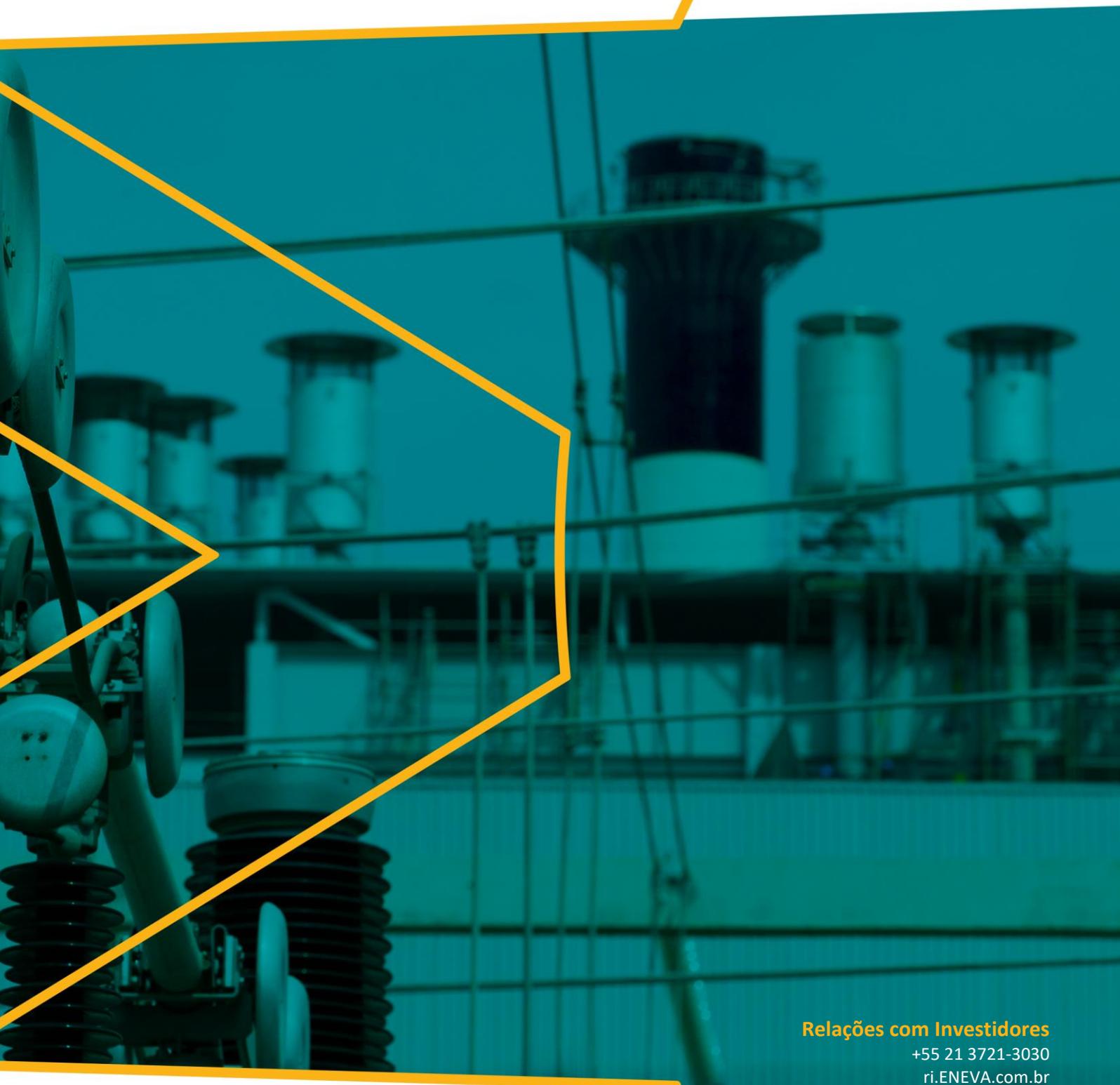


DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T23



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.

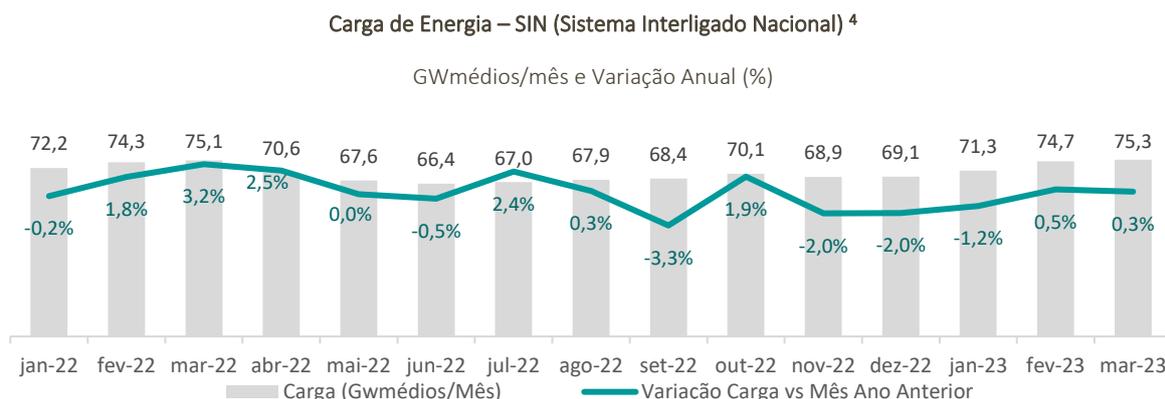
2 – As UTEs Fortaleza e Porto de Sergipe I só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 23/08/2022 e 03/10/2022, respectivamente, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados os dados das usinas de despacho e geração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

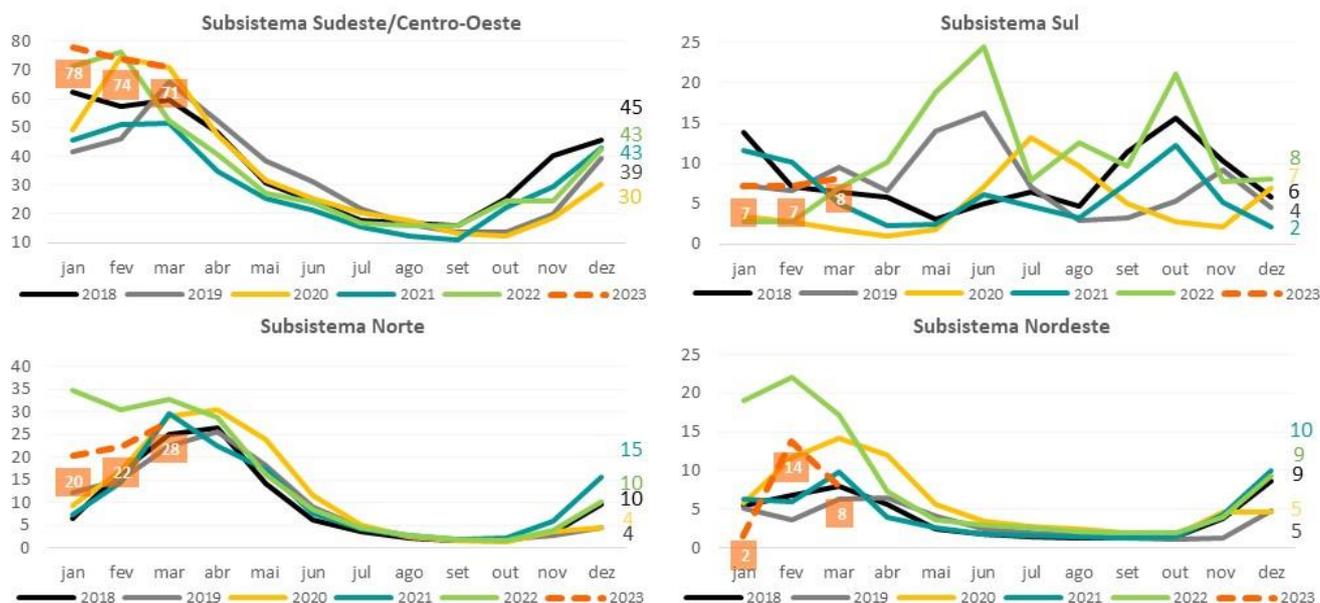
¹ Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Boletim InfoMercado 188 (Fevereiro/2023), disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> - Acesso em 02/05/2023.

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.

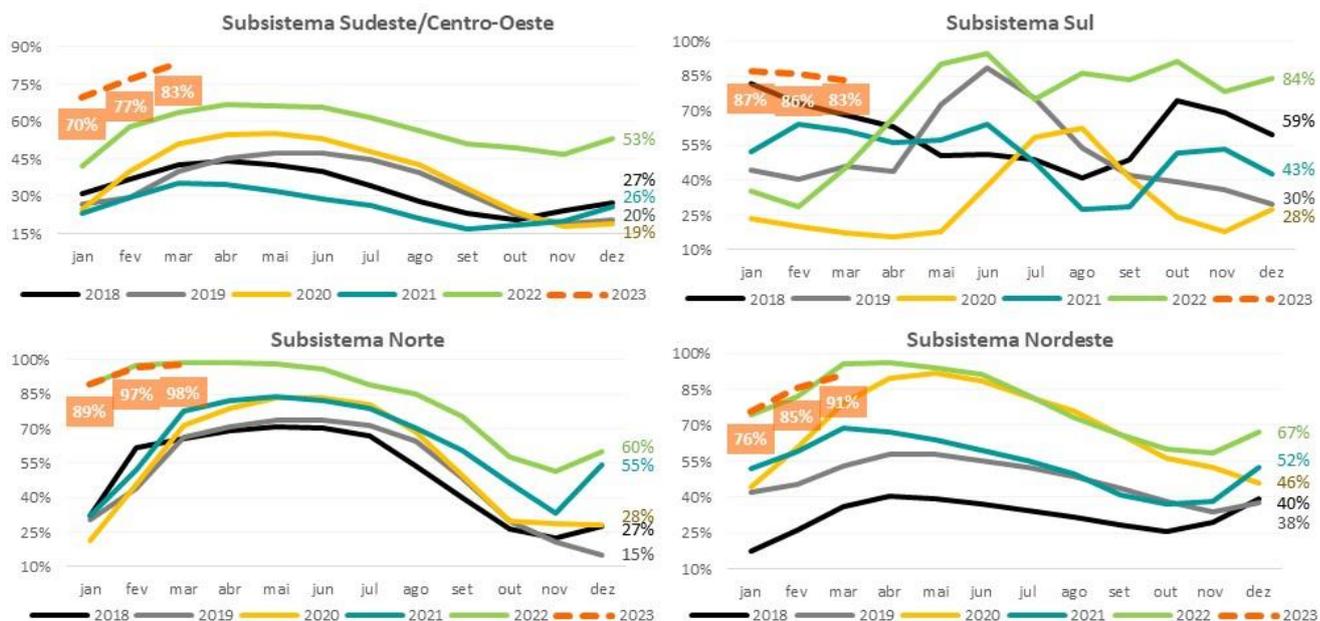
³ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Março 2023), disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 02/05/2023.

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.

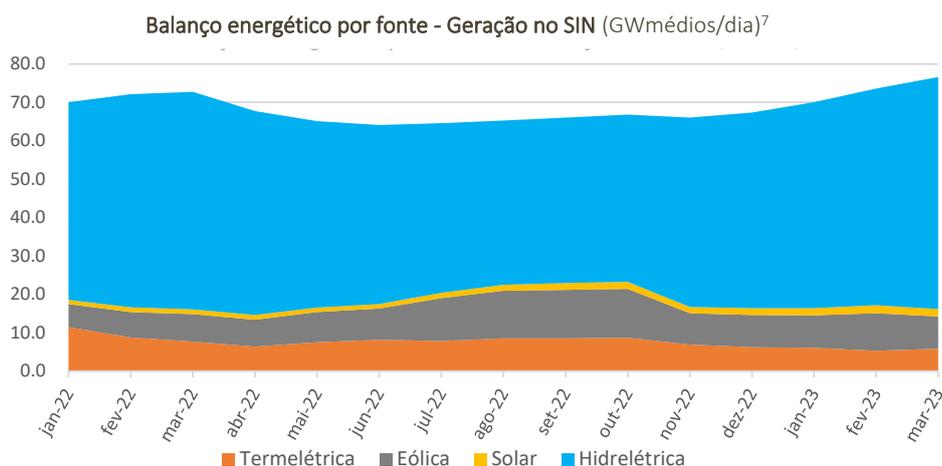


⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 02/05/2023.

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.

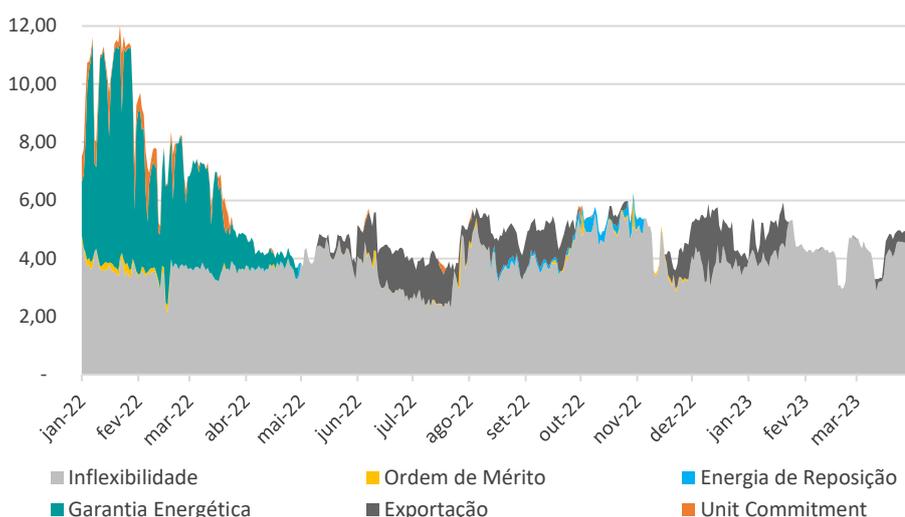
No contexto do panorama climático, que vem mantendo os volumes dos reservatórios elevados desde 2022, as fontes hidrelétricas foram responsáveis por cerca de 77% da geração de energia no SIN no 1T23, apresentando crescimento frente aos 76% no mesmo trimestre do ano anterior e aos 72% registrados no 4T22.

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



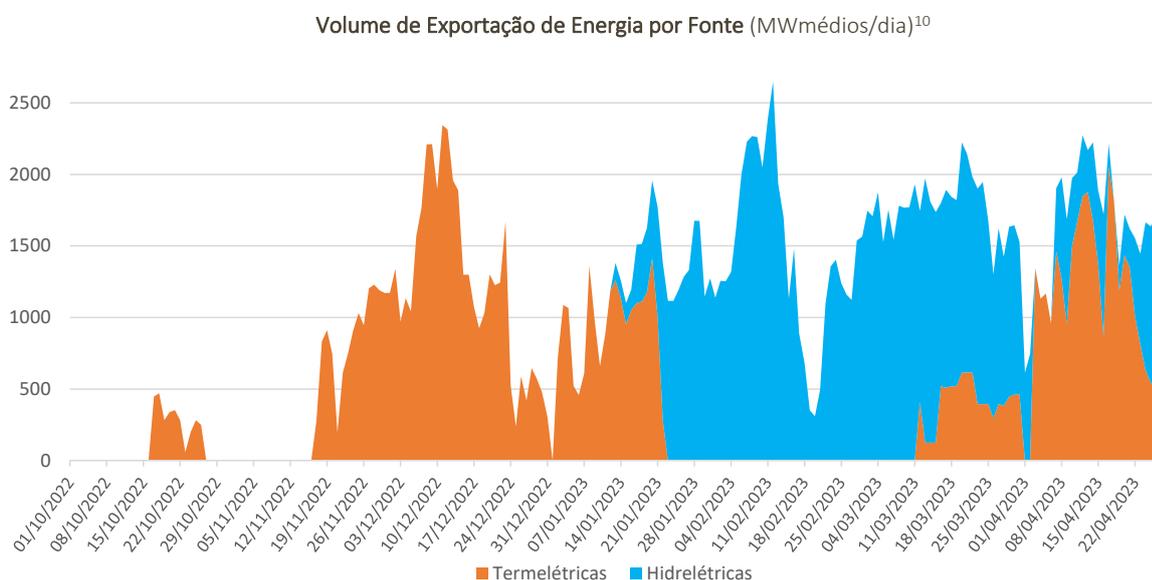
⁷ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 02/05/2023.

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.

