



# Resultados 4T22 E ANO 2022



## VIDEOCONFERÊNCIA

Português

(com tradução simultânea em inglês)

02 de março de 2023

14h00 (Horário de Brasília) | 12h00 (Nova York)

Webinar: [clique aqui](#)

**ENAT**  
B3 LISTED NM

**Enauta**



## Enauta: Receita de R\$ 2,2 bilhões em 2022, 20,5% superior entre anos

Rio de Janeiro, 01 de março de 2023 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3), uma das principais empresas independentes de exploração e produção de petróleo e gás do Brasil, apresentou receita líquida de R\$ 657,1 milhões no quarto trimestre de 2022 (4T22), totalizando R\$ 2.175,4 milhões em 2022, superando em 20,5% o valor registrado em 2021. O EBITDAX<sup>1</sup> alcançou R\$ 1,4 bilhão em 2022, com margem EBITDAX<sup>1</sup> de 66%.

### DESTAQUES DO ANO DE 2022

- ▲ **Aprovação e início da implantação do Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta**, com a conclusão da fase de engenharia e ~90% dos serviços contratados.
- ▲ **Extensão do Sistema de Produção Antecipado (SPA) de Atlanta até maio de 2025**, trazendo continuidade operacional ao Campo<sup>1</sup> durante a transição dos sistemas.
- ▲ **Aumento de mais de 50% nas reservas 2P<sup>1</sup> do Campo de Atlanta**, em comparação à certificação do final de 2021, com 158,9 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P)<sup>1</sup>, em função da aprovação do novo Plano de Desenvolvimento e da extensão do contrato de concessão do Campo de Atlanta até 2044.
- ▲ **Receita** de R\$ 2.175,4 milhões, 20,5% superior à de 2021.
- ▲ **Produção total** de 6,0 milhões barris de óleo equivalente (boe).
- ▲ **Redução do custo do afretamento** em cerca de US\$ 150 mil por dia, a partir do 4T22, em relação ao 2T22.
- ▲ **EBITDAX** de R\$ 1.436,6 milhões, com aumento de 13,7% entre anos, em termos recorrentes.
- ▲ **Lucro líquido** de R\$ 383,4 milhões, em linha com o ano anterior, em termos recorrentes.
- ▲ **1ª emissão de debêntures** da Companhia no valor total de R\$ 1,4 bilhão, fortalecendo o caixa, que totalizou R\$ 2,4 bilhões no final de 2022.
- ▲ **Alavancagem financeira, Caixa Líquido/ EBITDAX**, igual a -0,8x no final de 2022.
- ▲ **Upgrade para nota B** na avaliação do “Carbon Disclosure Project” (CDP) de mudanças climáticas 2022, sendo a única produtora independente brasileira a obter esta conquista.

Principais Indicadores	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	657,1	686,5	-4,3%	2.175,4	1.804,9	20,5%
EBITDAX <sup>1</sup> - R\$ milhões	464,0	1.293,4	-64,1%	1.436,6	2.959,8	-51,5%
EBITDAX Ajustado <sup>1,2</sup> - R\$ milhões	464,0	435,8	6,5%	1.436,6	1.263,1	13,7%
Margem EBITDAX <sup>1</sup> (%)	70,6%	188,4%	-117,8 p.p.	66,0%	164,0%	-98,0 p.p.
Margem EBITDAX Ajustado <sup>1,2</sup> (%)	70,6%	63,5%	7,1 p.p.	66,0%	70,0%	-4,0 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	182,1	690,7	-73,6%	383,4	1.444,6	-73,5%
Lucro Líquido Ajustado <sup>2</sup> - R\$ milhões	182,1	165,0	10,4%	383,4	398,5	-3,8%
Caixa Líquido <sup>1</sup> - R\$ milhões	1.025,8	2.884,6	-64,4%	1.025,8	2.884,6	-64,4%
CAPEX - US\$ milhões	87,6	7,1	1.133,8%	399,7	23,8	1579,4%
Produção Total (mil boe)	1.744,6	2.037,4	-14,4%	6.015,9	6.671,2	-9,8%

<sup>1</sup> Ver definição no glossário.

<sup>2</sup> Excluindo efeitos não recorrentes de R\$ 1.696,7 milhões em 2021, dos quais R\$ 878,8 milhões devido ao registro do valor justo da participação adicional de 50% do Campo de Atlanta (R\$ 821,3 milhões no segundo trimestre e R\$ 57,5 milhões no 4T21) e R\$ 800,1 milhões em função do reconhecimento da última parcela da venda do Bloco BM-S-8 no 4T21.

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”), conforme descrito na seção financeira deste relatório.



## Mensagem da Administração

O ano de 2022 foi um período de conquistas importantes para a jornada de crescimento da Enauta. O Sistema Definitivo (SD) de Atlanta tornou-se realidade, com as atividades no FPSO Atlanta avançando dentro do prazo e orçamento previstos. A recertificação da unidade de produção Petrojarl I foi um marco para a Companhia, permitindo a continuidade da produção no processo de transição para o SD. Nossa produção somou 6,0 milhões de barris de óleo equivalente, atingindo a marca de mais de 23 milhões de barris produzidos em Atlanta, sem nenhuma ocorrência de vazamentos ou acidentes. O ano foi também marcado pelo crescimento de 75% do lucro bruto e de 14%, em termos recorrentes, do EBITDAX, que alcançou R\$ 1,4 bilhão em 2022, com margem EBITDAX de 66%.

