 62,9 milhões se referem às atividades de perfuração e completação dos poços 7-AZU-7D-AM, 3-ENV-39D-AM, 3-ENV-40D-AM e 3-ENV-41D-AM. Outros R\$ 24,4 milhões foram destinados à engenharia básica da Unidade de Tratamento Primária (UTP). Além disso, foram aprovados os projetos de drenagem e terraplanagem no período; e
- (iii) Nas plantas de liquefação de gás no Maranhão (SSLNG), foram assinados contratos com os Epcistas responsáveis pela liquefação e regaseificação, e também com o operador logístico. Além disso, foram iniciadas as atividades de topografia, sondagem e inspeções em fábrica dos equipamentos da liquefação (*air coolers* e *LNG tanks*). As atividades de terraplanagem e drenagem estão em fase de conclusão.

Já o segmento de *Upstream* foi responsável por 8,6% dos investimentos totais do trimestre, atingindo R\$ 44,5 milhões. Desse montante, R\$ 32,3 milhões estão associados ao desenvolvimento dos campos de gás no Complexo Parnaíba, com destaque para Gavião Preto (R\$ 6,4 milhões), Gavião Belo (R\$ 5,8 milhões), Gavião Tesoura (R\$ 5,6 milhões) e Gavião Carijó (R\$ 2,7 milhões). Ainda no Complexo Parnaíba, R\$ 7,2 milhões foram destinados à campanha exploratória. Foram também registrados R\$ 3,7 milhões referentes ao teste de longa duração (TLD) em Anebá.

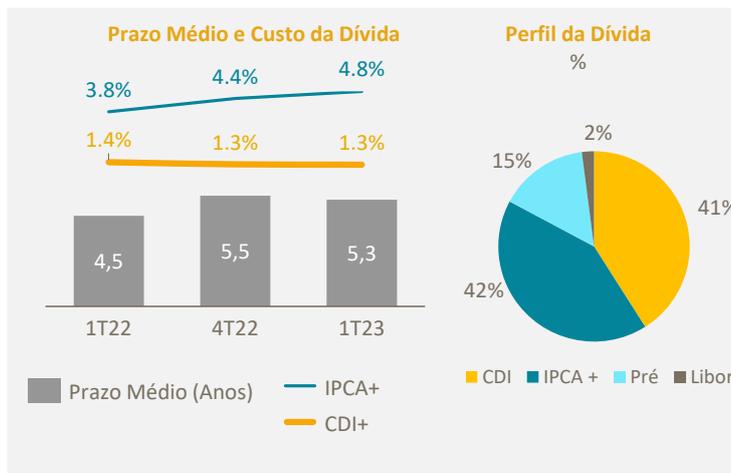
Adicionalmente, a UFV Futura 1, que já iniciou os testes de energização, apresentou um capex de R\$ 92 milhões no 1T23, referentes ao registro de notas para pagamentos de fornecedores de placas solares e equipamentos e, em menor parte, a custos de O&M que estão sendo capitalizados, dado que o parque solar ainda não entrou em operação.

O Projeto Integrado Azulão-Jaguarica foi responsável por 4,6% dos investimentos do trimestre, destinado principalmente à expansão do atual eletrocentro, à gastos com o contrato de manutenção com a Siemens, que presta os serviços de manutenção das turbinas, e à aquisição de materiais e serviços.

A UTE Parnaíba V, que entrou em operação comercial em novembro de 2022, apresentou um capex de R\$ 26,6 milhões no 1T23, que se refere basicamente à compra de materiais e sobressalentes. Já a UTE Porto de Sergipe I realizou um capex de R\$ 7,9 milhões no período, referente à aquisição de transformadores e sobressalentes.

Endividamento

Ao final de março de 2023, a dívida bruta consolidada¹⁹ (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizava R\$ 18.530 milhões, comparada à dívida de R\$ 18.605 milhões registrada no final do quarto trimestre de 2022, e de R\$ 10.051 milhões registrada no final de março de 2022. O aumento na comparação anual foi principalmente em função da conclusão do processo de aquisição CELSE no 4T22, com a consolidação das dívidas da adquirida na Eneva S.A..



O prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,3 anos ao final do 1T23. O *spread* médio para as dívidas indexadas ao IPCA²⁰ era de 4,77%, um aumento de 34 *basis points* (bps) em relação ao 4T22. Já o *spread* médio das dívidas indexadas ao CDI¹⁵ recuou 2 bps, totalizando 1,25% acima do CDI no 1T23. É importante destacar que os custos médios da dívida consolidada refletem os swaps contratados no 3T22.

Evolução da Dívida Bruta

(R\$ Milhões)



No 1T23 foram desembolsados R\$ 30,7 milhões referentes ao contrato firmado junto ao FDNE destinado ao desenvolvimento e construção do projeto UTE Parnaíba VI, cuja condições de financiamento incluem taxa atrelada a IPCA+ 3,38% a.a., prazo de vigência de 11,7 anos, com 3,5 anos de carência. Até o final do trimestre, já havia sido desembolsado um total de R\$ 131,1 milhões do total previsto no contrato de R\$ 274,2 milhões.

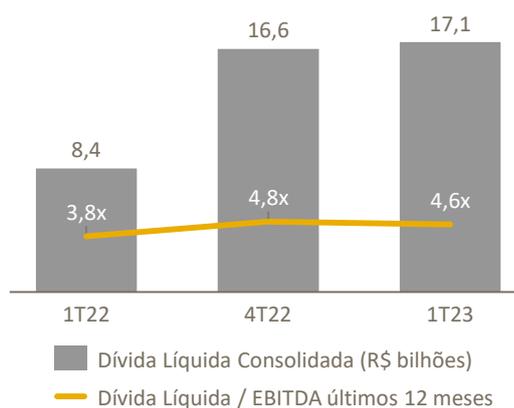
¹⁹ Dívida bruta considera, além do principal, juros acruados até o momento, custos de transação, depósitos vinculados e marcação a mercado. Adicionalmente, a partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos *covenants* das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada.

²⁰ O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e LIBOR e o custo em IPCA+ inclui também taxa pré fixada.

Ao final do 1T23, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 1.474,0 milhões, redução de R\$ 548,2 milhões em relação à posição registrada no final do ano de 2022. Este montante não contempla o saldo em depósitos vinculados no passivo aos contratos de financiamento da Companhia, no valor de R\$ 1.332,5 milhões, já incluído no montante reportado de dívida bruta.

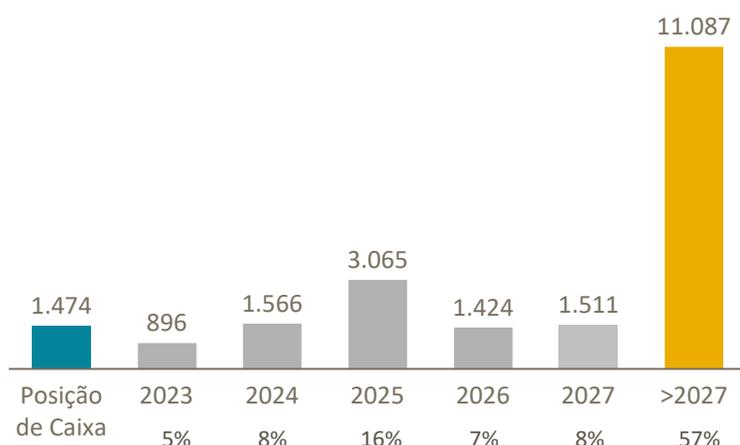
A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 17.056,0 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA²¹ de 4,6x nos últimos 12 meses. Vale ainda destacar que a Companhia aprovou em 2022, junto aos seus credores, a revisão dos limites máximos até o 2T24 dos *covenants* financeiros vinculados ao indicador da relação dívida líquida/EBITDA consolidado, no âmbito das emissões de Debêntures da Eneva S.A. e de Parnaíba II (“Debêntures²²”). O limite máximo, que antes era de 4,5x, foi revisado para 6,5x até o final do 2T23, reduzindo para 5,5x entre o 3T23 e o final do 4T23 e, em seguida, para 5,0x entre o 1T24 e o final do 2T24, retornando para o limite máximo de 4,5x a partir do 3T24, conforme originalmente previsto nas escrituras de emissão das Debêntures.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem¹⁶