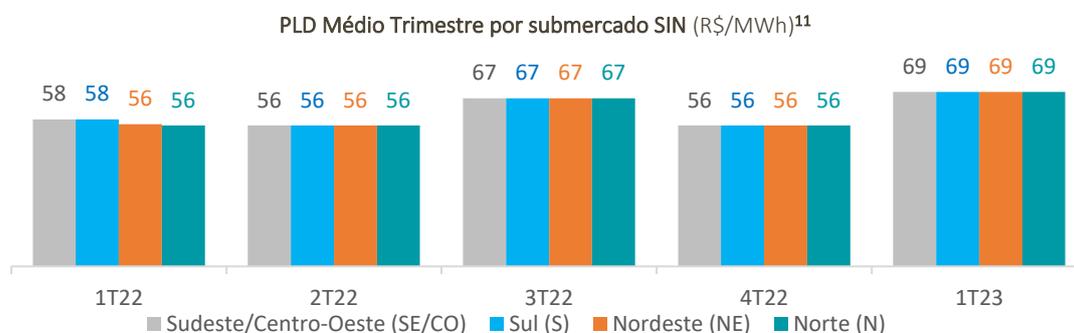
⁹ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 02/05/2023.

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.

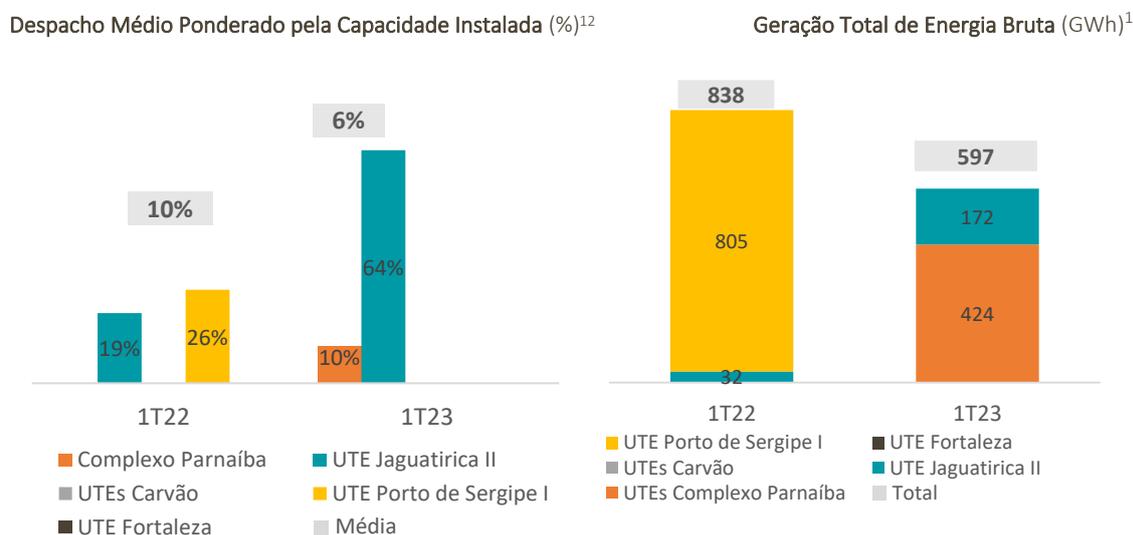


¹⁰ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, nos Boletins Diários da Operação, disponível em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 02/05/2023.

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.

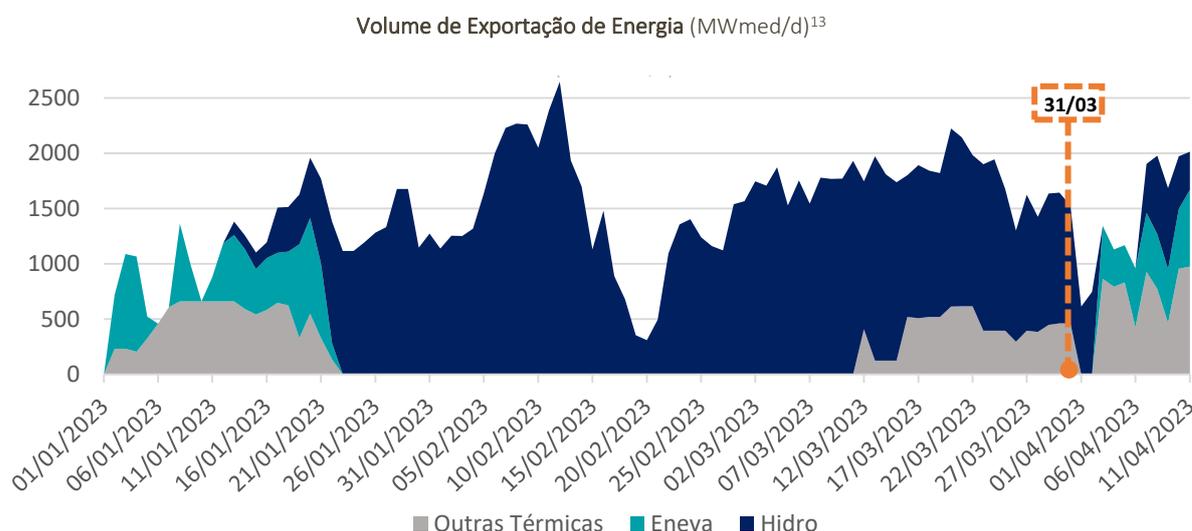
Ressalta-se que a UTE Fortaleza, que possui compromisso de entrega contratual de energia para a distribuidora do estado do Ceará, permaneceu desligada no período, tendo cumprido o seu compromisso contratual por meio da entrega de energia gerada diretamente pelo fornecedor de combustível, conforme mecanismo 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)

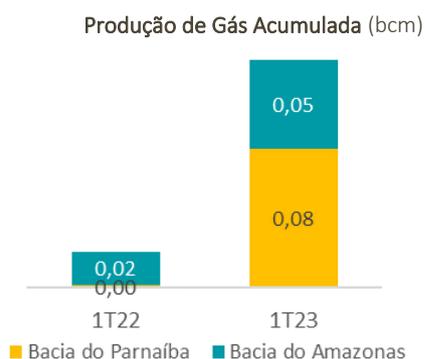
UTE	Geração Líquida (GWh)			Total
	Exportação geração liquidada em preços estabelecidos em contratos bilaterais	SIN (ACL) geração liquidada a PLD por ocasião de exportação (restrições de modulação)	SIN (ACL) geração liquidada a PLD por ocasião de realização de testes em Parnaíba V	
Parnaíba I	71	23	62	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

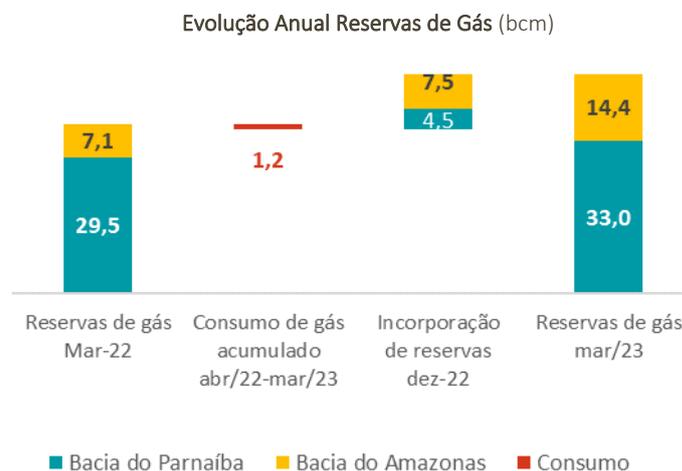
▪ Produção e Reservas

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.

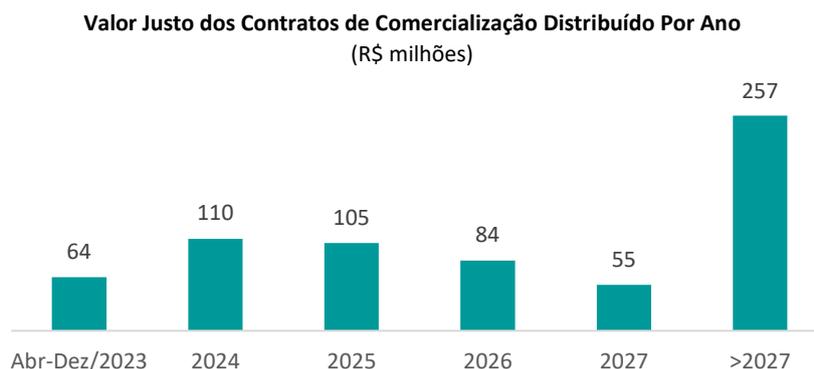
A receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 840,1 milhões no 1T23, um crescimento de R\$ 701,2 milhões em relação ao montante registrado no 1T22, impulsionado por:

- (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/IOIC	(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.

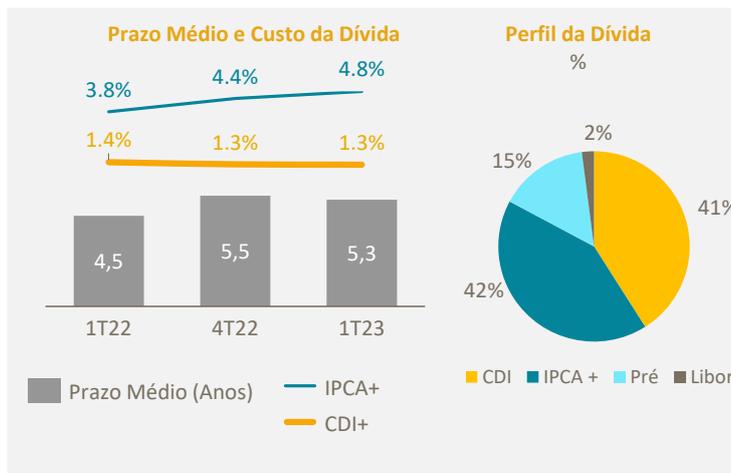
Adicionalmente, a UFV Futura 1, que já iniciou os testes de energização, apresentou um capex de R\$ 92 milhões no 1T23, referentes ao registro de notas para pagamentos de fornecedores de placas solares e equipamentos e, em menor parte, a custos de O&M que estão sendo capitalizados, dado que o parque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

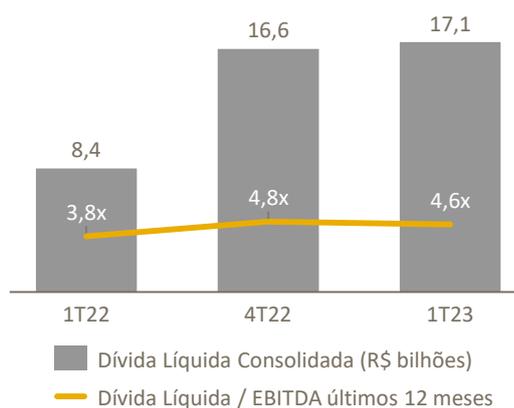
¹⁹ Dívida bruta considera, além do principal, juros acruados até o momento, custos de transação, depósitos vinculados e marcação a mercado. Adicionalmente, a partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, 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.

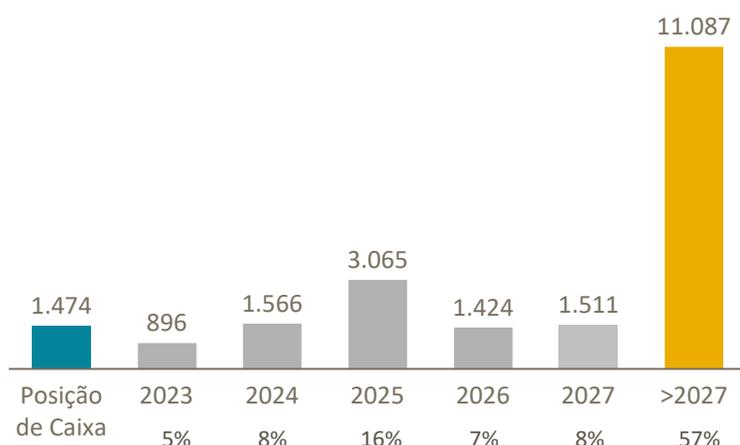
A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 17.056,0 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA²¹ de 4,6x nos últimos 12 meses. Vale ainda destacar que a Companhia aprovou em 2022, junto aos seus credores, a revisão dos limites máximos até o 2T24 dos *covenants* financeiros 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 [tCO ₂ e]	220.662	1.927.992	7.346.526	
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (eficiência) [tCO ₂ e/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	
Saúde & Segurança ⁷	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	
	Fatalidades	-	-	-	
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-	-	
	Afastamento por acidente	3	11	9	
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁸	0,94	0,61	0,60	
	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	2,83	2,05	2,55	
	Colaboradores	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%	
Número total de colaboradores terceiros		3.963	4.099	4.566	
Responsabilidade Social	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

EARNINGS RELEASE
1Q23



Investor Relations

+55 21 3721-3030

ri.ENEVA.com.br

1Q23 Results Conference Call



Tuesday, May 16, 2023

9:00 a.m. (US ET) / 10:00 a.m. (Brasília time)

[Click here](#) to register for the Conference



IBOVESPA B3

ENEVA Discloses Results for the First Quarter of 2023

Delivery of the business plan, acquisitions, energy exports, reduction in expenses and non-recurring impacts lead to an all-time high EBITDA, up 138% over 1Q22

Rio de Janeiro, May 15, 2023 — ENEVA S.A. (B3: ENEV3), an integrated power generation company with complementary businesses in electric power generation and hydrocarbon exploration and production in Brazil, announces today the results for the three-month period ended March 31, 2023 ("1Q23"). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

Highlights

- Adjusted EBITDA of R\$1,168.8 million, up by R\$677.4 million, or 138%, over 1Q22, with EBITDA growth in all the operating segments;
- In 1Q23, EBITDA was boosted by the assets acquired in 2022: CELSE and CGTF contributed R\$346.8 million and R\$124.4 million, respectively;
- Growth in energy trading activities, with an increase of R\$248.3 million in reported EBITDA between 1Q22 and 1Q23, of which R\$182.7 million refers to the MtM change in energy futures contracts, mainly due to the migration of energy sale contracts previously allocated to the Futura I project to the Energy Trading segment, and R\$65.6 million refers to an increase in trading activities in the period;
- Increase in the average availability of the Jaguatirica II TPP to 81% in 1Q23, generating an increase of R\$50.3 million between the EBITDA reported in the current period and 1Q22;
- Dispatch to export energy to Argentina in January 2023, generating R\$39.2 million in EBITDA in the Parnaíba Complex;
- Decrease of 48.3% in SG&A in the Holding (ex-Long-Term Incentive Programs) compared to 4Q22;
- Beginning of the deleveraging cycle, with a reduction in the Net Debt/LTM EBITDA ratio from 4.8x on December 31, 2022, to 4.6% on March 31, 2023;
- Completion of the merger of CGTF into the Holding company in March 2023, enabling operating, administrative, and tax synergies;
- Beginning of energization tests at Futura I in early April 2023;
- Corporate partnership between three SPEs of the Futura 1 Solar Complex and White Martins, ensuring a PPA of R\$2.287 billion (reference month: March 2023), to be received between 2023 and 2035 adjusted for the IPCA inflation index throughout the contract, related to the sale of 100.6 average MW in the period.

Main Indicators	1Q23	1Q22	%
Net Operating Revenues	2,459.2	759.0	224.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,168.5	474.2	146.4%
Adjusted EBITDA ¹	1,168.8	491.4	137.9%
Adjusted EBITDA Margin	47.5%	64.7%	-17.2 p.p.
Net Income	222.9	184.8	20.6%
Investments (Accrual basis)	516.8	1,742.2	-70.3%
Operating Cash Flow	573.5	257.2	123.0%
Net Debt (R\$ Bi) ²	17.1	8.4	102.4%
Net Debt/EBITDA LTM ³	4.6	3.8	21.9%

1- EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

2 - As of 3Q22, the Company began to present the composition of gross debt and consolidated net debt excluding the impact of Lease Contracts, following the covenant calculation criteria of the Company's debentures. For comparability purposes, the values of previous quarters have been adjusted to reflect the new approach adopted.

3 - Calculated considering the accumulated EBITDA according to the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months and, in 4Q12 and 12M22, it considers the 12-month EBITDA result of the assets acquired in 2022, including pre-acquisition, from CGTF, and CELSE, according to covenant amendment conditions approved by the Company's debenture holders at the General Bondholder Meetings in 2022.

Key Operational Data

Operational Data		1Q23	4Q22	3Q22	2Q22	1Q22
Gas Thermal Generation - Parnaíba						
Parnaíba I	Availability (%)	100%	100%	100%	99%	99%
	Dispatch (%)	11%	36%	29%	21%	0%
	Net Generation (GWh)	157	579	268	302	0
	Gross Generation (GWh)	165	610	282	316	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%
Parnaíba II	Availability (%)	99%	100%	97%	88%	95%
	Dispatch (%)	10%	69%	93%	32%	0%
	Net Generation (GWh)	116	744	993	316	0
	Gross Generation (GWh)	122	788	1.047	353	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	89.0%	99.0%	97.7%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	100.0%	11.0%	1.0%	2.3%	0.0%
Parnaíba III	Availability (%)	74%	99%	100%	99%	98%
	Dispatch (%)	4%	0%	67%	32%	0%
	Net Generation (GWh)	30	0	252	120	1
	Gross Generation (GWh)	32	0	263	125	1
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Parnaíba IV	Availability (%)	100%	99%	99%	79%	100%
	Dispatch (%)	24%	8%	61%	20%	0%
	Net Generation (GWh)	13	9	71	24	0
	Gross Generation (GWh)	14	10	75	25	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%
Parnaíba V ¹	Availability (%)	100%	95%	-	-	-
	Dispatch (%)	10%	58%	-	-	-
	Net Generation (GWh)	87	239	-	-	-
	Gross Generation (GWh)	92	252	-	-	-
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	-	-	-
	Generation for Free Market (%)	100.0%	100.0%	-	-	-

Source: ONS, CCEE, Reserve Certification disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses.