As lições aprendidas após quatro anos de produção do Sistema de Produção Antecipado (SPA) permitiram a maturação do SD e a sua sanção no início de 2022. O projeto conta com soluções que promovem ganhos de produtividade e redução da taxa de emissão de gases do efeito estufa, o que o torna competitivo num cenário de transição energética e resiliente diante da natureza cíclica do mercado.

Em maio de 2022, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o novo Plano de Desenvolvimento e a extensão do contrato de concessão do Campo de Atlanta até 2044. Com 11 anos adicionais de produção, as reservas<sup>1</sup> deste ativo foram recertificadas, totalizando 158,9 milhões de barris de reservas provadas e prováveis (2P) na data base de 31 de dezembro de 2022, com aumento de mais de 50% quando comparado ao final de 2021.

Ainda em relação a Atlanta, a Companhia iniciou em novembro de 2022 a campanha de perfuração de três novos poços. O primeiro deles será conectado ao FPSO Petrojarl I, aumentando a capacidade de produção total do SPA para mais de 20 mil barris de óleo por dia. Pela primeira vez, teremos redundâncias operacionais e de equipamentos nesse ativo, o que deve possibilitar maior estabilidade de produção do Campo em 2023.

Além dos avanços operacionais, trabalhamos diligentemente para assegurar o equacionamento financeiro da Companhia. A prorrogação do SPA possibilitará a geração de caixa no curto e médio prazos, um dos pilares da nossa estratégia. Outro passo importante foi a primeira emissão de debêntures, no total de R\$ 1,4 bilhão, essencial para o financiamento do projeto de Atlanta e a otimização da estrutura de capital da Enauta.

Outras conquistas ao longo do ano reforçaram nosso compromisso com a geração de valor sustentável para nossos *stakeholders*. Em relação ao Meio Ambiente, a Enauta avançou da nota C para B na avaliação do “Carbon Disclosure Project” (CDP) de mudanças climáticas 2022, a única produtora independente brasileira a conquistar esse *ranking*. No aspecto Social, tivemos o reconhecimento de nossos colaboradores com a conquista do selo *Great Place To Work* (GPTW). Em relação a Governança, tivemos o aumento do número de membros independentes no Conselho de Administração, contribuindo para maior diversidade de experiências no colegiado, além da instalação do Comitê Financeiro e do aumento de um membro independente no Comitê de Auditoria Estatutário.

Entramos em 2023 com fundamentos robustos para avançarmos em nossa estratégia de crescimento, com a construção de um portfólio diversificado de ativos. Continuamos avaliando oportunidades de aquisição de ativos ou M&A, no Brasil ou no exterior, ancorados pela disciplina financeira com foco em retornos atrativos. Através desta estratégia de aumento e diversificação da receita, ganharemos escala e competitividade nos níveis operacional e financeiro, entrando num ciclo virtuoso de crescimento sustentável e rentável para a Companhia. Objetivamos nos tornar a principal empresa independente brasileira de produção de petróleo e gás natural, com o portfólio mais balanceado e maior potencial para geração de valor, e continuamos confiantes no futuro da Enauta. Agradecemos o apoio dos nossos acionistas e demais *stakeholders* nesta jornada.



## Visão de Mercado

O início de 2022 foi marcado por forte alta dos preços de petróleo e o Brent atingiu a cotação máxima de US\$ 133/barril no primeiro trimestre, maior patamar registrado desde 2014, fechando o período em US\$ 107/barril.

O preço da *commodity* foi pressionado ao longo do primeiro semestre uma vez que a oferta não acompanhou o crescimento da demanda, combinada à crise energética, principalmente na Europa, desencadeada pelos conflitos geopolíticos entre Rússia e Ucrânia, que já completam um ano.

No segundo semestre, a retração da demanda, combinada com os impactos da inflação provocados inclusive por alta nos preços de derivados e combustíveis, trouxe maior volatilidade e o Brent recuou para pouco abaixo dos três dígitos, US\$ 98/barril, no terceiro trimestre. Em outubro, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e seus aliados anunciaram redução da produção em dois milhões de barris por dia, o maior corte de produção entre os países do grupo desde abril de 2020, visando manter a pressão sobre os preços. A OCDE proibiu a circulação de navios com produtos russos e não há acordo sobre um preço máximo para o petróleo da Rússia. A cotação média do Brent no último trimestre ficou em US\$ 89/barril, perfazendo um valor médio de US\$ 99/barril em 2022, ante US\$ 71/barril em 2021.

Entre as principais variáveis que definirão o cenário do mercado de óleo para o ano de 2023, temos: (i) a evolução do conflito entre Rússia e Ucrânia; (ii) o aumento das taxas de juros; e (iii) a demanda chinesa.

A crise energética que se estabeleceu desafia a pauta de transição para energia de baixo carbono, que vinha dominando as discussões sobre o futuro do setor. Vimos a Europa aumentar a utilização de usinas a carvão para conseguir atravessar o inverno. Será preciso levar em conta a segurança energética e a acessibilidade à energia para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis em larga escala, o que demandará maior velocidade de investimentos e incentivos governamentais ao redor do mundo.

O Brasil permanece em posição vantajosa nesse cenário, seja pela crescente produção oriunda dos campos do pré-sal (com recorde de produção de 4,18 milhões de boe/d anunciado pela ANP em outubro de 2022), que atende à matriz energética tradicional e alcança novos mercados como Europa e Estados Unidos, seja pelos avanços regulatórios no processo de abertura do mercado de gás, combustível importante no processo de transição.