Cronograma de Vencimento da Dívida (Principal)

Março 2023 (R\$ milhões)



²¹A relação de 4,6x de Dívida Líquida/EBITDA no 1T23 considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos em 2022, inclusive pré-incorporação, da CGTF e CELSE, conforme condições de alteração de *covenant* aprovadas pelos credores da Companhia nas Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

²² Emissões Eneva S.A. consideradas são 2ª emissão (1ª e 2ª séries), 3ª emissão (série única), 5ª emissão (série única), 6ª emissão (1ª e 2ª séries) e 7ª emissão (série única) e emissão Parnaíba II considerada é 3ª emissão (2ª e 3ª séries).

Mercado de Capitais

ENEV3	1T23	4T22	1T22	12 meses
Nº de ações - final período	1.584.572.378	1.584.446.224	1.283.339.183	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	10,47	11,93	14,78	-
Ações negociadas (MM) - média diária	11,6	10,6	6,6	9,7
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	122,8	124,0	79,9	112,5
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ¹	16.590	18.902	18.968	-
Enterprise value - final período (R\$ MM) ²	33.646	35.485	27.549	-

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

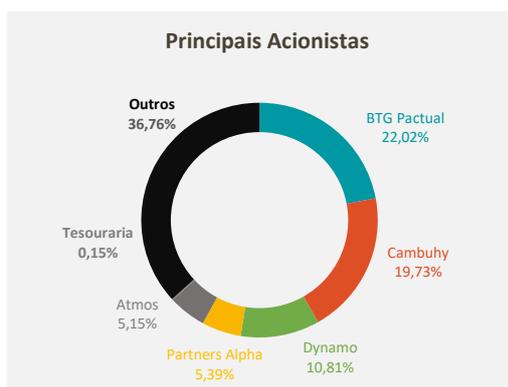
² Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

Composição Acionária

Em 02 de março de 2023, conforme anunciado em Aviso aos Acionistas nesta data, foi realizado aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 126.154 novas ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinados administradores no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, referente ao Programa de Opção aprovado em AGE realizada em 2 de agosto de 2016.

Dessa forma, o capital social da ENEVA, passou a totalizar 1.584.572.378 ações ordinárias, com 99,62% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA 31 de março de 2023



Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

Destaques do 1T23:

- Produção de 3 mil mudas de espécies florestais no Viveiro Agroflorestal, no Maranhão, cujo dinheiro arrecadado referente à comercialização dessas mudas será direcionado aos agricultores e familiares que residem no reassentamento
- A pontuação da Companhia aumentou de D para A- no rating de Engajamento de Fornecedores do Carbon Disclosure Project (CDP), um dos mais importantes índices de transparência e gestão em sustentabilidade global. Com o aumento de 5 posições, consolidamos, portanto, a posição da Eneva como uma das principais empresas da organização
- Em janeiro, mais uma turma do Programa de Qualificação de Novos Operadores da Eneva concluiu sua qualificação com professores do Senai e multiplicadores do time Eneva
- Em fevereiro, foi lançado o Projeto Nosso Cacau que vai beneficiar agricultores familiares do Maranhão e fomentar o cultivo de cacau orgânico que será utilizado na fabricação do primeiro chocolate com cacau 100% maranhense
- Anunciada a implementação de programa de formação técnica com cursos de gás e energia em uma escola do município de Silves (AM) no interior do Amazonas, em parceria em abril com o Governo do Amazonas

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação do Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao primeiro trimestre de 2023. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