1- The Jaguaririca II TPP began commercial operations in a phased manner, as follows: the first gas turbine, on February 15, 2022; the second gas turbine, on March 11, 2022; and the steam turbine, on May 24, 2022.

2 – The Fortaleza TPP and the Porto de Sergipe I TPP were only included in Eneva's portfolio on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively, upon completion of their respective acquisition. For comparison purposes, this document presents the plants' average dispatch and generation data for 4Q21 and other quarters prior to the completion of their acquisition.

Key Operational Data (continued)

Operational Data		1Q23	4Q22	3Q22	2Q22	1Q22
Gas Thermal Generation - Roraima						
Jaguatirica II	Availability (%)	81%	59%	53%	46%	24%
	Dispatch (%)	64%	53%	47%	37%	19%
	Net Generation (GWh)	164	139	121	98	31
	Gross Generation (GWh)	172	147	128	103	32
	Generation for Regulated Market (%)	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Gas Thermal Generation – Third-party Fuel						
Porto de Sergipe I	Availability (%)	97%	96%	79%	84%	95%
	Dispatch (%)	0%	0%	0%	0%	26%
	Net Generation (GWh)	0	0	2	0	785
	Gross Generation (GWh)	0	0	2	0	805
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Fortaleza	Availability (%)	59%	100%	100%	100%	100%
	Dispatch (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Net Generation (GWh)	0	0	0	0	0
	Gross Generation (GWh)	0	0	0	0	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Coal Thermal Generation						
Itaqui	Availability (%)	100%	100%	100%	94%	100%
	Dispatch (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Net Generation (GWh)	0	0	0	3	0
	Gross Generation (GWh)	0	0	0	3	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%
Pecém II	Availability (%)	100%	100%	74%	100%	99%
	Dispatch (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Net Generation (GWh)	0	0	3	3	0
	Gross Generation (GWh)	0	0	3	3	0
	Generation for Regulated Market (%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Generation for Free Market (%)	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	0.0%
Upstream						
Parmaíba	GTU Dispatch (%)	11%	43%	51%	26%	0%
	Production (Bi m ³)	0.08	0.33	0.39	0.20	0.00
	Remaining Reserves (Bi m ³)	33.0	33.1	28.9	29.3	29.5
Amazonas	Production (Bi m ³)	0.05	0.05	0.04	0.04	0.02
	Remaining Reserves (Bi m ³)	14.4	14.5	14.7	14.8	7.1

Source: ONS, CCEE, Reserve Certification disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses.

1- The Jaguatirica II TPP began commercial operations in a phased manner, as follows: the first gas turbine, on February 15, 2022; the second gas turbine, on March 11, 2022; and the steam turbine, on May 24, 2022.

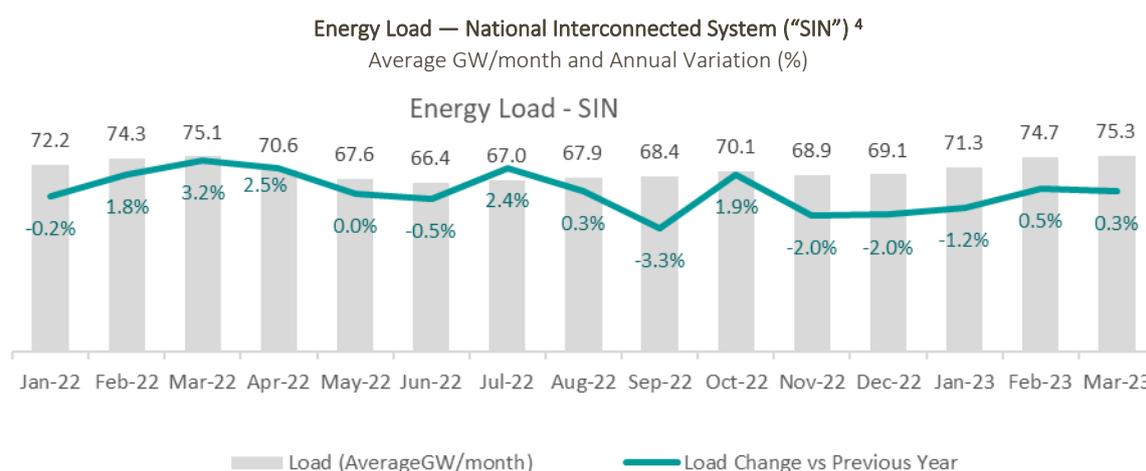
2 – The Fortaleza TPP and the Porto de Sergipe I TPP were only included in Eneva's portfolio on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively, upon completion of their respective acquisition. For comparison purposes, this document presents the plants' average dispatch and generation data for 4Q21 and other quarters prior to the completion of their acquisition.

Industry Environment

- The hydrological scenario remained favourable in 1Q23, with an increase in Affluent Natural Energy (“ENA”) and high reservoir levels, leading to a continued low need for regulatory thermal dispatch in the National Interconnected System (“SIN”). Demand supported by energy exports in the period was mostly met by turbinable flow of hydroelectric power plants during the peak of the wet season, limiting exports from thermal sources.

The average electricity load totaled 73.7 average GW in the SIN in 1Q23, edging down 0.2% from 73.9 average GW in 1Q22 and moving up 6.3% from 69.4 average GW in 4Q22.

The load increase from 4Q22 to 1Q23 reflects the expected trend for the period, with an average increase in temperatures in a large part of the country in the sequential comparison, especially in the Southeast, Northeast, and Midwest¹, although, overall, average temperatures in 1Q23 were below the average temperatures for a first quarter². The increase in energy consumption was driven by growth in industrial consumption, especially in the metallurgy, metal extraction, and production of food products segments, and, to a lesser degree, residential consumption in all subsystems.³



In 1Q23, rainfall was higher than the historical average for the period in the Southeast/Midwest (“SE/CO”) and North subsystems, causing reservoir ENA to exceed the historical average for a first quarter in the last six years and leading to a spill at some hydroelectric power plants. In the Northeast and South subsystems, ENA remained within the historical average for the period in 1Q23.

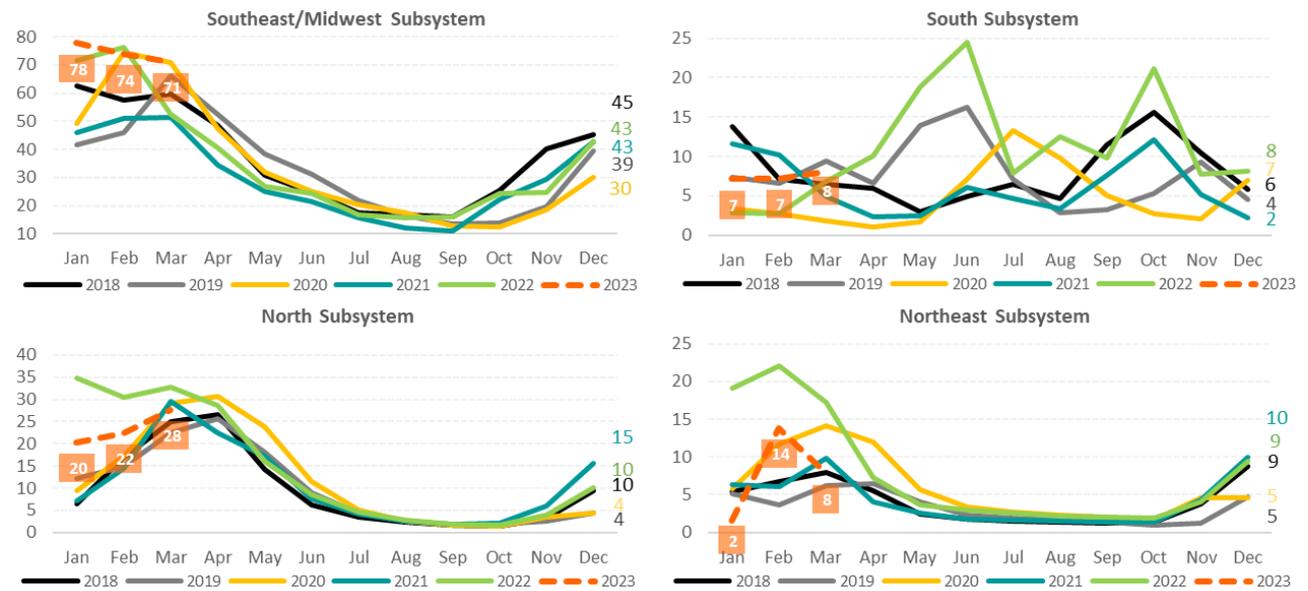
¹ Source: Electric Power Trading Chamber (“CCEE”) — InfoMercado newsletter 188 (February 2023), available at <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal> — Accessed on May 2, 2023.

² Source: National System Operator (“ONS”) — Monthly Load Bulletins (January 2023 and March 2023), available at <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> — Accessed on May 2, 2023.

³Source: Energy Research Company (Empresa de Pesquisa Energética — “EPE”) — Monthly Review of the Electric Power Market (March 2023), available at <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> — Accessed on May 2, 2023.

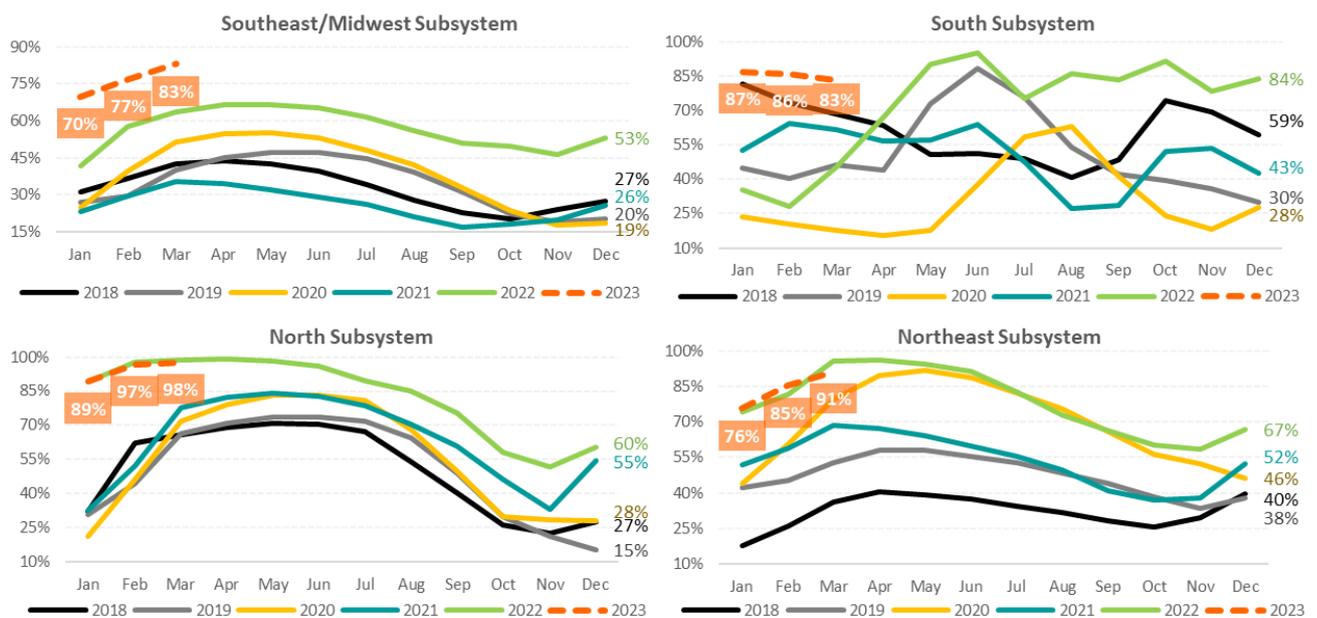
⁴ Source: Historical data until February 2023 available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx — Accessed on May 2, 2023. For March 2023, information extracted from the ONS Monthly Load Bulletin (March 2023), available at <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga>

Historical Gross ENA (Average GW/month)⁵



Reflecting the ENA amounts recorded in 1Q23 and considering that the starting reservoirs at the beginning of the period were at levels higher than the historical average, reservoir storage levels were higher than the historical averages in all the subsystems at the end of the period. It is worth noting that the SE/CO subsystem closed 1Q23 with the highest average volume of stored energy (“EARM”) for any March since 2007, while the North subsystem recorded the highest EARM for the month since March 2016.

Historical EARM (%)⁶



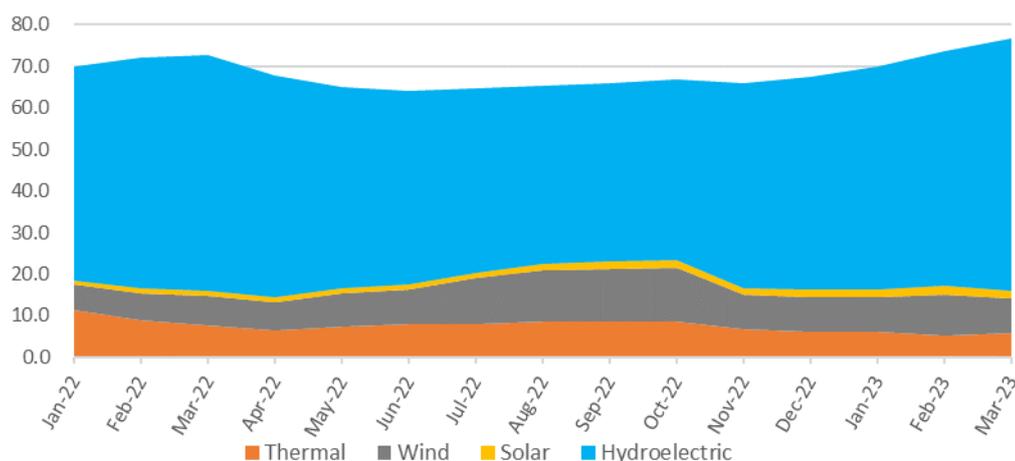
⁵ Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsystema.aspx - Accessed on May 2, 2023.

⁶ Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Accessed on May 2, 2023.

Given the climate conditions, which have been keeping reservoir volumes high since 2022, hydroelectric sources accounted for around 77% of power generation in the SIN in 1Q23, up from 76% in 1Q22 and 72% in 4Q22.

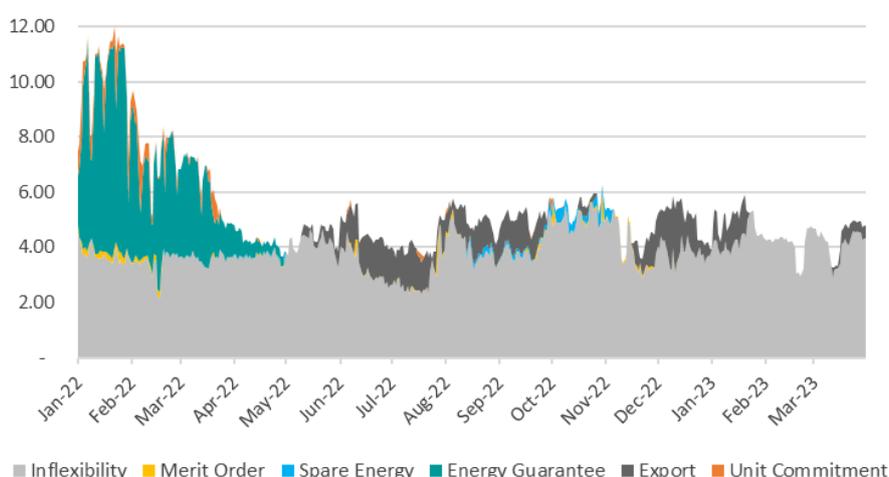
On the other hand, the need for thermal dispatch continued its downward trend in 1Q23, and thermal sources accounted for only 8% of the total power generation in the SIN in 1Q23, down from 13% in 1Q22 and 11% in 4Q22.

Energy Balance by Source — Generation in the SIN (average GW/day)⁷



Continuing the trend seen in 4Q22, merit order thermal dispatch in the SIN was close to zero in 1Q23, and power generation from thermal sources was basically driven by operational inflexibility and exports to Uruguay and Argentina⁸.