## Desempenho Consolidado

### RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida da Enauta atingiu R\$ 2.175,4 milhões em 2022, 20,5% superior ao valor obtido em 2021, positivamente impactada, principalmente, pelo aumento da participação da Companhia de 50% para 100% no Campo de Atlanta em meados de 2021 e pela forte alta da *commodity*.

A receita do Campo de Atlanta totalizou R\$ 1.731,6 milhões, sendo responsável por 80% da receita total, com aumento de 31,8% entre anos. A Enauta realizou a venda de 3.304,2 mil bbl<sup>1</sup> de óleo a um preço médio de US\$ 99/bbl, com variação de 0,3% e de 39% entre anos, respectivamente.

A produção do Campo de Atlanta somou 3.358,2 mil bbl de óleo, com produção média diária de 9,2 mil bbl, representando aumento de 1,6% em relação à produção proporcional à sua participação em 2021, igual a 3.305,9 mil bbl de óleo, quando a produção média diária foi de 9,1 mil bbl.

<sup>1</sup> Ver definição no glossário.



Em meados de 2022, a Companhia decidiu investir no FPSO<sup>1</sup> Petrojarl I para sua recertificação, visando a extensão dos seus contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) por até dois anos, de modo que a Companhia continue a produzir e a gerar caixa operacional até a entrada do SD em produção. Portanto, foi necessária uma parada programada do FPSO Petrojarl I, o que impactou o resultado no período, mas que dará tranquilidade à Companhia, em termos de liquidez, ao longo do processo de transição dos dois sistemas.

No final de 2022, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três novos poços. O primeiro poço deverá ser conectado ao FPSO Petrojarl I em abril de 2023, aumentando a capacidade de produção total do Campo de Atlanta para mais de 20 mil barris de óleo por dia e garantindo maior estabilidade de produção em 2023, devido à redundância de equipamentos. Os demais poços estarão prontos ao longo de 2023 e aguardarão para serem conectados ao FPSO Atlanta no SD.

A Enauta e a Shell firmaram novo acordo de venda FOB de 100% do óleo produzido pelo FPSO Petrojarl I (SPA) a partir de janeiro de 2023. O contrato prevê a exportação do óleo pela Enauta para a Shell Western, Supply and Trading Limited. A Companhia está avaliando os impactos de MP anunciada pelo governo envolvendo mudança no imposto de exportação em relação a este contrato.

A receita do Campo de Manati somou R\$ 443,8 milhões, referente à participação de 45% da Enauta no consórcio de gás natural, com redução de 9,6% entre anos, em função da menor produção de acordo com as variações de demanda de gás natural no mercado local.

A produção média diária do Campo de Manati foi de 2,5 milhões m<sup>3</sup> em 2022, *versus* 3,2 milhões m<sup>3</sup> em 2021. A Enauta possui um contrato exclusivo com a Petrobras, em reais, com preço fixo indexado à inflação, para venda de 100% da produção de gás de Manati até o final da sua reserva, com cláusula “take or pay”.

No 4T22, a receita líquida foi igual a R\$ 657,1 milhões, com decréscimo de 4,3% entre anos. O Campo de Atlanta contribuiu com R\$ 576,3 milhões, representando 88% da receita total, com incremento de R\$ 8,1 milhões entre anos, enquanto o Campo de Manati somou R\$ 80,8 milhões, com redução de 31,7% entre anos.

A produção do Campo de Atlanta somou 1.244,4 mil bbl de óleo no 4T22, com produção média diária de 13,5 mil bbl, representando aumento de 1,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, com produção média diária de 13,4 mil bbl. A produção média diária do Campo de Manati foi de 1,9 milhão de m<sup>3</sup> no 4T22, 38,0% abaixo do mesmo período do ano anterior, com ajuste da produção em função da demanda de gás.