Principais Indicadores ESG				
Esfera	Indicadores	1T23	2022	2021
Operações	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)	4.603	4.603	2.157
	Carvão	725	725	725
	Gás	3.874	3.874	1.428
	Renováveis ¹	3,6	3,6	4,20
	Uso de combustível para produção de energia ^(*)			
	Carvão (ton/MWh)	-	-	0,39
	Gás (m ³ /MWh)	216,77	254,99	248,06
	Eficiência (%)^{2,3}			
	Itaqui	N/A	N/A	37%
	Pecem II	N/A	N/A	36%
Meio Ambiente	Parnaíba I+V	56%	42%	35%
	Parnaíba II	49%	54%	54%
	Parnaíba III	33%	36%	36%
	Parnaíba IV	42%	43%	42%
	Jaguatirica II	49%	49%	-
	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 [tCO2e]	220.662	1.927.992	7.346.526
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (eficiência) [tCO2e/MWh]	0,35	0,41	0,60
	Captação de Água Nova [m ³] ⁴	3.540.140	8.204.706	16.264.631
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh] ⁵	5,91	1,76	1,32
	Consumo de Água Nova [m ³] ^{(**) 4,6}	-503.319	6.766.496	10.021.563,00
Reuso de água [m ³]	11.912	48.800	105.871,00	
Geração de Efluentes Industriais [m ³] ⁴	4.040.459	1.648.709	7.448.913,00	
Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh] ⁵	0,20	0,35	0,61	
Saúde & Segurança ⁷	Fatalidades	-	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-	-
	Afastamento por acidente	3	11	9
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁸	0,94	0,61	0,60
Colaboradores	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	2,83	2,05	2,55
	Número total de colaboradores próprios	1.540	1.489	1.165
	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	24%	22,00%
	Turnover voluntário (%)	1,69%	5,84%	6,35%
Responsabilidade Social	Número total de colaboradores terceiros	3.963	4.099	4.566
	Investimentos não-incentivados (R\$ M)	0,24	1,10	1,60
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M)	0,60	7,22	2,24
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$M)	0,32	1,76	1,84
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	0	0	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas no canal de denúncia	0	3	22

(*) Devido à representatividade da quantidade de combustível consumido para as atividades de geração de energia em relação ao total consumido pela companhia, optou-se por divulgar esse dado a partir do 1T21

(**) Consumo de água Nova = Captação de água nova - Efluente de Resfriamento

1 - Capacidade de geração instalada estava em MWp, valores alterados para MW

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

3 - Eficiência = 3600/net heat rate

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

5 - Taxa de captação de água nova e de geração de efluentes considera apenas as usinas que despacharam no período

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

7 - Números consideram apenas acidentes típicos

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

Eventos Subsequentes ao 1T23

Emissão de Notas Comerciais Escriturais: em 06 de abril de 2023, a Eneva aprovou a realização da 1ª emissão de Notas Comerciais Escriturais, em série única, no valor de R\$ 1, 0 bilhão, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 na data da emissão, as quais incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia. As Notas terão prazo de vigência de 60 dias, vencendo, portanto, em 13 de junho de 2023. Em 17 de abril, a Eneva informou que as notas foram integralmente subscritas e integralizadas, destinadas exclusivamente a investidores profissionais, estando, portanto, sujeita ao rito automático de registro de oferta pública de distribuição de valores mobiliários.

Manutenção de Rating da Standard & Poors Global Ratings (“S&P”): em 28 de abril de 2023, a agência de classificação de risco de crédito S&P publicou relatório reafirmando o *rating* “brAAA” atribuído a Eneva, com rating de recuperação “3” inalterado, e removeu os ratings ‘brAAA’ na Escala Nacional Brasil atribuídos à Eneva e às suas emissões de debêntures *senior unsecured* da listagem CreditWatch. A S&P divulgou também que a perspectiva do rating de emissor é agora negativa.