Thermal Dispatch by Main Types — SIN (average GW/day)⁹



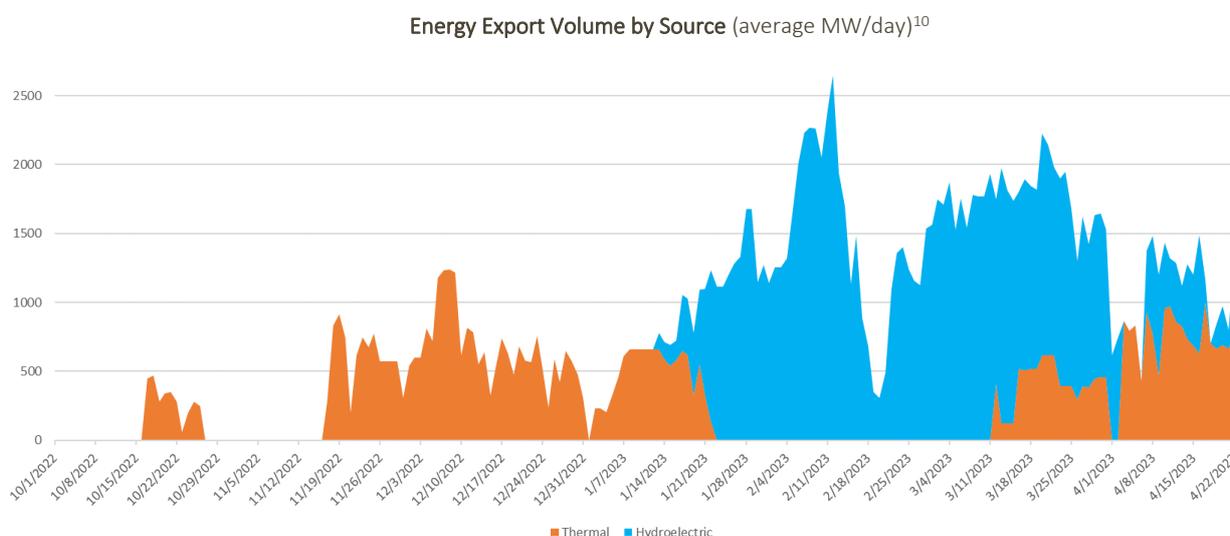
⁷Source: Data available on the website of the ONS, at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on May 2, 2023.

⁸This energy sale modality was provided for in Ordinance 418/2019 issued by the Ministry of Mines and Energy, which established guidelines for interruptible energy exports to Argentina, in the form of bilateral contracts for periods of up to one week. A trading agent in Brazil brokers the contracts and negotiates with Brazilian thermal generators that are out of the merit order and that, therefore, can sell energy abroad to supply the demand expected by CAMMESA, the Argentinean electric system operator and planner.

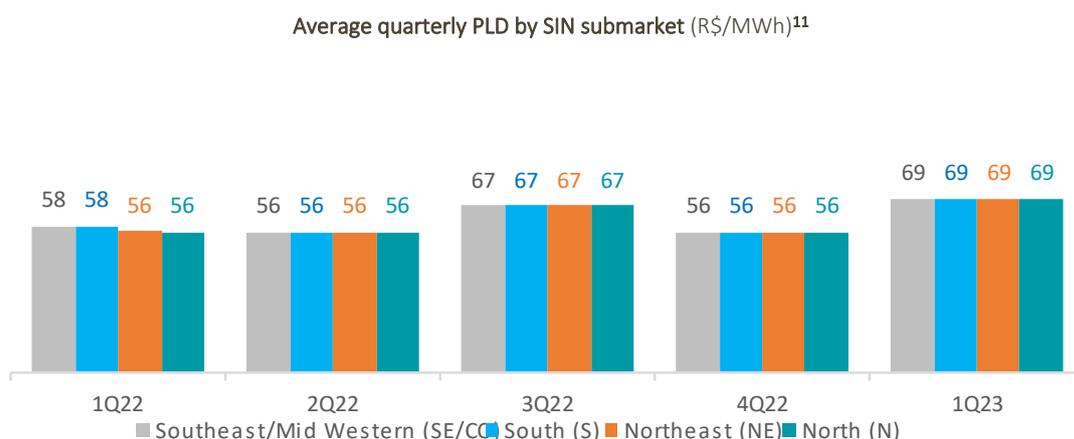
⁹Source: Data available on the website of the ONS, at <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> — Accessed on May 2, 2023.

In the first months of 2023, Argentina recorded consistent demand for energy, and Uruguay started importing energy from Brazil. This demand, however, was mostly met by turbinable flow from Brazilian hydroelectric power plants. Turbinable flow exports were regulated in October 2022 by Ordinance 49/2022 of the Ministry of Mines and Energy (“MME”), in partnership with the National System Operator (“ONS”) and enable the export of the energy spilled by the plants participating in the Energy Reallocation Mechanism (“MRE”) to Argentina and Uruguay.

The first bidding process for this type of export took place in January 2023, and surplus energy of hydroelectric power plants was sold throughout the quarter. This effect limited the export of energy from thermal sources from the time spill export began, in the first half of January, to mid-March, when the turbinable flow of hydroelectric power plants started to decline, making room for exports of energy from thermal sources to rebound.



The PLD remained at the structural floor (revised in January 2023 to R\$69/MWh) in all the submarkets, and there was no need for merit order thermal dispatch in the SIN in 1Q23, reflecting the current hydrological scenario.

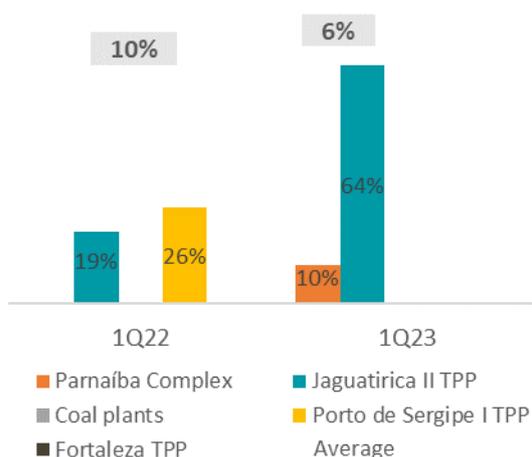
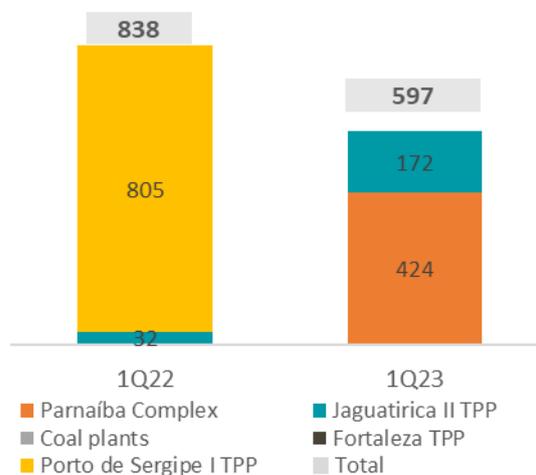


¹⁰ Source: Data available on the website of the ONS, in the Daily Operation Bulletins, at <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> — Accessed on May 2, 2023.

¹¹ Source: Data available on the website of the Electric Power Trading Chamber (CCEE), at <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> — Accessed on May 2, 2023.

Power Generation

Quarterly Comparison – Eneva TPPs’ Performance

 Average Dispatch Weighted by Installed Capacity (%)¹²

 Total Gross Power Generation (GWh)¹


Regulatory Dispatch in the National Interconnected System (SIN)

The favorable hydrological scenario seen since early 2022 continued in 1Q23. In general, reservoir storage levels increased in 1Q23, reflecting lower temperatures and higher rainfall in a large part of the country as of the end of 2022. In this context, the Difference Settlement Price (PLD) remained at the structural floor in 4Q22, and there was no need for merit order thermal dispatch in SIN.

The Company’s regulatory dispatch was exclusively concentrated at the Jaguatirica II TPP, located in Roraima’s isolated system, which had an average dispatch of 64% and gross generation of 172 GWh in 1Q23. The plant recorded 81% availability in the quarter, an increase of 22 p.p. over the average 59% recorded in 4Q22, reflecting the stabilization of the thermal power plant with the completion of the repairs to the gearboxes in January 2023 and the progress of the liquefaction system recovery plan, including the installation of new liquefaction modules and an increase in self-generation capacity, scheduled to be completed in 2Q23.

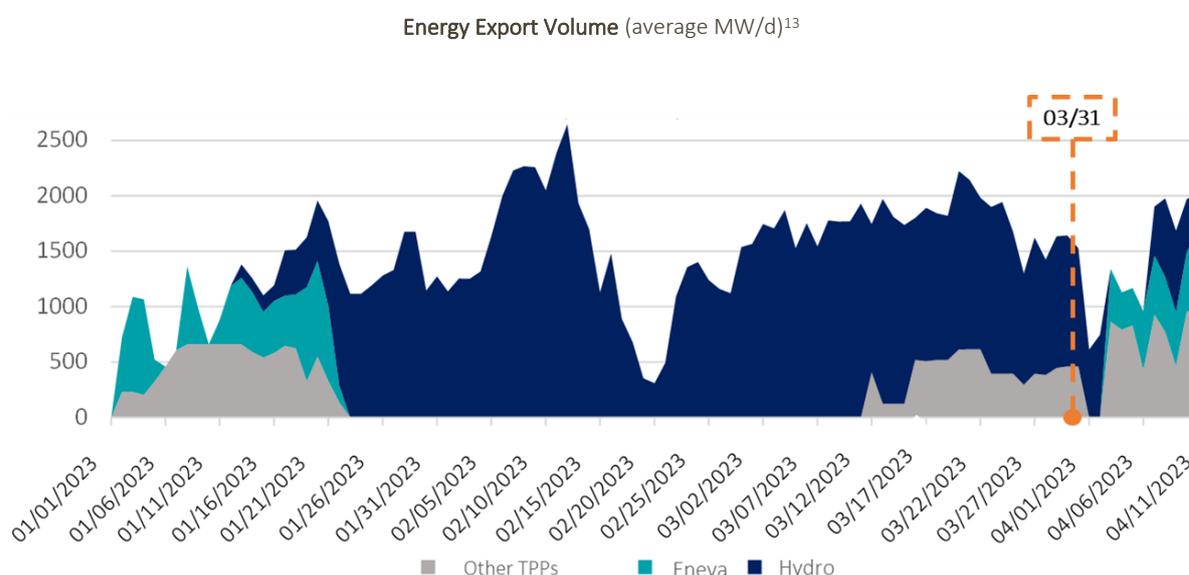
It is worth noting that the Fortaleza TPP, which has a commitment to deliver energy to the distributor in the state of Ceará, remained shut down in the period, having fulfilled its contractual commitment through the delivery of energy directly generated by the fuel supplier, in accordance with a mechanism provided for in the supply contract. However, due to failures experienced by the gas supplier leading to unavailability in 1Q23, it was necessary to also declare operational unavailability of the Fortaleza TPP to the National System Operator (ONS). This unavailability does not have a

¹² For comparison purposes, the average dispatch and generation graphs show the 1Q22 results of the Fortaleza and Porto de Sergipe I TPPs, which only became part of Eneva’s portfolio on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively, upon completion of their respective acquisition.

financial impact on the result of the TPP due to the nature of the power supply contract with COELCE, which is based on the amount of energy, not on availability.

▪ **Energy Generation for Export and Settlement in the Free Market (ACL)**

In 1Q23, all the Parnaíba Complex plants generated, on some days in January, energy for export to Argentina, which recorded consistent demand for energy in the first months of 2023. However, most of the demand was supplied by the export of turbinable flow of hydroelectric power plants in Brazil, due to higher rainfall in late 2022 and early 1Q23, driving the increase in Affluent Natural Energy (ENA). This effect limited the export of energy from thermal sources until mid-March 2023. As of early 2Q23, energy export operations were resumed at the Parnaíba Complex, as shown below:



The Parnaíba I TPP recorded net generation for export of 71 GWh in the quarter, accompanied by the steam turbine of the Parnaíba V TPP in the combined cycle, with 23 GWh. The Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs exported 93 GWh, 24 GWh, and 10 GWh, respectively. As a result, net generation totaled 220 GWh and was traded at prices set out in bilateral contracts in 1Q23.

It is important to point out that the export operation also led to the net generation of 53 GWh in addition to the demand for export, settled at the PLD. This excess generation volume was due to (i) hourly variations in the demand for energy exports; (ii) operational restrictions and load modulation limitations at each plant; and (iii) the management of the ramp-up timing and load modulation at each plant. These factors require plants to generate more energy than what is actually sold for export or to stay on for a longer period of time than that established in the contract.

In addition, 126 GWh was generated in the period to complete the commissioning tests of the Parnaíba V TPP, whose net generation was also settled at the PLD.

¹³ Source: Data available on the ONS' website, available at <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>

Allocation of the Parnaíba Complex's Total Gross Generation in 1Q23 (GWh)

UTE	Net Generation (GWh)			Total
	Exports generation settled at prices established in bilateral contracts	SIN (ACL) generation settled at the PLD connected to exports (modulation constraints)	SIN (ACL) generation settled at the PLD connected to tests at 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

■ Production and Reserves

The Company's natural gas production totaled 0.14 billion cubic meters (bcm) in 1Q23, of which 0.08 bcm was in the Parnaíba Complex and 0.05 bcm in the Amazonas Basin, in the Azulão Field, to supply the Jaguatirica II TPP. The year-on-year increase in gas production in the first quarter was due to:

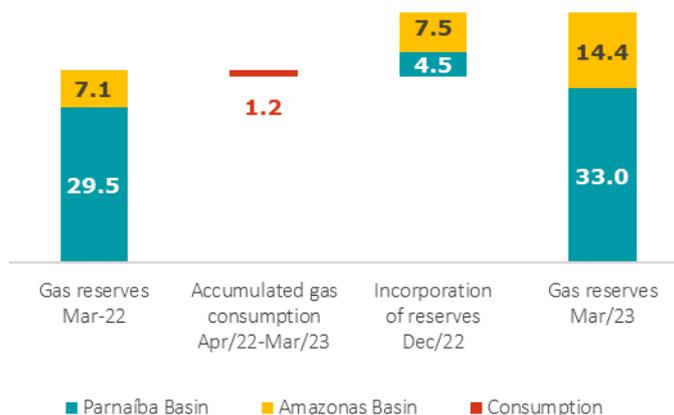
- (i) gas needed for generation in the Parnaíba Complex plants for export and commissioning in 1Q23, while they were shut down in 1Q22; and
- (ii) higher generation volume at the Jaguatirica II TPP, which recorded 64% dispatch in 1Q23 and operated at its full capacity of 140 MW most of the quarter (considering the two gas turbines and the steam turbine), while, in 1Q22, the Azulão-Jaguatirica Integrated System started partial commercial operations, with the activation of the first gas turbine in mid-1Q22 and the second gas turbine at the end of 1Q22.

Accumulated Gas Production (bcm)



At the end of 1Q23, Eneva's 2P natural gas reserves totaled 47.4 bcm. Of this total, 33.0 bcm was concentrated in the Parnaíba Basin and 14.4 bcm in the Amazonas Basin (in the Azulão Field), reflecting the balance of certified reserves disclosed as of February 1, 2023, through the reserve certification reports as of December 31, 2022, prepared by Gaffney, Cline & Associates (GCA), and discounting accumulated gas consumption in 1Q23.

Annual Evolution of Gas Reserves (bcm)



According to the reports certified by GCA, on December 31, 2022, Eneva had 2P condensate reserves totaling 5.7 million barrels (MMbbl), of which 0.3 MMbbl in the Parnaíba Basin and 5.4 MMbbl in the Azulão Field.

▪ Exploration and Resources

Eneva also had the following volumes of 2C (P50) contingent resources, as certified by GCA in the resource report as of December 31, 2022:

- ✓ **Parnaíba Basin, Lago dos Rodrigues PAD:** 0.33 bcm of 2C natural gas contingent resources;
- ✓ **Amazonas Basin, Anebá PAD:** 2.01 bcm of 2C natural gas contingent resources; 1.72 MMbbl of 2C condensate contingent resources; and 4.34 MMbbl of 2C oil contingent resources and 0.202 bcm of associated gas 2C contingent resources; and
- ✓ **Solimões Basin, Juruá Area:** 24.04 bcm of 2C natural gas contingent resources.

In 1Q23, it is also worth noting the production and sale of 73,800 oil barrels through a 60-day Long-duration Test (LDT) run within the scope of the Anebá Discovery Evaluation Plan, in the 1-ENV-25D-AM well in the Amazonas Basin. The purpose of the LDT was to prove the productivity of the discovery well drilled in 2021, and it will provide the Company with the necessary additional information to better size and adjust the accumulation flow models, as well as more accurately determine the resource potential.