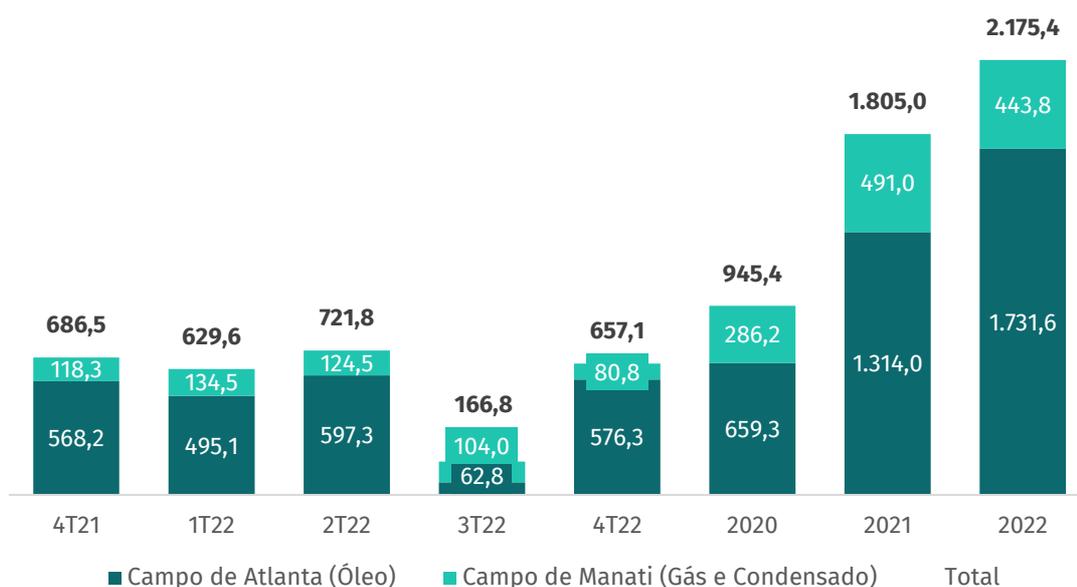


Gráfico 1 -Receita por ativo e total, em R\$ milhões

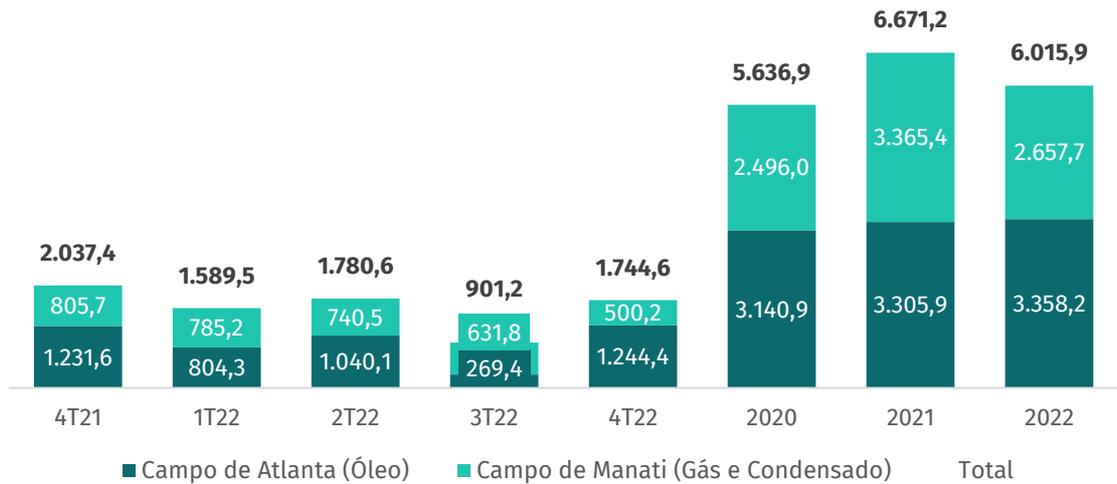


Gráfico 2 - Produção por ativo e total, proporcional à participação da Enauta, em mil boe

### CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais totais somaram R\$ 1.102,4 milhões em 2022, com redução de 7,5% em relação ao ano anterior, refletindo, principalmente, a capitalização de R\$ 111 milhões relativos à parada programada da produção em Atlanta, assim como a não apropriação da depreciação e amortização referente a este período, parcialmente compensada pelo incremento da nossa participação no Campo de Atlanta e custos de afretamento impactados até o terceiro trimestre pelas parcelas atreladas ao Brent, dentro da estrutura contratual do FPSO do SPA.

Os custos operacionais totais no 4T22 foram de R\$ 286,8 milhões, com redução de 39,5% entre anos. Eles foram positivamente impactados pela redução de aproximadamente R\$ 112,8 milhões em amortizações e depreciações, em função do Plano de Desenvolvimento de Atlanta aprovado, com extensão do contrato de concessão até 2044 e posterior aumento das reservas certificadas.

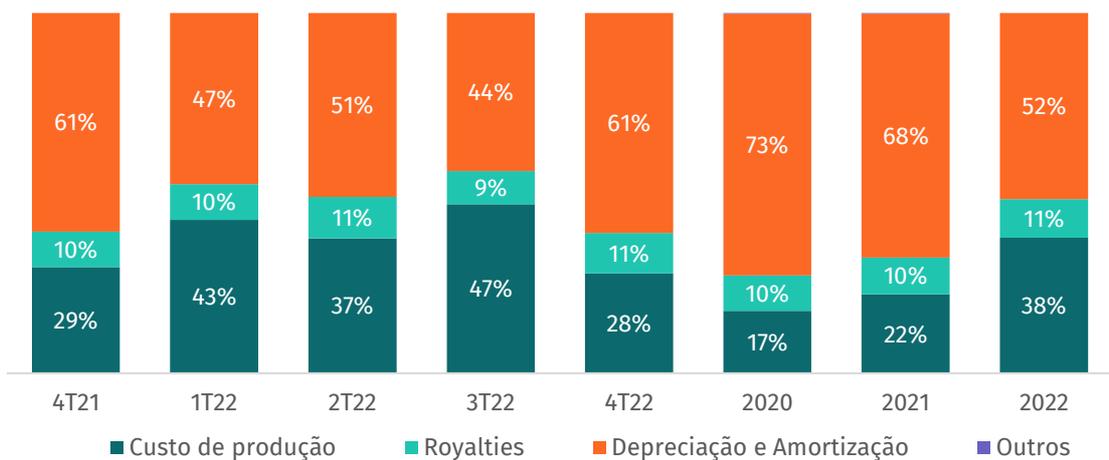


Gráfico 3 - Custos operacionais, em R\$ milhões

### GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 152,8 milhões em 2022, em comparação a R\$ 76,4 milhões em 2021, relacionados majoritariamente aos gastos com o poço exploratório, já baixado, no Bloco SEAL-M-428, denominado 1-EMEB-3-SES, em que, após concluída a



perfuração, perfilagem e avaliação final, não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos. Por consequência, houve a baixa e registro contábil como gastos exploratórios.