Parceria societária entre três SPEs do Complexo Solar Futura 1 e White Martins para auto-produção: anunciada em 09 de maio de 2023, a Eneva comunicou a celebração de contrato com empresas do grupo White Martins para a formação de parceria societária que tem por objeto a geração de energia solar pelas suas subsidiárias SPE Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A., SPE Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. e SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. (“SPEs Futura 1, 3 e 4”), que fazem parte do Complexo Solar Futura I, para o consumo pela White Martins em suas unidades produtivas. O montante total do contrato ao qual a Eneva fará jus é de R\$ 2,287 bilhões (data base março/2023), a ser recebido entre 2023 e 2035, ajustado ao longo do contrato pelo IPCA, referente à venda de 100,6 MW médios nesse período. Dessa forma, do total de seis SPEs do Complexo Solar Futura 1, quatro já possuem contratos de venda na modalidade de autoprodução.

Aprovação do benefício da SUDENE: em 09 de maio de 2023, a empresa Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A., obteve aprovação do benefício de redução de 75% do IRPJ pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“SUDENE”), na modalidade de Modernização Total, devido aos investimentos realizados que visaram otimizar e modernizar a unidade produtiva. O benefício fiscal vigorará no período de 01/01/2023 a 31/12/2032.

Negociação de operação de investimento minoritário indireto do Itaú em empresas do Complexo Parnaíba: em 15 de maio de 2023, a Companhia anunciou que está em tratativas com o Itaú Unibanco S.A. (“Itaú”) para a celebração de operação de investimento na qual o Itaú adquirirá participação indireta minoritária em ações preferenciais com direito de voto restrito de emissão da Eneva Participações III S.A. (“Eneva III”), que após reorganização societária intragrupo, será a controladora de Parnaíba II Geração de Energia S.A. e Parnaíba Geração e Comercialização S.A., empresas do Complexo Parnaíba (“SPEs” e a “Operação”, respectivamente).

A operação, que ainda não foi concluída, foi submetida à análise prévia do Conselho Administrativo de Atividade Econômica – CADE, cujo despacho de aprovação foi publicado em 12 de maio de 2023 no Diário Oficial da União, o qual será considerado definitivo após o decurso do prazo de 15 dias sem interposição de recurso de terceiro interessado ou avocação por um conselheiro do Tribunal do CADE.

Após a implementação da Operação, a Companhia manterá a titularidade da totalidade das ações ordinárias de emissão da Eneva III e, portanto, do seu controle acionário

Após o trânsito em julgado da aprovação do CADE e concluídas as negociações entre a Companhia e o Itaú, as partes celebrarão acordo de investimento e acordo de acionistas que regerá a relação das Partes na qualidade de acionistas da Eneva III.

Anexos

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

DRE - 1T23 (R\$ milhões)	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total c/ Eliminações Gás/Upstream	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	501,2	176,4	940,6	1.618,1	165,5	(126,1)	1.657,6	257,6	912,7	0,0	(25,2)	2.802,7
Deduções da Receita Bruta	(50,1)	(43,8)	(144,5)	(238,4)	(26,2)	18,0	(246,6)	(26,6)	(72,6)	(0,0)	2,3	(343,5)
Receita Operacional Líquida	451,0	132,6	796,1	1.379,7	139,3	(108,1)	1.411,0	231,0	840,1	0,0	(22,9)	2.459,2
Custos Operacionais	(266,5)	(89,0)	(422,5)	(778,0)	(59,8)	108,1	(729,7)	(115,9)	(557,7)	(11,8)	22,9	(1.392,3)
Depreciação e amortização	(39,9)	(29,0)	(103,3)	(172,2)	(21,9)	-	(194,1)	(50,4)	-	(0,1)	-	(244,6)
Despesas Operacionais ¹	(4,2)	(3,9)	(6,0)	(14,1)	(38,8)	-	(52,9)	(6,3)	(14,2)	(98,4)	(142,5)	(314,2)
SG&A	(4,0)	(3,9)	(5,9)	(13,8)	(5,3)	-	(19,1)	(5,9)	(13,8)	(71,2)	-	(110,0)
Depreciação e amortização	(0,2)	-	(0,1)	(0,3)	-	-	(0,3)	(0,4)	(0,3)	(27,2)	(142,5)	(170,7)
Outras receitas/despesas	0,0	0,0	0,2	0,2	(0,1)	0,0	0,2	(0,4)	0,2	0,1	(0,5)	(0,3)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	347,8	(347,0)	0,8
EBITDA ICVM 527/12	220,5	68,7	471,2	760,4	62,5	0,0	823,0	159,2	268,8	265,0	(347,4)	1.168,5
Resultado Financeiro Líquido	(56,9)	(28,0)	(116,7)	(201,6)	0,1	0,0	(201,5)	(42,4)	3,7	(194,9)	(0,1)	(435,2)
EBT	123,5	11,7	251,1	386,3	40,7	0,1	427,1	66,0	272,1	42,8	(490,0)	318,0
Impostos Correntes	(9,8)	-	(22,6)	(32,4)	-	-	(32,4)	(2,3)	(15,3)	(4,6)	-	(54,6)
Impostos Diferidos	(13,4)	(4,0)	(34,5)	(51,9)	-	-	(51,9)	(13,9)	(83,3)	108,2	-	(40,8)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)
Resultado Líquido	100,3	7,7	194,0	301,9	40,7	0,1	342,7	49,8	173,6	146,5	(489,7)	222,9