Financial Performance

Consolidated

Consolidated Income Statement			
	1Q23	1Q22	%
Net Operating Revenues	2,459.2	759.0	224.0%
Operating Costs	(1,392.3)	(390.7)	256.4%
Depreciation and amortization	(244.6)	(110.3)	121.8%
Operating Expenses	(314.3)	(139.8)	124.8%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(0.3)	(17.2)	-98.2%
Depreciation and amortization	(170.7)	(14.6)	1069.7%
Other revenue/expenses	(0.3)	120.2	N/A
Equity Income	0.8	0.6	38.4%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,168.5	474.2	146.4%
Adjusted EBITDA ¹	1,168.8	491.4	137.9%
Net Financial Result	(435.2)	(99.4)	337.8%
EBT	318.0	249.9	27.3%
Current taxes	(54.6)	(9.5)	472.5%
Deferred taxes	(40.8)	(55.0)	-25.8%
Minority Interest	(0.2)	0.6	N/A
Net Income	222.9	184.8	20.6%

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

In the first quarter of 2023, the Adjusted Consolidated EBITDA (excluding expenses regarding dry wells and the recording and/or reversal of provisions for doubtful accounts), totaled R\$1,168.8 million, an increase of 37.9% compared to the 1Q22, fueled by:

- (i) the acquisition of all the shares of CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSEPAR”), CEBARRA – Centrais Elétricas Barra dos Coqueiros S.A. (“CEBARRA”), and DC Energia e Participações S.A. (jointly, “CELSE”), completed in 4Q22, which accounted for an increase of R\$346.8 million in EBITDA in 1Q23;
- (ii) the acquisition of Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) in mid-3Q22, contributing R\$124.4 million to EBITDA in 1Q23;
- (iii) the Trading segment result, which reflected a) the R\$71.4 million increase in the commercial margin in the annual comparison, as a result of the incorporation of Focus Energia and the expansion of the scope of the Eneva Trading Company, with an increase in the volume traded by 577% and an increase in the average spread by R\$5 /MWh in the annual comparison, also driven by the result of the contracts originally signed in Futura I that were reallocated to the Trading Company in 1Q23; and b) the increase of R\$ 182.8 million as an effect of the economic variation (non-cash) of the marked-to-market (“MtM”) position of the Trading Company’s futures contracts, supported by the drop in energy market prices and the reallocation of contracts;

- (iv) a year-on-year increase of R\$50.3 million in EBITDA from the Jaguatirica II TPP, which started partial commercial operations in late 1Q22 and reached an availability rate of 81%; and
- (v) The dispatch for energy export to Argentina, which generated R\$39.2 million in EBITDA at the Parnaíba Complex. The year-on-year increase in operating EBITDA was partially mitigated by R\$121.8 million recorded in the Other Revenues/Expenses line in 1Q22, related to the bargain purchase derived from completion of the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus Energia") in March 2022, which had a positive impact on EBITDA in that quarter.

The positive variation of EBITDA in the annual comparison was partially mitigated by the accounting record of R\$121.8 million, recorded in the "Other income/expenses" line in 1Q22, related to the advantageous purchase accounted for upon the completion of the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus Energia") in March 2022, which positively impacted the EBITDA in that quarter.

The net financial result was negative R\$435.2 million in 1Q23, versus negative R\$99.4 million in 1Q22. The change was mainly due to: (i) an upturn of R\$200.6 million in spending on interest on debentures, driven by: a) an increase in the volume of debentures in the Company's total indebtedness in the period as a result of the new issues made by Eneva S.A.; b) the incorporation of CELSE's debentures after the closing of the transaction; c) the beginning of the reclassification in the financial result of financial expenses related to projects that started operating in 2022, which used to be classified as Property, Plant, and Equipment; and d) an increase in the CDI rate in the period; (ii) an upturn of R\$91.7 million in expenses related to debt charges, reflecting the start of operations at the Azulão-Jaguatirica and Parnaíba V projects and the payment schedule of CELSE's debt; and (iii) the recording of R\$46.2 million in interest expenses on lease liabilities (IFRS 16/CPC06) associated with the contract for the leasing of the Floating Storage Regasification Unit ("FSRU") chartered by the Porto de Sergipe I TPP. These amounts were partially offset by a year-on year upturn of R\$40.0 million in income from financial investments in 1Q23, reflecting an increase in the average CDI rate in the period.

Consolidated net income totaled R\$222.9 million in 1Q23, versus net income of R\$184.8 million in 1Q22.

Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow			
	1Q23	1Q22	Absolute Change
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,168.5	474.2	694.3
(+) Changes in Working Capital	(353.4)	(193.6)	(159.8)
(+) Income Tax	(138.1)	(14.3)	(123.8)
(+) Other Assets & Liabilities	(103.5)	(9.1)	(94.4)
Cash Flow from Operating Activities	573.5	257.2	316.3
Cash Flow from Investing Activities	(340.9)	(2,313.8)	1,972.9
Cash Flow from Financing Activities	(781.5)	1,509.0	(2,290.5)
New Debt and Others	30.7	1,699.0	(1,668.3)
Debt amortization	(25.8)	(10.6)	(15.2)
Interest	(316.9)	(51.5)	(265.4)
Other	(469.5)	(127.9)	(341.6)
Total Cash Position ¹	1,474.0	1,130.1	343.8

1 – Includes cash and cash equivalents.

The Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") reached R\$573.5 million in 1Q23, driven by the operating result in the quarter but partially mitigated by the negative impact of the change in working capital in the period, the increase in income tax, and the effect of the change in other assets and liabilities.

In 1Q23, working capital needs were basically due to the combination of the following effects:

- (vi) a negative impact of R\$217.6 million on accounts payable in the period, notably (a) R\$91.0 million in expenses related to bonuses and profit sharing referring to 2022 paid in 1Q23; (b) R\$64.0 million at the Porto de Sergipe I TPP mainly related to the payment of the take-or-pay contractual penalty to the LNG supplier recorded in the income statement in 4Q22 but mostly disbursed in 1Q23, as well as insurance and supplier payments related to the TPP; (c) lower amounts related to energy purchases at Eneva Comercializadora compared to the end of 2022, with a net decrease of R\$78 million in accounts payable; (d) R\$19 million in annual payments to the Brazilian National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) for the area occupancy or retention fee;
- (vii) a R\$203.9 million negative adjustment as a corresponding entry to the non-cash amount recorded in EBITDA in 1Q23 related to the change in the impact of the mark-to-market of the expected realization of energy futures contracts at Eneva Comercializadora;
- (viii) These impacts on working capital were partially offset by the effect of the decline in accounts receivable related to export revenues of all the TPPs in the Parnaíba Complex in 1Q23, with a positive impact of around R\$112.0 million in 1Q23, due to the full receipt of all the amounts related to export revenues including outstanding amounts from 4Q22 and amounts from 1Q23. It is worth noting that all export revenues for 1Q23, concentrated in January, were received in 1Q23; therefore, there were no balances of accounts receivable related to energy exports made in the quarter at the end of the period.

Income tax and social contribution payments totaled R\$138.1 million in 1Q23, driven by the total payment of R\$86.4 million in taxes referring to December 2022 in January 2023 related to CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”). The amount paid in January 2023 reflects the difference between the monthly income tax and social contribution advances calculated based on gross revenues for the reference period from January to November at CGTF and the actual calculation based on the balance sheet.

The negative change of R\$103.5 million in the Other Assets & Liabilities line in Cash Flow from Operating Activities (CFO) in 1Q23 was mainly due to the effects of an increase in the balance of recoverable withholding income tax on the redemption of financial investments and a decrease in the tax payable balance compared to the end of 2022, in particular PIS/COFINS taxes, which were paid in the first quarter as revenues were concentrated in January, reducing the balance payable at the end of the period

Cash flow from Investing Activities (“CFI”) totaled a cash outflow of R\$341.4 million in 1Q23, mainly due to the following disbursements: (i) R\$117.1 million in payments to the supplier of the gas and steam turbines for the Azulão 950 MW project; (ii) R\$54.0 million directed to Upstream exploration and development activities in the Parnaíba Basin; (iii) R\$38.4 million referring to the construction of the Parnaíba VI TPP; (iv) R\$28.8 million related to the acquisition of additional cryoboxes, equipment, and services associated with the installation of equipment in the liquefaction plant of the Azulão-Jaguatirica system; (v) R\$28.9 million for the construction of liquefaction units in the Parnaíba Complex to perform the small-scale LNG (“SSLNG”) sale agreements entered into by Eneva to supply the industrial facilities of Suzano S.A. and Vale S.A.; (vi) R\$15.0 million in disbursements to suppliers of transformers, inverters, and panels of the Futura 1 Solar Project; (vii) R\$12.4 million in payments related to the achievement of contract milestones in the manufacturing and delivery of cryogenic trailers that will be used in the SSLNG sale logistics in Parnaíba; (viii) R\$8.8 million mainly related to the acquisition of spare parts for the Parnaíba I TPP; and (ix) R\$7.9 million used to acquire transformers and spare parts for the Porto de Sergipe I TPP.

In 1Q23, CFF totaled a net cash outflow of R\$781.5 million, mainly due to the following impacts:

- (i) the recognition of escrow accounts with a total impact of negative R\$434.3 million in the Others line of the CFF in 1Q23, mostly directed to the recognition of R\$361.1 million at SPE CELSE and R\$58.1 million at SPE Parnaíba Geração e Comercialização (“PGC”), reflecting the amounts recorded in reserve accounts for the payment of the principal and interest of debt from CELSE in April 2023 and PGC in May 2023; and
- (ii) amortization of principal and interest totaling negative R\$342.7 million, according to the Company’s debt amortization schedule, related to FINEP financing at Eneva, financing from Banco da Amazônia S.A. (BASA) for the Azulão-Jaguatirica Integrated Project, financing from Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) for the Futura 1 Project, and the debentures issued by Eneva S.A. in 2020 and 2022 in the 6th, 8th, and 9th debenture issuances. Of the total amount in the Interest Amortization line, negative R\$103.4 million refers to derivative transactions (swaps) entered into in 3Q22 to convert the exposure of around R\$3.1 billion in financing originally indexed to the IPCA inflation index to the CDI rate. Given the CDI rate short position, it is necessary to make payments related to the update of the index in the period that it produces its economic effect.

Cash flow from Financing Activities (“CFF”) was also positively impacted by R\$30.7 million raised in 1Q23, due to disbursements made in the period related to the Northeast Development Fund (*Fundo de Desenvolvimento do Nordeste* — “FDNE”) credit line to finance the Parnaíba VI TPP.

Eneva ended 1Q23 with a consolidated free cash balance of R\$1,474.0 million, not including the balance of escrow accounts linked to the Company's financing agreements recorded in Liabilities, totaling R\$1,332.5 million, R\$974.7 million of which concentrated at CELSE.

Economic-Financial Performance by Segment

Gas-Fired Thermal Generation in Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, which owns the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns the Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs, in addition to being the SPE responsible for the development of the Parnaíba VI TPP.

Income Statement - Parnaíba Generation	1Q23	1Q22	%
Gross Operating Revenues	501.2	391.2	28.1%
Fixed Revenues	383.6	362.6	5.8%
Variable Revenues	117.5	28.7	310.1%
Contractual ¹	0.1	(13.0)	N/A
Short Term market	117.4	41.7	181.6%
Others	117.4	41.7	181.6%
Deductions from Gross Revenues	(50.1)	(38.4)	30.6%
Unavailability (ADOMP)	-	(0.1)	N/A
Net Operating Revenues	451.0	352.8	27.8%
Operating Costs	(266.5)	(177.5)	50.1%
Fixed Costs	(136.6)	(119.8)	14.0%
Transmission and regulatory charges	(44.3)	(31.2)	42.1%
O&M	(26.3)	(22.4)	17.1%
GTU fixed lease	(66.0)	(66.2)	-0.3%
Variable Costs	(90.0)	(14.6)	517.4%
Fuel (natural gas)	(31.9)	(0.4)	7163.0%
Gas distribution tariff	(2.6)	0.4	N/A
GTU variable lease	(8.1)	-	N/A
Fixed Revenues Devolution	(24.1)	-	N/A
Trading (P.IV)	(13.7)	(8.7)	56.3%
Others	(9.6)	(5.8)	65.6%
Depreciation and Amortization	(39.9)	(43.1)	-7.6%
Operating Expenses	(4.2)	(6.8)	-38.4%
SG&A	(4.0)	(6.6)	-39.5%
Depreciation and Amortization	(0.2)	(0.2)	3.0%
Other revenues/expenses	0.0	(0.1)	N/A
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	220.5	211.8	4.1%
Recurring EBITDA Margin (%)	49%	60%	-11.1 p.p.

¹ Contractual = Includes Regulated Market Energy Purchase Agreement

Net operating revenues of the segment rose 27.8% over 1Q22, mainly due to an increase in gross variable revenues, which totaled R\$117.5 million in 1Q23 mainly due to (i) gross variable revenues of R\$81.2 million derived from energy exports to Argentina at the Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV, and Parnaíba V TPPs; (ii) gross variable revenues of R\$3.8 million derived from surplus energy for export, which occurs due to the load modulation constraints of the plants and is settled at the PLD; (iii) gross variable revenues of R\$10.4 million related to the settlement of energy of the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs on the spot market for the commissioning of the steam turbine of the combined cycle; and (iv) reestablishment of commercial backing transactions and trading transactions totaling R\$15.5 million, with a corresponding entry in Variable Costs under Trading, in the amount of R\$13.7 million. It is worth noting that, in 1Q22, the net result of these transactions totaled around R\$15 million, mainly reflecting contracts entered into in the last quarter of 2021, when the spot price was around R\$250/MWh. However, when these contracts were settled, the PLD was close to its floor.

As a result, due to dispatch for export and commissioning of the Parnaíba V TPP, the variable generation margin grew by R\$19.5 million over 1Q22, but, on the other hand, the variable margin of the reestablishment of commercial backing transactions and trading transactions decreased by R\$14.6 million in the same period.

It is worth noting that, in 1Q23, energy exports to Argentina¹⁴ generated EBITDA of R\$39.2 million in the Parnaíba Complex, including exported energy and the amount settled at the PLD due to load modulation constraints. A portion of this EBITDA remains in the generation segment, and another portion is transferred to the Upstream segment through the fuel cost paid by the plants, except for the Parnaíba V TPP, which is steam-turbine powered, and the variable lease paid by the Parnaíba I and Parnaíba III TPPs.

In addition, gross fixed revenues grew R\$21.1 million between 1Q22 and 1Q23, due to the contract adjustment based on the IPCA inflation index in November 2022. It is worth mentioning that, in 1Q23, gross fixed revenues of the Parnaíba II TPP were negatively impacted by the fulfillment of the Consent Decree (*Termo de Ajuste de Conduta* — “TAC”) of 2014, focused on mitigating the effects of the delay in the startup of the plant. As a contribution to tariff affordability, said TAC¹⁵ established a decline of around R\$25 million in the plant’s fixed revenues in 2023. This amount has already been adjusted for the IPCA inflation index. The impact amounted to R\$6.0 million in 1Q23, up from R\$5.6 million in 1Q22.

Fixed costs grew 14.0% over 1Q22, mainly due to (i) an increase in costs related to the Electricity Transmission Fee (“TUST”) derived from the startup of the Parnaíba V TPP, which totaled R\$6.0 million in 1Q23 and did not occur in 1Q22; (ii) the adjustment of the TUST of the Parnaíba I TPP in July 2022, with an additional impact of R\$6.0 million at the plant, due to the end of the stability period; and (iii) an increase in O&M costs also linked to the startup of the Parnaíba V TPP. As a result, the fixed margin of the segment rose R\$1.5 million in the period.

As a result, EBITDA from the segment totaled R\$220.5 million in 1Q23, up 4.1% over 1Q22.

¹⁴ This energy sale modality was provided for in Ordinance 418/2019 issued by the Ministry of Mines and Energy, which established guidelines for interruptible energy exports to Argentina, in the form of bilateral contracts for periods of up to one week. A trading agent in Brazil brokers the contracts and negotiates with Brazilian thermal generators that are out of the merit order and that, therefore, can sell energy abroad to supply the demand expected by CAMMESA, the Argentinean electric system operator and planner.

¹⁵ Parnaíba II’s Consent Decree (Maranhão III TPP) can be accessed at https://portal.tcu.gov.br/data/files/15/57/9B/B5/7DDC9710FC66CE87E18818A8/TAC_UTE_Maranhao%20III.pdf.

Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of the subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP (“Jaguatirica II TPP”). It is worth noting that the result of the Azulão Field is consolidated into the Upstream segment.

The Jaguatirica II TPP started supplying energy to the Isolated System of Roraima on February 15, 2022, with the commercial operations of its first gas turbine. On March 9, 2022, the second gas turbine, with the same capacity, was authorized by ANEEL to begin commercial operations. Finally, on May 24, 2022, the third-generation unit, a steam turbine, started operating, and the plant reached its total installed capacity of 141 MW.