No 4T22, os gastos exploratórios somaram um valor positivo de R\$ 16,9 milhões, *versus* negativo de R\$ 1,3 milhão no 4T21, em função da reversão do valor provisionado de R\$ 39,6 milhões relativo à multa a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em contrato de concessão referente a conteúdo local, diante da aprovação da Proposta de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) pela ANP.

### DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

As Despesas Gerais e Administrativas (G&A) totalizaram R\$ 179,2 milhões em 2022, com aumento de R\$ 75,7 milhões entre anos, representando 8,2% da receita líquida, ante 5,7% em 2021, devido, principalmente, ao aumento de R\$ 48,8 milhões com Despesas com Pessoal e R\$ 43,4 milhões com outras despesas administrativas, parcialmente compensado com incremento de R\$ 16,5 milhões de transferência de despesas relativas aos blocos operados para respectiva alocação como custo de operação ou a gastos exploratórios.

No 4T22, G&A somou R\$ 86,5 milhões, com ampliação de R\$ 45,6 milhões entre anos, representando 13,2% da receita líquida, ante 6,0% no mesmo período de 2021, impactada pelo acréscimo de R\$ 37,8 milhões de Despesas com Pessoal e de R\$ 17,0 milhões com outras despesas administrativas, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 7,8 milhões de alocação de Projetos de E&P.

A Companhia está se estruturando, com aumento do seu quadro de pessoal e contratação de assessorias técnica, jurídica e financeira tanto para a implantação e operação do SD, como para a execução da estratégia de crescimento e diversificação do portfólio de ativos em produção, com avaliação de oportunidades no mercado e melhoria da sua estrutura de capital.

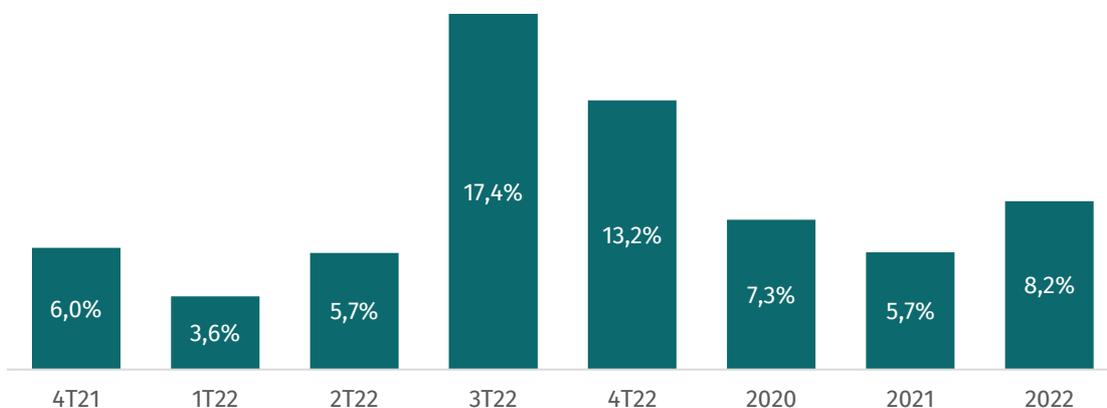


Gráfico 4 - G&A, % Receita

### OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

Outras despesas operacionais somaram R\$ 16,4 milhões em 2022, dos quais R\$ 8,5 milhões no 4T22, ante outras receitas operacionais de R\$ 1.681,9 milhões em 2021, positivamente impactadas por eventos não recorrentes, entre os quais: (i) R\$ 878,8 milhões devido ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta; e (ii) reconhecimento da terceira parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará), no montante de R\$ 800,1 milhões.

### RESULTADO E GERAÇÃO DE CAIXA OPERACIONAL

O lucro bruto totalizou R\$ 1.073,0 milhões em 2022, com margem bruta de 49,3%. Houve expansão de 75,1% do lucro bruto, com aumento da margem bruta em 15,4 p.p. entre anos.



O resultado operacional foi R\$ 724,5 milhões em 2022, com ampliação de R\$ 194,8 milhões entre anos, em termos recorrentes, devido principalmente ao aumento de R\$ 461,5 milhões do lucro bruto, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 75,7 milhões de despesas com G&A e R\$ 76,4 milhões de gastos exploratórios.

O EBITDAX atingiu R\$ 1.436,6 milhões em 2022, com crescimento de 13,7% entre anos, em termos recorrentes, devido principalmente (i) à contabilização de 100% do Campo de Atlanta no ano cheio; e (ii) à alta do Brent. A margem EBITDAX foi igual a 66,0% em 2022, ante 70,0% em 2021, em termos recorrentes.

No 4T22, o lucro bruto foi de R\$ 370,3 milhões, com crescimento de 74,5% entre anos, impactado, principalmente, por menores custos de produção. O resultado operacional somou R\$ 292,2 milhões, enquanto o EBITDAX foi de R\$ 464,0 milhões, com margem EBITDAX de 70,6%.