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

DRE - 1T22 (R\$ milhões)	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás Terceiros	Total Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total c/ Eliminações Gás/Upstream	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	391,2	42,7	-	433,9	84,6	(73,1)	445,4	253,7	152,3	0,4	(0,0)	851,8
Deduções da Receita Bruta	(38,4)	(8,4)	-	(46,7)	(13,6)	6,8	(53,5)	(25,9)	(13,4)	(0,0)	0,0	(92,8)
Receita Operacional Líquida	352,8	34,4	-	387,2	71,0	(66,3)	391,9	227,8	138,9	0,4	(0,0)	759,0
Custos Operacionais	(177,5)	(18,6)	-	(196,2)	(32,9)	66,3	(162,8)	(115,5)	(110,7)	(1,8)	-	(390,7)
Depreciação e amortização	(43,1)	(6,1)	-	(49,2)	(9,9)	-	(59,1)	(51,0)	-	(0,2)	-	(110,3)
Despesas Operacionais ¹	(6,8)	(4,3)	-	(11,1)	(33,8)	-	(44,9)	(4,9)	(7,0)	(79,5)	(3,4)	(139,8)
SG&A	(6,6)	(3,5)	-	(10,1)	(3,7)	-	(13,8)	(4,6)	(6,8)	(71,5)	-	(96,7)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,8)	-	(1,0)	(2,8)	-	(3,8)	(0,4)	(0,2)	(6,9)	(3,4)	(14,6)
Outras receitas/despesas	(0,1)	0,0	-	(0,1)	0,0	-	(0,0)	(0,9)	(1,4)	123,1	(0,6)	120,2
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	172,5	(172,3)	0,6
EBITDA ICVM 527/12	211,8	18,4	-	230,1	16,9	0,0	247,0	157,8	20,5	221,8	(172,8)	474,2
Resultado Financeiro Líquido	(35,7)	(11,4)	-	(47,1)	0,0	-	(47,1)	(44,3)	0,4	(8,4)	-	(99,4)
EBT	132,7	0,0	-	132,8	4,3	0,0	137,1	62,1	20,7	206,4	(176,4)	249,9
Impostos Correntes	(7,2)	(0,1)	-	(7,3)	-	-	(7,3)	(1,4)	(0,4)	(0,5)	-	(9,5)
Impostos Diferidos	(17,4)	(0,1)	-	(17,5)	-	-	(17,5)	(16,1)	(8,2)	(13,2)	-	(55,0)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,6
Resultado Líquido	108,1	(0,1)	-	108,0	4,3	0,0	112,3	44,7	12,1	192,7	(176,9)	184,8

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