Income Statement - Jaguatirica II TPP			
	1Q23	1Q22	%
Gross Operating Revenues	176.4	42.7	312.9%
Fixed Revenues	135.0	35.5	280.8%
Variable Revenues	41.3	7.2	470.2%
Contractual ¹	41.3	7.2	470.2%
Short Term market	-	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(43.8)	(8.4)	424.0%
Unavailability (ADOMP)	(35.8)	(6.4)	460.2%
Net Operating Revenues	132.6	34.4	285.9%
Operating Costs	(89.0)	(18.6)	377.5%
Fixed Costs	(48.3)	(9.9)	388.7%
Transmission and regulatory charges	(0.3)	(0.0)	N/A
O&M	(47.9)	(9.9)	385.6%
GTU fixed lease	-	-	N/A
Variable Costs	(11.7)	(2.7)	342.3%
Fuel (natural gas)	(9.9)	(1.8)	444.5%
Others	(1.8)	(0.8)	120.4%
Depreciation and Amortization	(29.0)	(6.1)	374.7%
Operating Expenses	(3.9)	(4.3)	-8.6%
SG&A	(3.9)	(3.5)	12.9%
Depreciation and Amortization	-	(0.8)	N/A
Other revenues/expenses	0.0	0.0	-36.8%
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	68.7	18.4	274.0%
% EBITDA Margin	51.8%	53.5%	0.0 p.p.

¹ Includes Regulated Market Energy and Potency Purchase Agreement in Isolated Systems

In 1Q23, the plant recorded net operating revenues of R\$132.6 million, impacted by gross fixed revenues of R\$135.0 million and gross variable revenues of R\$41.3 million, as the plant’s average dispatch stood at 65%, up from 20% in 1Q22, when the plant began commercial operations. These amounts were partially offset by the deduction from revenues related to the plant unavailability in the period, as set forth in its agreement entered into at the ANEEL Auction to supply Boa Vista region and adjacent locations in 2019,

which totaled R\$35.8 million, allocated to the Deductions from Gross Revenues line, an improvement of R\$25.3 million over the figure recorded in 4Q22, as plant availability increased in the period.

As mentioned in the Operating Result section of this document, the Jaguatirica TPP has been through a stabilization period after its commissioning. In 1Q23, the plant had an availability rate of 81%, up 22 p.p. over the average availability rate of 59% recorded in 4Q22. This improvement was due to the conclusion of repairs in the gearboxes in January 2023. Throughout the quarter, the liquefaction system recovery plan advanced; this plan, which includes the installation of new cryogenic modules and an increase in self-generation capacity, is expected to be completed at the end of 2Q23.

Fixed costs totaled R\$48.3 million. Since January 2023, fixed costs related to transport have been classified following the IFRS16 accounting standards for contracts for the use of assets and therefore no longer have an impact on the O&M line. Thus, the R\$9.3 million change compared to 4Q22 refers to this classification.

Meanwhile, variable costs totaled R\$11.7 million in 1Q23 and mainly reflect fuel costs to supply dispatch and the variable portion of fuel transport costs.

As the plant had not yet started operating at full capacity at the end of 1Q22, since it operated with only the two gas turbines, the fixed and variable margins of the Jaguatirica II TPP improved substantially year on year in 1Q23, leading to a 274% increase in EBITDA to R\$68.9 million.

Comparing 1Q23 and 4Q22, when the plant had already been fully commissioned, EBITDA also increased substantially, growing 173%, mainly driven by the aforementioned factors and a decline in defrayed costs in the period.

Gas-Fired Thermal Generation - Third-party Fuel

This segment is comprised of subsidiaries CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) and CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A. (“CELSE”). The Company completed the acquisition of CGTF and CELSE on August 23, 2022, and October 3, 2022, respectively.

CGTF’s main operational asset is the Fortaleza TPP, a gas-fired thermal power plant, implemented under the federal government’s Priority Thermoelectricity Program (*Programa Prioritário de Termoelectricidade* – “PPT”), with an installed capacity of 327 MW, located in the city of Caucaia, Ceará state, in the Brazilian Northeast region. The plant has an energy sale contract with distributor Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), entered into on August 31, 2001, and valid until 2023.

CELSE’s main operational asset is the Porto de Sergipe I TPP, a natural gas-fired thermal power plant in a combined cycle configuration, with an installed capacity of 1,593 MW, located in Barra dos Coqueiros, in Sergipe state, in the Brazilian Northeast region. The plant is fully contracted in the regulated market until December 2044, earning annual fixed revenues of R\$1.9 billion (as of: November 2021), indexed to the IPCA inflation index, in addition to variable revenues equivalent to R\$406.2/MWh (as of: June 2022), indexed to Brent crude oil prices, as per the terms of the gas supply agreement.

It is important to point out that the figures presented below refer exclusively to the period after the acquisition of each asset. Therefore, this document does not present pro-forma data from previous periods for comparison purposes.

Gas-fueled TPPs - Third Party Fuel	Fortaleza TPP	Porto de Sergipe I TPP
	1Q23	12M22
Gross Operating Revenues	435.8	504.8
Fixed Revenues	392.9	497.1
Variable Revenues	42.9	7.7
Contractual ¹	-	-
Short Term market	42.9	7.7
Reestablishment of commercial backing -F	-	7.7
Others	42.9	-
Deductions from Gross Revenues	(93.3)	(51.2)
Unavailability (ADOMP)	-	-
Net Operating Revenues	342.4	453.6
Operating Costs	(227.3)	(195.2)
Fixed Costs	(179.3)	(93.6)
Transmission and regulatory charges	(7.9)	(38.7)
O&M	(21.6)	(31.1)
Variable Costs	(149.8)	(23.8)
Variable Costs	(37.1)	(9.1)
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	(7.3)
Trading (P.IV)	(37.1)	-
Others	(0.0)	(1.8)
Depreciation and Amortization	(10.8)	(92.5)
Operating Expenses	(1.6)	(4.4)
SG&A	(1.6)	(4.3)
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.1)
Other revenues/expenses	0.0	0.2
Equity Income	-	-
EBITDA (as of ICVM 527/12)	124.4	346.8
EBITDA margin	36.3%	76.5%

¹ Regulated Market = Includes Contract for Commercialization of Energy in the Regulated Environment (CCEAR) and Contract for Commercialization of Energy and Power in Isolated Systems (CCESI)

In 1Q23, both plants remained out of the regulatory merit order dispatch. As a result, Net Operating Revenues of the segment came mostly from fixed revenues of the plants.

At the Fortaleza TPP, reported variable revenues refer to the agreement for the supply of 193 average MW/month to Petrobras S.A. ("Petrobras"), whose energy purchase is made on the spot market and accounted for in Variable Costs under the Reestablishment of Commercial Backing (FID) line. The sale of this energy to Petrobras is also based on the PLD for the period and is recorded in Variable Costs under the Reestablishment of Commercial Backing (FID) line.

Fixed costs totaled R\$179.3 million at the Fortaleza TPP in 1Q23, mainly due to (i) costs related to the gas supply and transport agreements entered into with Petrobras and Companhia de Gás do Ceará ("CEGAS") (ship or pay and take or pay), which totaled R\$72.3 million in the period. These costs, which are incurred regardless of whether there is a need for fuel supply, would have been allocated to variable costs if there had been dispatch at the plant in the quarter. However, as there was no power generation, these costs were included in fixed costs in 1Q23; and (ii) the costs incurred in connection with another

agreement entered into with Petrobras, which provides for the sale of 307 average MW/month by Petrobras to the Fortaleza TPP to deliver energy to COELCE. The Fortaleza TPP buys energy from Petrobras at a fixed price, which is adjusted annually in April (currently at R\$109.6/MWh) — recorded under fixed costs — and sells it to COELCE also at a fixed price, which is adjusted annually in April (currently at R\$592.37/MWh) — recorded under Fixed Revenues.

As a result, EBITDA from the Fortaleza TPP totaled R\$124.4 million in 1Q23.

In the case of the Porto de Sergipe I TPP, variable revenues refer to commercial backing transactions to reconstitute the physical guarantee arising from unavailability recorded over the last 60 months of operation of the plant, with a corresponding entry in Variable Costs, under Reestablishment of Commercial Backing (FID).

Fixed costs totaled R\$93.6 million in 1Q23, of which R\$38.7 million refers to the payment of the TUST and the remainder was mainly comprised of (i) R\$19.5 million in cost of onshore and offshore operating insurance policies in the period; (ii) R\$9.3 million in FSRU operating costs; (iii) R\$6.9 million in personnel costs; (iv) R\$5.7 million in costs related to contracts entered into with General Electric for outsourcing plant operation and maintenance services; (v) R\$5.7 million in taxes related to the payment of the take-or-pay cost for the gas supplied by Ocean — Qatar Petroleum referring to 4Q22; and (vi) R\$4.5 million in costs related to the internal gas consumption of the FSRU and Boil Off Gas (“BoG”), which refers to the gas evaporated from the ship, remaining from the plant’s last dispatch period.

As a result, EBITDA from the Porto de Sergipe I TPP totaled R\$346.8 million in 1Q23, with an EBITDA margin of 76.5%.

Coal-Fired Thermal Generation

This segment is comprised of subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A. (“Itaqui TPP”) and Pecém II Geração de Energia S.A. (“Pecém II TPP”).

Income Statement			
Coal-Thermal Generation			
	1Q23	1Q22	%
Gross Operating Revenues	257.6	253.7	1.5%
Fixed Revenues	255.7	240.3	6.4%
Variable Revenues	1.9	13.3	-85.8%
CCEAR ¹	0.1	6.0	-98.7%
Short Term market	1.8	7.4	-75.3%
Reestablishment of commercial backing (FID)	1.8	5.2	-65.3%
Other	0.0	2.1	-99.8%
Deductions from Gross Revenues	(26.6)	(25.9)	2.8%
Unavailability (ADOMP)	-	0.3	N/A
Net Operating Revenues	231.0	227.8	1.4%
Operating Costs	(115.9)	(115.5)	0.4%
Fixed Costs	(61.9)	(55.6)	11.2%
Transmission and regulatory charges	(16.5)	(15.9)	4.1%
O&M	(45.3)	(39.7)	14.1%
Variable Costs	(3.6)	(8.9)	-59.2%
Fuel (natural gas)	-	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(1.6)	(6.5)	-74.6%
Other	(2.0)	(2.4)	-17.5%
Depreciation and Amortization	(50.4)	(51.0)	-1.1%
Operating Expenses	(6.3)	(4.9)	27.4%
SG&A	(5.9)	(4.6)	29.5%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.4)	0.4%
Other revenue/expenses	(0.4)	(0.9)	-61.1%
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	159.2	157.8	0.9%
Recurring EBITDA Margin (%)	69%	69%	-0.3 p.p.

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement.

The National System Operator (“ONS”) did not ask Eneva’s coal-fired thermal plants to dispatch in 1Q23, given the favorable hydrological scenario in Brazil. Therefore, revenues of the segment were concentrated in the sum of fixed revenues of the plants, which totaled R\$255.7 million in 1Q23, 6.4% more than in 1Q22, fueled by the annual contract adjustment for inflation in November 2022.

Total variable revenues dropped by R\$11.5 million because of (i) the lower number of FID transactions in 1Q23 compared to 1Q22 — these transactions are designed to recover the commercial backing deficit from the previous year — due to improved availability at these plants; and (ii) the refund of the Emergency Water Charge (“EHE”) at Pecém II in 1Q22, totaling R\$5.2 million, related to power generation in 4Q21.

This effect did not occur again in 1Q23, thus resulting in the change presented above. When the plant dispatches, it incurs costs associated with consumption of water from the Ceará state supply system; however, as these costs were not provided for in the auction, they are refunded within 90 days.

Fixed costs grew by R\$6.2 million in 1Q23 compared to 1Q22, mainly due to an increase in O&M costs. As in 1Q23 there was no coal ship unloading at the power plants, take-or-pay costs of logistics services were recorded in fixed costs, unlike in 1Q22, when there was ship unloading and costs could be partially allocated to the inventory account. The year-on-year increase in O&M also reflected the above-inflation adjustment of logistics service contracts and the Shared Use of Assets Contract with EDP related to the shared use of services at the Pecém II TPP. Despite these effects, the fixed margin of the coal segment rose R\$7.1 million in 1Q23 versus 1Q22.

As a result, EBITDA from the coal generation segment totaled R\$159.2 million in 1Q23, in line with the same period last year.

Upstream (E&P)

This segment is comprised within Eneva S.A. Upstream results, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin, are presented separately to facilitate the performance analysis of the segment.

Income Statement Upstream	1Q23	1Q22	%
Gross Operating Revenues	165.5	84.6	95.7%
Fixed Revenues	72.9	72.9	0.0%
Variable Revenues	92.6	11.6	694.9%
Gas Contract Sales	44.7	4.1	991.9%
Variable leasing Contract	8.7	(0.0)	N/A
Condensate Sales and Others	39.2	7.6	419.2%
Deductions from Gross Revenues	(26.2)	(13.6)	93.1%
Net Operating Revenues	139.3	71.0	96.2%
Operating Costs	(59.8)	(32.9)	81.7%
Fixed Costs	(27.6)	(23.5)	17.4%
O&M Cost (OPEX)	(27.6)	(23.5)	17.4%
Variable Costs	(10.3)	0.5	N/A
Government Contribution	(8.5)	2.1	N/A
Lifting Cost/Compression	(1.8)	(1.6)	10.6%
Depreciation and Amortization	(21.9)	(9.9)	121.9%
Operating Expenses	(38.8)	(33.8)	14.6%
Exploration Expenses Geology and geophysics (G&G)	(33.5)	(28.5)	17.5%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(0.3)	(17.2)	-98.2%
SG&A	(5.3)	(2.5)	107.6%
Depreciation and Amortization	0.0	(2.8)	N/A
Other revenue/expenses	(0.1)	0.0	N/A
Equity Income	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	62.5	16.9	269.7%
EBITDA excluding dry wells ¹	62.8	34.1	84.2%
% EBITDA Margin excluding dry wells	45.1%	48.1%	-2.9 p.p.

¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

Net operating revenues of the Upstream segment totaled R\$139.3 million in 1Q23, up 96.2% year on year, mostly impacted by higher dispatch of the Parnaíba Complex plants and the Jaguatirica II TPP in 1Q23 versus 1Q22 and the significant increase in the sale of condensate from the Azulão Field (R\$13.1 million) and oil from the Anebá prospect (R\$20.0 million) to the Manaus Free Trade Zone, which resulted in gross revenues of R\$33.1 million in 1Q23.

Fixed costs rose 23.7% compared to 1Q22, driven by operating costs of Upstream activities in Amazonas recorded in the O&M line, which, until February 2022, were classified as Capex, as the project was at the

final stage at that time. Variable costs amounted to R\$10.3 million, reflecting an increase in costs related to Government Contribution due to dispatch at the Parnaíba and Jaguatirica TPPs.

Operating expenses, excluding depreciation and amortization, rose 20.2% year on year in 1Q23, mainly reflecting (i) an increase in G&G expenses related to the seismic campaign that began in the second half of 2022, expected to be completed by the end of the first half of 2023; (ii) the recognition, in 1Q22, of R\$17.2 million related to two dry wells, which did not occur in 1Q23; and (iii) an upturn in general and administrative expenses, which have been recorded in the result of the Upstream segment in Amazonas as of February 2022.

As a result, adjusted EBITDA (excluding dry wells) from the segment totaled R\$62.8 million in 1Q23, of which R\$19.9 million comes from energy exports to Argentina at the Parnaíba plants and is transferred to the Upstream segment through the sale of gas and variable lease revenues.

Energy Trading

This segment is comprised of indirect subsidiary Eneva Comercializadora de Energia Ltda. and, since March 2022, the trading SPEs arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). The Energy Trading segment mainly engages in the purchase and sale of third-party energy, hedging operations against the effects of energy price variations for Eneva's power plants, and the trading of gas and energy solutions to end customers.

Income Statement Energy Trading	1Q23	1Q22	%
Net Operating Revenues	840.1	138.9	504.7%
Chg. MtM Energy Future Contracts	203.9	21.2	863.0%
Operating Costs	(557.7)	(110.7)	403.9%
Power acquired for resale	(557.4)	(23.2)	2303.9%
Other	(0.3)	(87.5)	-99.7%
Operating Expenses	(14.2)	(7.0)	102.8%
SG&A	(13.8)	(6.8)	104.2%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.2)	56.4%
Other revenue/expenses	0.2	(1.4)	N/A
Equity Income	0.0	0.4	-96.8%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	268.8	20.5	1211.8%
% EBITDA Margin	32.0%	14.7%	17.2 p.p.

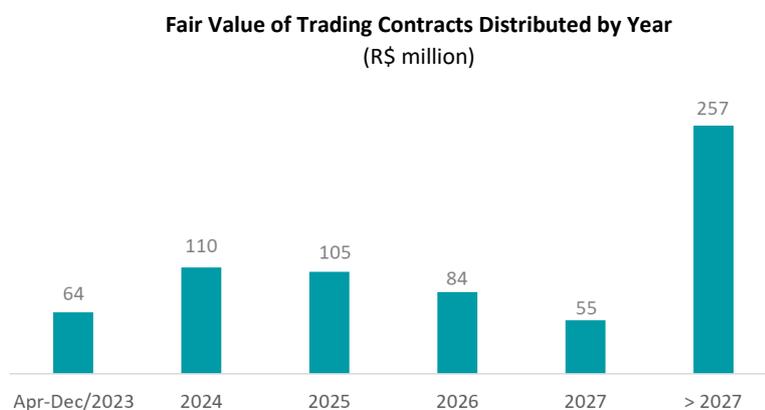
Net operating revenues of the Energy Trading segment reached R\$840.1 million in 1Q23, R\$701.2 million more than in 1Q22, driven by:

- (i) the expansion of the portfolio of clients and energy trading contracts, with a 577% year-on-year increase in energy traded volume, to 5,645 GWh in 1Q23, reflecting the expansion in the scope of Eneva Comercializadora after the merger of Focus Energia and the results related to the sale of energy with the reallocation of contracts originally entered into by Futura I to Eneva Comercializadora in 1Q23¹⁶;
- (ii) a positive impact of R\$203.9 million of the non-cash accounting change in the MtM position of futures contracts in 1Q23, versus R\$21.2 million in 1Q22, driven by the decline in energy market prices and the reallocation of the contracts to Eneva Comercializadora in 1Q23.