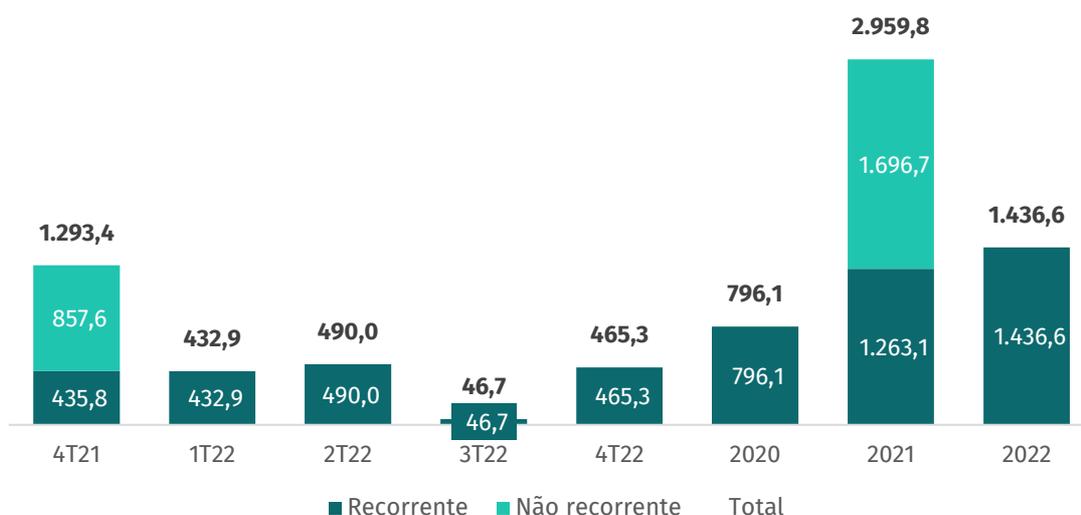


Gráfico 5 - EBITDAX, em R\$ milhões

## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 179,3 milhões em 2022, ante valor positivo de R\$ 0,2 milhão no ano anterior, devido à variação negativa de rendimento de aplicações financeiras (R\$ 161,2 milhões), provenientes de fundo cambial e fundo de abandono que possui parte dos investimentos atrelados ao dólar, e de variação cambial (R\$ 49,4 milhões), parcialmente compensada pela variação positiva de R\$ 37,5 milhões do derivativo - NDF.

No 4T22, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 18,5 milhões, *versus* valor positivo de R\$ 39,3 milhões no mesmo período de 2021. A redução entre anos deve-se à diferença de R\$ 44,8 milhões da variação cambial entre anos e ao decréscimo de R\$ 19,9 milhões de receita financeira.

Diante dos compromissos de investimentos em moeda estrangeira, principalmente o projeto SD, a Enauta aumentou a parcela do seu caixa vinculado a dólares norte-americanos, de 62% em 31 de dezembro de 2021, para cerca de 94% em 31 de dezembro de 2022, dos quais 47% em conta no exterior e 47% em conta local e dolarizados via contratação de NDF - *Non Deliverable Forwards*, contrato a termo de moedas.

A Companhia adota a prática contábil do *hedge accounting* no registro de suas operações de opções de venda de óleo, uma vez que a compra de opção de venda de Brent estava lastreada à produção futura de óleo, visando proteção e previsibilidade da geração de caixa e resultado da Companhia, com garantia de valor mínimo de preço de venda para o volume contratado, sem fins especulativos. Em 2022, a parcela efetiva dos instrumentos contratados teve impacto negativo na receita operacional bruta de R\$ 18,2 milhões, enquanto o montante positivo de R\$ 0,5 milhão da parcela inefetiva, quando há descasamento significativo entre



os aspectos operacionais e os termos do instrumento de hedge contratado, foi reconhecido no resultado financeiro.

### LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido atingiu R\$ 383,4 milhões em 2022, *versus* R\$ 1,4 bilhão em 2021, este último positivamente impactado pelo registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta e do reconhecimento da última parcela referente à venda de Carcará. Excluindo os efeitos não recorrentes, o lucro líquido de 2021 totalizou R\$ 398,5 milhões.

No 4T22, o lucro líquido somou R\$ 182,1 milhões, ante R\$ 690,7 milhões no 4T21, dos quais R\$ 165,0 milhões em termos recorrentes.

## Gestão financeira

### CAPEX

Os investimentos de capital (CAPEX) somaram aproximadamente US\$ 400 milhões desembolsados em 2022, dos quais US\$ 87,6 milhões no 4T22. Os principais investimentos realizados foram destinados ao Campo de Atlanta, sendo US\$ 344,3 milhões para o SD e US\$ 55,4 milhões para o SPA.

No início de 2022, foi aprovado o projeto SD, que contempla uma capacidade de produção de 50 mil barris por dia, com o início de produção (primeiro óleo) estimado para meados de 2024, e um investimento total de US\$ 1,2 bilhão (sendo US\$ 100 milhões diferidos após o primeiro óleo). No início de 2023, a Enauta exerceu a sua opção de compra de uma bomba adicional, que contribuirá para maior robustez ao sistema de escoamento e para a redução de custos operacionais de manutenção a partir de 2024. O projeto tem característica de *brownfield*, com baixo risco operacional, diante do conhecimento de reservatório adquirido nos últimos anos sobre o seu desempenho operacional, com produção acumulada de mais de 24 milhões de bbl. Cerca de 90% dos serviços já foram contratados, com fornecedores com excelente histórico de execução, mitigando os riscos de sobrecusto e entrega, principalmente num cenário inflacionário do setor. Este é o principal projeto da Enauta e, portanto, todos os nossos colaboradores e parceiros estão totalmente dedicados para entregá-lo no custo e no prazo inicialmente estimados.

Em meados de 2022, a Companhia decidiu investir na recertificação do FPSO Petrojarl I com o objetivo de expandir a produção do SPA até a entrada do SD em produção, evitando a descontinuidade de geração de caixa operacional do principal ativo da Companhia. No final de 2022, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três novos poços, dos quais um será conectado ao Petrojarl I e os demais serão conectados ao FPSO Atlanta.