The amount of R\$203.9 million classified as MtM change in 1Q23 corresponds to the change in the fair value balances of energy trading contracts at the end of 4Q22 and the measurement of the fair value of the new contracts entered into during the quarter for the end of 1Q23, with the update of the expected realization of future positions. The net position (balances of Asset accounts less balances of Liability accounts) of the fair value of these contracts totaled R\$675.3 million at the end of 1Q23, reflecting the sum of the differences between the value at the contracted prices and the value at the current market prices of the outstanding positions in each maturity, net of PIS/COFINS taxes, discounted to present value

¹⁶ It is worth noting that the acquisition of Focus Energia was completed in March 2022; therefore, Eneva's results included the results of the acquired companies for only one month in 1Q22.

at the end of 1Q23 using the corresponding rates¹⁷. The distribution of the R\$675.3 million position by year, based on the maturity of each contract, is shown below:



Operating costs grew by R\$447.0 million compared to 1Q22, due to an increase in energy trading volume in the period. However, the increase in revenues (excluding the MtM change) was higher than the upturn in costs, and the Company recorded an increase of R\$71.4 million in the commercial margin in the period, reflecting, in addition to greater volume in the quarter, the year-on-year increase of R\$5/MWh in the average trading spread in 1Q23 due to the materialization of the projected price scenario in Eneva's strategy for the period.

Operating expenses grew by R\$7.1 million in 1Q23 versus 1Q22, chiefly because of the headcount increase and administrative expenses related to the scope of operations of this business line.

As a result of the commercial margin increase and the MtM impact recorded in 1Q23, EBITDA from this segment totaled R\$268.8 million in 1Q23, an increase of R\$248.3 million over the R\$20.5 million recorded in 1Q22.

¹⁷ The discount rates used correspond to the zero-coupon curve of IPCA-indexed bonds (NTN-B) disclosed by the Brazilian Financial and Capital Markets Association ("Anbima"; real interest rates), and the amounts of future flows do not consider the expected price adjustment for the applicable inflation indexes.

Holding & Other

This segment consists of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. Eneva S.A. also incorporates businesses in the Upstream segment, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin. However, to allow for a better analysis of the performance of the Company's business segments, the Company is presenting the results of the Holding & Other segment separately.

As of March 2022, this segment has also included the results arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A., completed on March 11, 2022.

Income Statement Holding & Other	(R\$ million)		
	1Q23	1Q22	%
Net Operating Revenues	0.0	0.4	-95.2%
Operating Costs	(11.8)	(1.8)	565.1%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.2)	-66.0%
Operating Expenses	(98.4)	(79.5)	23.7%
SG&A	(56.7)	(57.3)	-1.0%
SOP/long-term incentive expenses	(14.5)	(15.4)	-5.7%
Depreciation and Amortization	(27.2)	(6.9)	296.3%
Other revenue/expenses	0.1	123.1	-99.9%
EBITDA Ex-Equity Income	(82.8)	49.3	N/A

¹ Equity Income consolidates the results referring to the subsidiaries of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A. and is almost completely eliminated in the consolidated result.

In 1Q23, expenses from this segment, excluding depreciation and amortization, totaled R\$71.2 million, of which R\$14.5 million refers to Long-Term Incentive Programs. Of this amount, R\$11.3 million refers to non-cash provisions for Long-Term Incentive Programs and R\$3.3 million refers to cash disbursements related to the payment of labor charges due to the maturity of Long-Term Incentive Programs in 1Q23.

General and administrative expenses, excluding the expenses related to the Long-Term Incentive Programs, totaled R\$56.7 million, remaining flat year on year. Compared to 4Q22, general and administrative expenses dropped significantly, by 48.3%, driven by lower spending on legal and financial advisory services, as well as marketing and advertising, in 1Q23.

In 1Q22, the Other Revenues/Expenses line also included a R\$121.8 million impact related to the bargain purchase of Focus, whose merger was completed in March 2022.

As a result, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated financial statements), the segment recorded EBITDA of negative R\$82.8 million in 1Q23, compared to positive R\$49.3 million in 1Q22.

The Depreciation and Amortization line includes the amortization of goodwill of the assets consolidated in the Holding company. Thus, given the completion of the merger of CGTF into the Holding company on March 15, 2023, R\$18 million related to the amortization of CGTF for one month was recorded in this line. As a result, the line totaled R\$27.2 million in 1Q23, up from R\$6.9 million in 1Q22, when only goodwill related to Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) was recorded.

Consolidated Financial Result

Net Financial Result			
	1Q23	1Q22	%
Financial Revenues	88.5	41.2	114.6%
Income from financial investments	77.3	37.3	107.3%
Fines and interest earned	3.5	3.2	9.8%
Interest on debentures	-	-	N/A
Others	7.8	0.8	869.7%
Financial Expenses	(508.7)	(134.7)	277.6%
Fines interest	(1.4)	(0.5)	198.5%
Debt charges ¹	(105.4)	(13.7)	671.8%
Interest on provisions for abandonment	(11.0)	(9.0)	21.5%
Fees and emoluments	(8.8)	(1.3)	564.1%
IOF/IOC	(6.6)	(2.7)	147.3%
Debentures Cost	(296.0)	(95.4)	210.4%
Others	(79.5)	(12.2)	550.9%
FX Exchange and monetary variation	(26.0)	(5.9)	338.6%
Losses/gains on derivatives	11.0	-	N/A
Net Financial Income (Expense)	(435.2)	(99.4)	337.8%

1 - Includes amortization on transaction costs.

The Company recorded a negative net financial result of R\$435.2 million in 1Q23, compared to negative R\$99.4 million in 1Q22. The variation in the period was mainly due to the following factors:

- i) a R\$200.6 million increase in the Interest on Debentures line, especially due to (a) the rise in the CDI rate in the period (13.65% in 1Q23 vs 10.23% in 1Q22), with an impact of R\$38.6 million in 1Q23; (b) an increase in the volume of debentures in total indebtedness, with the 8th and 9th simple debenture issues, with an impact of R\$63.5 million in 1Q23; (c) the recording of CELSE's debentures in the result after completion of the acquisition in 4Q22, with interest on debentures of R\$73.0 million in 1Q23; and (d) the beginning of the impact of the ENEV16 and ENEV26 debentures (with financing backing of the Azulão-Jaguatirica Project) and the ENEV32 debenture (with financing backing of the Parnaíba V Project) on the financial result, with a total impact of R\$25.5 million on the Interest on Debentures line in 1Q23, after the startup of said projects in March 2022 and in November 2022. Until then, the financial expenses of the projects were recorded under Construction in Progress¹⁸;
- ii) a R\$91.7 million upturn in the Debt Charges line, mainly reflecting the recording of CELSE's debt information in the Company's consolidated financial statements since the completion of the acquisition. Of the total amount recorded in 1Q23, R\$85.7 million refers to charges related to CELSE's financing agreements and R\$15.4 million refers to debt incurred at BNB and BASA for the Parnaíba V and Azulão-Jaguatirica projects, respectively, whose interest, monetary adjustment, and charges started being recorded in the Company's Financial Result at the startup

¹⁸ This capitalization is in accordance with Accounting Standard CPC 20, which allows the reclassification of interest, monetary adjustment, and charges to construction in progress during the implementation period of projects until the startup of operations.

of operations, in 2022, which did not occur fully in 1Q22 as these expenses were classified as Construction in Progress¹². It is worth noting that the Interest on Debentures and Debt Charges lines are not being impacted by charges related to the financing of projects not yet in operation (Parnaíba VI TPP and Futura I Solar Power Plant), which are recorded under Property, Plant, and Equipment;

- iii) an increase in the Others line in financial expenses in 1Q23, mainly due to a R\$46.2 million impact of interest expenses on lease liabilities (IFRS 16/CPC06) associated with the contract for the leasing of the FSRU chartered by the Porto de Sergipe I TPP, as well as less relevant items, including COFINS tax on financial revenues; and
- iv) a R\$20.1 million year-on-year increase in the FX Exchange and Monetary Variation line in 1Q23. The total amount of 1Q23 reflects the combination of (a) monetary variation totaling negative R\$97.3 million, mainly due to an increase in Eneva's debt compared to 1Q22; (b) the recording of foreign exchange and monetary variation on CELSE's financing agreements, totaling negative R\$23.0 million in 1Q23; and (c) the positive impact of R\$90.0 million related to the foreign exchange variation incurred in the chartering of the FSRU at the Porto de Sergipe I TPP (IFRS 16), partially mitigating the negative effects in the line;

The year-on-year decline in the net financial result in 1Q23 was partially offset by an increase of R\$40.1 million in the Income from Financial Investments line in the period, reflecting an increase in the average CDI rate in the period.

Capex

Capex	(R\$ million)					
	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	2022	1Q23
Coal Generation	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
Gas Generation	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	-	-	-	-	-	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 Complex	-	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
Development	69.8	101.9	91.6	77.9	341.2	32.3
Exploration	73.6	56.8	61.7	32.9	225.0	12.2
LNG Commercialization	-	22.0	18.6	65.9	106.5	39.9
Holding and Others	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

1 - Parnaíba I CAPEX is presented separately from that of Parnaíba V and Eneva Comercializadora (trading segment). Following the corporate restructuring announced in 1Q20, SPE Parnaíba I was incorporated into SPE PGC in January/20.

2 - CAPEX for each one of Parnaíba II, III and IV is presented separately. SPE Parnaíba III and IV were incorporated into SPE Parnaíba II, following the corporate restructuring announced in 4Q18.

3 - Includes Eneva trading segment's CAPEX.

4 - The conclusion of the incorporation of Focus Energia Holding S.A. took place in Mar/22, which included the acquisition of UFV Futura 1. The amounts invested prior to 1Q22 will not be presented by Eneva S.A. since a pro forma will not be made.

5 - UTE Fortaleza was acquired by Eneva S.A. after the completion of the acquisition of CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.

6 - UTE Porto de Sergipe I was acquired by Eneva SA, after the conclusion of the acquisition of CELSEPAR – Centrais Elétricas do Sergipe Participações S.A.

Capex totaled R\$516.8 million in 1Q23, of which 62.7% was allocated to projects under construction, as follows:

- (i) At the Parnaíba VI TPP, Eneva completed the assembly of the HRSG (Heat Recovery Steam Generator) modules and the construction of the containment basin — a structure designed to contain the liquid waste generated by the plant's activities to avoid contaminating the soil and bodies of water. It also received the cooling tower structures;
- (ii) At the Azulão 950 MW complex, R\$117.1 million went to payments related to the first milestones of GE, the supplier of simple cycle and combined cycle turbines. In addition, R\$62.9 million refers to drilling and completion activities at wells 7-AZU-7D-AM, 3-ENV-39D-

- AM, 3-ENV-40D-AM, and 3-ENV-41D-AM. Another R\$24.4 million was allocated to the basic engineering of the Primary Treatment Plant (PTP). The drainage and earth-moving projects were also approved in the period; and
- (iii) In the gas liquefaction plants in Maranhão (SSLNG), Eneva entered into agreements with the logistics operator and the EPC companies responsible for liquefaction and regasification. In addition, activities including topography, drilling, and plant inspection of the liquefaction equipment (air coolers and LNG tanks) were started. Earth-moving and drainage activities are in the final stage.

The Upstream segment accounted for 8.6% of total capex in the quarter, reaching R\$44.5 million. Of this amount, R\$32.3 million was associated to the development of gas fields in the Parnaíba Complex, led by Gavião Preto (R\$6.4 million), Gavião Belo (R\$5.8 million), Gavião Tesoura (R\$5.6 million), and Gavião Carijó (R\$2.7 million). Still referring to the Parnaíba Complex, R\$7.2 million was allocated to the exploration campaign. Eneva also recorded R\$3.7 million related to the long-duration test (LDT) at Anebá.

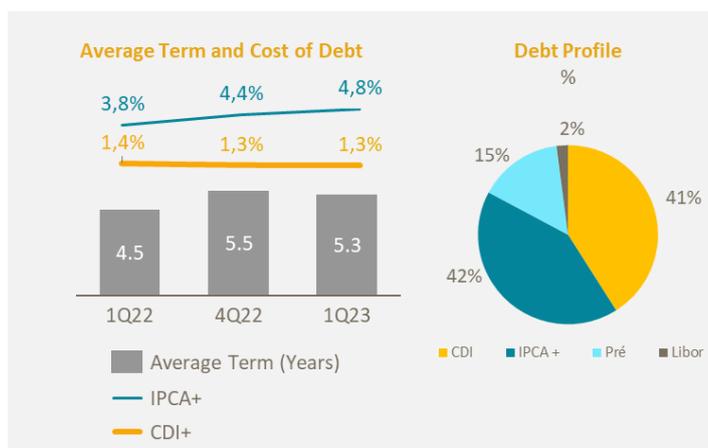
Moreover, the Futura 1 Solar Power Plant has already begun energization tests, and its capex totaled R\$92 million in 1Q23. The investments refers to the registration of invoices for payments to suppliers of solar panels and equipment and, to a lesser extent, in part to O&M costs that are being capitalized, given that the solar park has not yet started operations.

The Azulão-Jaguatirica Integrated Project absorbed 4.6% of capex in 1Q23, mostly allocated to the expansion of the current e-house, expenses related to a maintenance agreement with Siemens, which provides turbine maintenance services, and the acquisition of materials and services.

At the Parnaíba V TPP, which started commercial operation in November 2022, capex totaled R\$26.6 million in 1Q23 and was used mostly to purchase materials and spare parts. Meanwhile, at the Porto de Sergipe I TPP, capex totaled R\$7.9 million in 1Q23 and was used to purchase transformers and spare parts.

Indebtedness

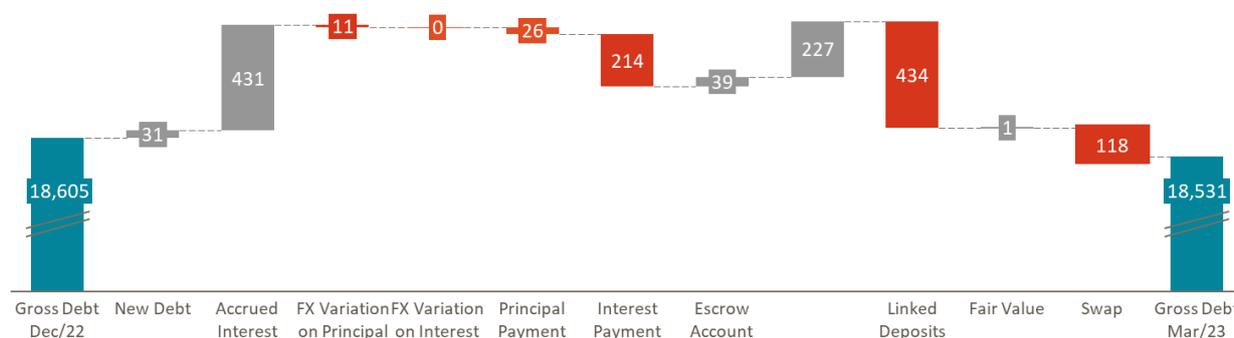
Consolidated gross debt¹⁹ (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$18,530 million on March 31, 2023, versus R\$18,605 million on December 31, 2022, and R\$10,051 million on March 31, 2022. The year-on-year increase was mainly due to the completion of the acquisition of CELSE in 4Q22, with the consolidation of the acquired company's debt into Eneva S.A.



At the end of 1Q23, the average maturity of consolidated debt was around 5.3 years. The average spread of IPCA-indexed debt²⁰ was 4.77%, 34 bps higher than in 4Q22. Meanwhile, the average spread of CDI-indexed debt¹⁵ dropped 2 bps and was 1.25% higher than the CDI rate in 1Q23. It is worth noting that the average cost of consolidated debt reflects the swaps contracted in 3Q22.

Gross Debt Evolution

(R\$ million)



In 1Q23, R\$30.7 million was disbursed pursuant to an agreement entered into with the Northeast Development Fund (FDNE) for the development and construction of the Parnaíba VI TPP project. The agreement's conditions include an 11.7-year term at IPCA + 3.38% p.a., with a 3.5-year grace period. By the end of 1Q23, the Company had already disbursed R\$131.1 million out of the R\$274.2 million set forth in the contract.