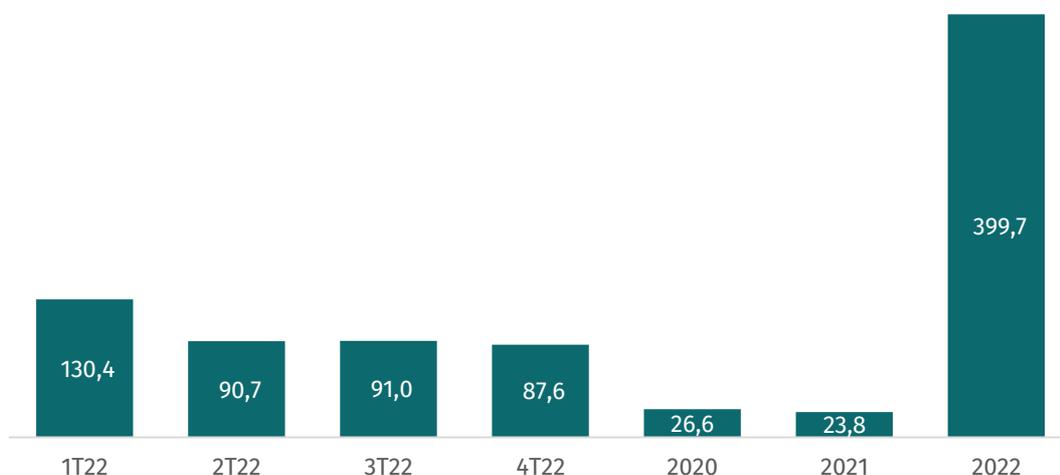


Gráfico 6 - CAPEX, em US\$ milhões

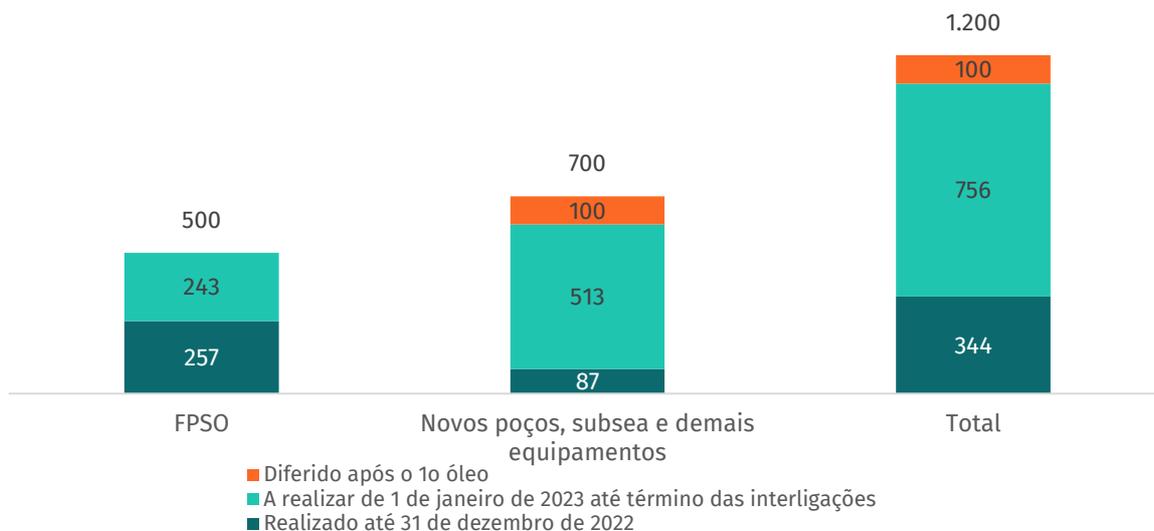


Gráfico 7 – Desembolsos com SD, em US\$ milhões

### ESTRUTURA DE CAPITAL

A Companhia tinha posição de Caixa<sup>1</sup> de R\$ 2,4 bilhões, ou US\$ 466,1 milhões, em 31 de dezembro de 2022, *versus* R\$ 3,0 bilhões em 31 de dezembro de 2021. Os investimentos de R\$ 2,1 bilhões no Campo de Atlanta foram suportados pela emissão de R\$ 1,3 bilhão de debêntures (valor líquido), pelo fluxo de caixa operacional, medido pelo EBITDAX ex-IFRS-16, de R\$ 1,0 bilhão, e pelo recebimento de R\$ 538 milhões referentes à venda do Bloco BM-S-8 para a Equinor.



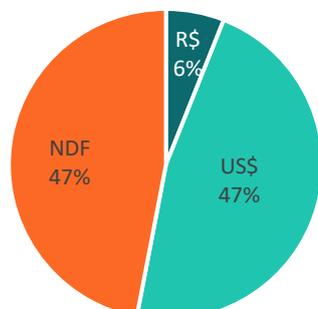
Gráfico 8 – Variação do Caixa e Equivalente de Caixa, em R\$ milhões

Em 31 de dezembro de 2022, 94% do Caixa estava alocado em dólares norte-americanos. A manutenção de parte substancial do Caixa em dólar tem o objetivo de proteção cambial, considerando que parte relevante dos investimentos da Companhia no Sistema Definitivo de Atlanta estão indexados ao dólar.



Em 31 de dezembro de 2022, o retorno médio anual das aplicações em reais era de aproximadamente 104% do CDI, enquanto o caixa investido em dólar rendia em média 2,3% ao ano.