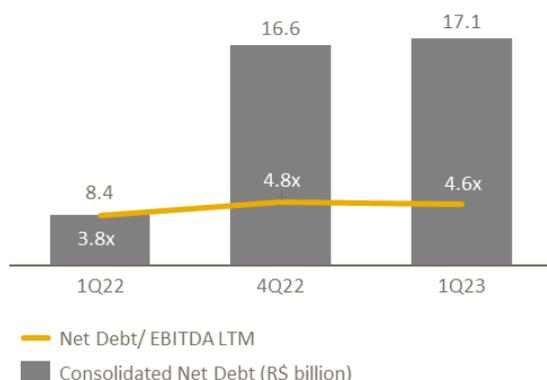
At the end of 1Q23, the Company's consolidated cash balance (cash, cash equivalents, and securities) was R\$1,474.0 million, R\$548.2 million less than at the end of 2022. This amount does not include the balance of escrow accounts linked to the Company's financing agreements, totaling R\$1,332.5 million, already included in reported gross debt.

¹⁹ Gross debt includes principal, accrued interest, transaction costs, escrow accounts, and mark-to-market. In addition, as of 3Q22, the Company started to present a breakdown of consolidated gross and net debt excluding the impact of leasing, following the criteria for calculating the covenants of the Company's debentures. For comparison purposes, the amounts from prior quarters were adjusted to reflect the new view adopted by the Company.

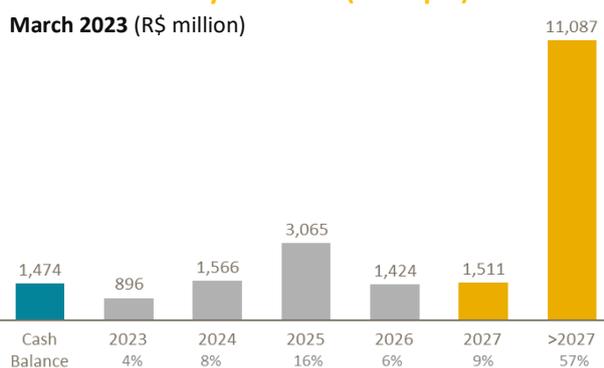
²⁰ The cost of debt considers the rates in the last twelve months. The calculation of the cost of debt at CDI+ includes exposure to the long-term interest rate (TJLP) and LIBOR, and the cost of debt at IPCA+ also includes a fixed rate.

Consolidated net debt was R\$17,056.0 million at the end of the period, equivalent to a 4.6x net debt/LTM EBITDA ratio²¹. It is also worth noting that, in 2022, the Company and its creditors approved a review of the maximum limits of the financial covenants, within the scope of the debenture issues of Eneva S.A. and Parnaíba II (“Debentures²²”), linked to the net debt/consolidated EBITDA ratio until 2Q24. The maximum limit, which used to be 4.5x, was reviewed to 6.5x until the end of 2Q23, dropped to 5.5x between 3Q23 and the end of 4Q23 and, then, to 5.0x between 1Q24 and the end of 2Q24, returning to the maximum limit of 4.5x as of 3Q24, as originally set forth in the Debenture indentures.

Consolidated Net Debt and Leverage¹⁶



Debt Maturity Schedule (Principal)



²¹ The 4.6x net debt/LTM EBITDA ratio in 1Q23 considers the LTM EBITDA of the assets acquired in 2022, including the pre-merger figures of CGTF and CELSE, according to the covenant amendment conditions approved by the Company’s creditors at the Debenture Holders’ Meetings in 2022.

²² Considers Eneva S.A.’s 2nd issue (1st and 2nd series), 3rd issue (single series), 5th issue (single series), 6th issues (1st and 2nd series), and 7th issue (single series) and Parnaíba II’s 3rd issue (2nd and 3rd series).

Capital Markets

ENEV3		1Q23	4Q22	1Q22	12 months
	Number of shares — end of period	1,584,572,378	1,584,446,224	1,283,339,183	-
	Share price — end of period (R\$/share)	10.47	11.93	14.78	-
	Traded shares (MM) — daily average	11.6	10.6	6.6	9.7
	Financial volume (R\$ MM) — daily average	122.8	124.0	79.9	112.5
	Market cap — end of period (R\$ MM) ¹	16,590	18,902	18,968	-
	Enterprise value — end of period (R\$ MM) ²	33,646	35,485	27,549	-

¹ Market cap considers all Eneva shares, including shares held by management.

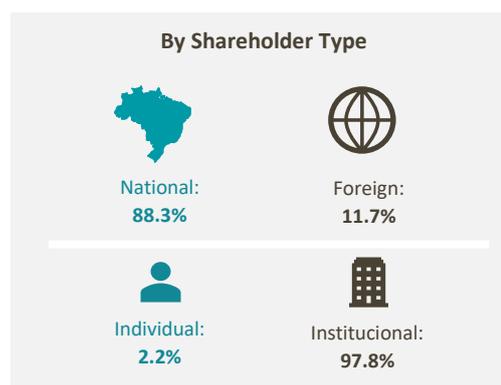
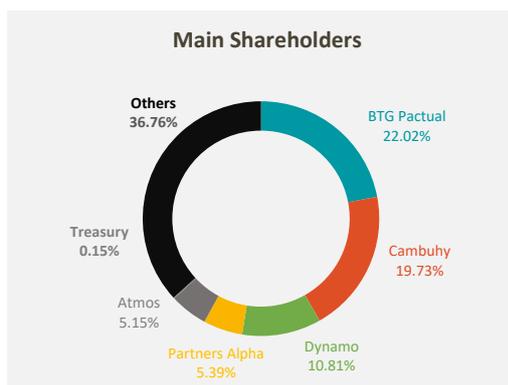
² Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and net debt, both at the end of the period.

Ownership Structure

On March 2, 2023, as announced in a Notice to Shareholders, a capital increase was carried out within the authorized capital limit, with the issue of 126,154 new common shares, resulting from the exercise of options granted to certain members of management under the Company's Third Stock Option Plan, referring to the Stock Option Program approved by the Extraordinary Shareholders' Meeting held on August 2, 2016.

Thus, Eneva's share capital is currently composed of 1,584,572,378 common shares, with 99.62% of free float. The shareholding structure is detailed below:

ENEVA Shareholder Profile March 31, de 2023



ESG - Environmental, Social, and Governance Initiatives

1Q23 Highlights:

- Production of 3,000 forest seedlings in the agroforestry nursery, in Maranhão; the proceeds from the sale of these seedlings will be directed to the farmers and family members that reside in the resettlement.
- Improvement from D to A- in the Company's rating in the Supplier Engagement rating of the Carbon Disclosure Project ("CDP"), one of the most important indexes focused on transparency and management in global sustainability. The five-position improvement consolidates Eneva as one of the main companies of the organization.
- Completion of Eneva's New Operator Training Program with teachers from the National Industrial Learning Service ("Senai") and Eneva multipliers by another group in January.
- Launch, in February, of the *Nosso Cacao* (Our Cocoa) project, which will benefit family farmers in Maranhão and promote the cultivation of organic cocoa that will be used to make the first chocolate with 100% cocoa from Maranhão.
- Announcement, in April, of the implementation of a vocational training program with courses on gas and energy in a school in the municipality of Silves, in the state of Amazonas, in partnership with the state government.

Key ESG Indicators

After the publication of its 2019 Sustainability Report, in 2020, the Company began to update its sustainability indicators measured in each period on a quarterly basis. The table below shows the highlights for the first quarter of 2023. An interactive spreadsheet with all the indicators is available on the Company's IR website.

Main ESG KPIs		4Q22	1Q22	2021
Sphere	KPIs			
	Installed generation capacity by source (MW)	4,603	4,603	2,157
	Coal	725	725	725
	Gás ¹	3,874	3,874	1,428
	Renewable	3.6	3.6	4.20
	Fuel usage for power generation^(*)			
	Coal (ton/MWh) ²	-	-	0.39
	Gas (m ³ /MWh) ²	216.77	254.99	248.06
Operations	Efficiency (%)^{2,3}			
	Itaqui	N/A	N/A	37%
	Pecem II	N/A	N/A	36%
	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%	-
	GHG Emission - Scopes 1 and 2 [tCO ₂ e]	220,662	1,927,992	7,346,526
	GHG Emission Rate - Scopes 1 and 2 (efficiency) [tCO ₂ e/MWh]	0.35	0.41	0.60
	New Water Collection [m ³] ⁴	3,540,140	8,204,706	16,264,631
	New Water Collection Rate. (efficiency) [m ³ MWh]	5.91	1.76	1.32
	New Water Consumption [m ³] ⁴	503,319	6,766,496	10,021,563.00
	Water reuse [m ³]	11,912	48,800	105,871.00
	Generation of Industrial Effluents [m ³] ⁴	4,040,459	1,648,709	7,448,913.00
	Industrial Effluent Generation Rate (efficiency) [m ³ /MWh]	0.20	0.35	0.61
	Fatalities	-	-	-
	Fatality Rate (FAT)	-	-	-
Health & Security⁷	Accident leave	3	11	9
	Lost Time Incident Frequency (LTIF) ⁸	0.94	0.61	0.60
	Total Reportable Incident Rate (TRIR)	2.83	2.05	2.55
	Total number own-employees	1,540	1,489	1,165
	% of women in the own workforce	23%	24%	22.00%
	Voluntary turnover (%)	1.69%	5.84%	6.35%
	Total number third-party employees	3,963	4,099	4,566
	Non-incentive investments (R\$ M)	0.24	1.10	1.60
	Invested incentives (Childhood and Adolescence Fund, Culture Incentive Law, Sports Law, Health and others). (R\$ M)	0.60	7.22	2.24
	Execution of the Socio-Economic Programs (R\$ M).	0.32	1.76	1.84
	Number of corruption cases reported to the Audit Committee and sentenced	0	0	-
	Number of reported Code of Conduct violations	0	3	22

(*) As fuel consumed in power generation activities accounts for a large share of the Company's total fuel consumption, ENEVA opted to disclose this information as of 1Q21.

(**) New water consumption = New water harvesting - Cooling wastewater

1- Installed generation capacity was expressed in MWp; it is now expressed in MW

2 - Not applicable items are explained by the lack of dispatch of coal- and gas-fired plants in the period

3- Efficiency = 3600/net heat rate

4 - Data applicable to the power generation segment only, not including E&P

5 - New water harvesting and wastewater generation consider only the plants that dispatched in the period

6 - The negative figure means that there was more wastewater than harvested water, as the harvested water can be stored and used for cooling in another period

7 - Figures consider typical accidents only

8 - Lost day rate = (number of accidents x 1,000,000)/man-hour exposed to risk

Subsequent Events

Issuance of Commercial Papers: On April 6, 2023, Eneva approved the first issuance of Commercial Papers, in a single series, in the total amount of R\$1.0 billion, with a unit face value of R\$1,000.00 on the date of issue, with remuneration interest corresponding to 100% of the accumulated variation of the average daily rates of one-day Interbank Deposits. The Commercial Notes will mature in 60 days, i.e., on June 13, 2023. On April 17, Eneva announced that the Commercial Papers were fully subscribed and paid-in, exclusively by professional investors, and, therefore, are subject to the automatic registration rite for the public offering of securities distribution.

Standard & Poor's Global Ratings ("S&P") Rating Maintenance: On April 28, 2023, credit risk rating agency S&P published a report reaffirming Eneva's "brAAA" rating, with an unchanged recovery rating "3", and removed the "brAAA" ratings on the Brazilian National Scale assigned to Eneva and its senior unsecured debenture issues from the CreditWatch list. S&P also announced that the issuer rating outlook is now negative.

Partnership between three SPEs of the Futura 1 Solar Complex and White Martins for self-production: On May 9, 2023, Eneva announced it had entered into an agreement with companies of the White Martins group to form a joint venture partnership for solar energy generation through its subsidiaries SPE Futura 1 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A., SPE Futura 3 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A., and SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. ("SPEs Futura 1, 3, and 4"), which are part of the Futura I Solar Complex, to be consumed by White Martins in its production units. The total amount of the agreement to which Eneva will be entitled is R\$2.287 billion (as of March 2023), to be received between 2023 and 2035, adjusted throughout the contract by the IPCA inflation index, referring to the sale of 100.6 average MW during the term of the agreement. Thus, four out of the six SPEs in the Futura 1 Solar Complex already have self-production sales contracts.

Approval of the SUDENE benefit: On May 9, 2023, the Superintendence for the Development of the Northeast ("SUDENE") approved a 75% reduction in corporate income tax, in the Total Modernization modality of its tax benefit program, for Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A., due to investments made to optimize and modernize the production unit. The tax benefit will be valid from January 1, 2023, to December 31, 2032.

Negotiation of Itaú's indirect minority investment operation in companies of the Parnaíba Complex: On May 15, 2023, the Company announced that it is discussing with Itaú Unibanco S.A. ("Itaú") for the execution of an investment operation in which Itaú will acquire an indirect minority stake in restricted voting preferred shares issued by Eneva Participações III S.A. ("Eneva III"), which, after an intra-group corporate reorganization, will become the parent company of Parnaíba II Geração de Energia S.A. and Parnaíba Geração e Comercialização S.A., companies of the Parnaíba Complex ("SPEs" and the "Transaction," respectively).

The operation, which has not yet been concluded, has been submitted for prior analysis by the Administrative Council for Economic Defense - CADE, and the approval decision was published on May 12, 2023, in the Official Gazette of the Union, which will be considered definitive after a 15-day period without the filing of an appeal by an interested third party or the intervention of a CADE Tribunal counselor.

Upon completion of the Transaction, the Company will maintain ownership of all common shares issued by Eneva III and, therefore, its controlling interest.

After the final approval by CADE and the completion of negotiations between the Company and Itaú, the parties will enter into an investment agreement and a shareholder agreement that will govern the relationship of the parties as shareholders of Eneva III.

Exhibits

The financial statements of the SPEs are available on the Company's Investor Relations website.

Income Statement - 1Q23 (R\$ million)	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third-Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	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
Deductions from Gross Revenue	(50.1)	(43.8)	(144.5)	(238.4)	(26.2)	18.0	(246.6)	(26.6)	(72.6)	(0.0)	2.3	(343.5)
Net Operating Revenues	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
Operating Costs	(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)
Depreciation & amortization	(39.9)	(29.0)	(103.3)	(172.2)	(21.9)	-	(194.1)	(50.4)	-	(0.1)	-	(244.6)
Operating Expenses 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)
Depreciation & amortization	(0.2)	-	(0.1)	(0.3)	-	-	(0.3)	(0.4)	(0.3)	(27.2)	(142.5)	(170.7)
Other revenues/expenses	0.0	0.0	0.2	0.2	(0.1)	0.0	0.2	(0.4)	0.2	0.1	(0.5)	(0.3)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	347.8	(347.0)	0.8
EBITDA (as of 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
Net Financial Result	(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
Current Taxes	(9.8)	-	(22.6)	(32.4)	-	-	(32.4)	(2.3)	(15.3)	(4.6)	-	(54.6)
Deferred Taxes	(13.4)	(4.0)	(34.5)	(51.9)	-	-	(51.9)	(13.9)	(83.3)	108.2	-	(40.8)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)	(0.2)
Net Income	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 Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment

Income Statement - 1Q22 (R\$ million)	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Third-Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	391.2	42.7	-	433.9	84.6	(73.1)	445.4	253.7	152.3	0.4	(0.0)	851.8
Deductions from Gross Revenue	(38.4)	(8.4)	-	(46.7)	(13.6)	6.8	(53.5)	(25.9)	(13.4)	(0.0)	0.0	(92.8)
Net Operating Revenues	352.8	34.4	-	387.2	71.0	(66.3)	391.9	227.8	138.9	0.4	(0.0)	759.0
Operating Costs	(177.5)	(18.6)	-	(196.2)	(32.9)	66.3	(162.8)	(115.5)	(110.7)	(1.8)	-	(390.7)
Depreciation & amortization	(43.1)	(6.1)	-	(49.2)	(9.9)	-	(59.1)	(51.0)	-	(0.2)	-	(110.3)
Operating Expenses 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)
Depreciation & amortization	(0.2)	(0.8)	-	(1.0)	(2.8)	-	(3.8)	(0.4)	(0.2)	(6.9)	(3.4)	(14.6)
Other revenues/expenses	(0.1)	0.0	-	(0.1)	0.0	-	(0.0)	(0.9)	(1.4)	123.1	(0.6)	120.2
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4	172.5	(172.3)	0.6
EBITDA (as of 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
Net Financial Result	(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
Current Taxes	(7.2)	(0.1)	-	(7.3)	-	-	(7.3)	(1.4)	(0.4)	(0.5)	-	(9.5)
Deferred Taxes	(17.4)	(0.1)	-	(17.5)	-	-	(17.5)	(16.1)	(8.2)	(13.2)	-	(55.0)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.6
Net Income	108.1	(0.1)	-	108.0	4.3	0.0	112.3	44.7	12.1	192.7	(176.9)	184.8

¹ Operating Expenses include, in addition to SG&A and depreciation and amortization, expenses related to exploratory activities in the Upstream Segment