Final de 2022 - R\$ 2,4 bilhões



Final de 2021 - R\$ 3,0 bilhões

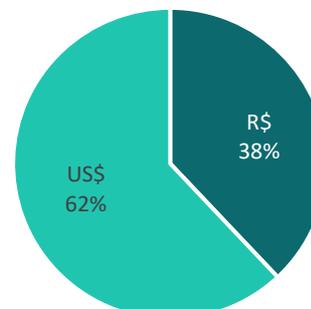


Gráfico 9 – Caixa por exposição cambial, em R\$ milhões

A dívida bruta da Enauta era de R\$ 1,4 bilhão em 31 de dezembro de 2022, dos quais 92% no ativo não circulante, representada principalmente pelas debêntures.

Realizamos a primeira emissão de debêntures da Companhia, em dezembro de 2022, no valor total de R\$ 1,4 bilhão, sendo (i) R\$ 736,7 milhões correspondentes à primeira série - Incentivada, com juros de IPCA +9,8297% ao ano, e (ii) R\$ 663,3 milhões correspondentes à segunda série, com juros de CDI +4,2500%, com vencimento em 15 de dezembro de 2029 e de 2027, respectivamente.

Considerando que parte dos investimentos e da receita da Companhia são em dólares, foi realizada a conversão de 76% dos recursos referentes à primeira série, no valor total de R\$ 560,0 milhões, para dólares, por meio de contratos de instrumentos derivativos (swap), equivalente a uma dívida de US\$ 109,4 milhões, com juros fixos de 8,885% ao ano, para balanceamento e proteção do fluxo de caixa futuro da Companhia.

Estes recursos, juntamente com a posição robusta de caixa no final de 2022 e a geração de caixa operacional da Companhia, serão utilizados para atender as necessidades de investimentos do SPA e SD de Atlanta.

Entre os *covenants* financeiros, destacam-se a restrição de emissão de nova dívida, caso o indicador de alavancagem Dívida Líquida / EBITDAX seja menor ou igual a 2,5 vezes e a limitação de distribuição de dividendos a 25% do lucro da Enauta até a equalização da produção do SD.

Com a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB, de R\$ 80,7 milhões, teve o vencimento antecipado para janeiro de 2023, com a liberação dos valores de caixa restrito referentes à sua garantia.

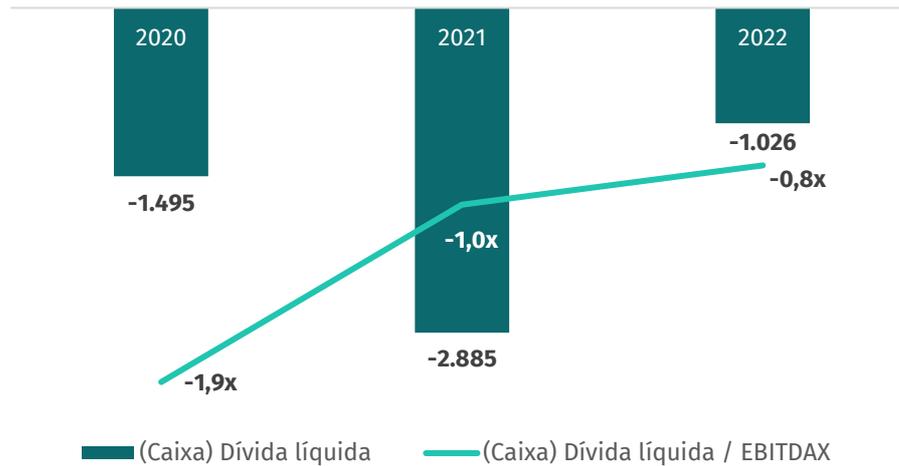


Gráfico 10 – Endividamento, em R\$ milhões, e alavancagem financeira

## Ambiental, Social e Governança (ASG)

Desde a nossa constituição, a sustentabilidade é um tema intrínseco ao nosso negócio. Perseguimos o máximo da eficiência energética e trabalhamos para aumentar a produtividade com menos consumo de recursos naturais e geração de resíduos. Atuamos em projetos sociais ou de conscientização relacionados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) mais relevantes para o nosso negócio.

Na Enauta, o compromisso com sustentabilidade é de todos os colaboradores, que inclusive possuem metas específicas, com influência sobre a remuneração variável, relativas a temas como direitos humanos, eficiência de recursos e gestão de carbono. Em 2022, continuamos com zero incidentes ambientais e acidentes fatais em nossas operações.

A Enauta avançou da nota C para B na avaliação do “Carbon Disclosure Project” (CDP) de mudanças climáticas em 2022, sendo a única produtora independente brasileira a obter esta conquista. Nossas emissões brutas de gases de efeito estufa (GEE) totalizaram 100.064,12 kg CO<sub>2</sub>e em 2022, uma redução de 12,2% em relação ao ano anterior, considerando o Campo de Atlanta. A intensidade de 18,8 kg CO<sub>2</sub> e/boe, ante 17,6 kg CO<sub>2</sub> e/boe em 2021, teve resultado impactado pelas atividades do início de perfuração do novo poço, no entanto, permanece abaixo da última média divulgada pela Oil & Gas Climate Initiative (OGCI). Pelo sétimo ano consecutivo, recebemos o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG), o mais alto nível de qualificação fornecido, o que reafirma nosso compromisso com a transparência nos dados de emissões.

No contrato para a adaptação do FPSO Atlanta, garantimos conjuntamente a implementação de um projeto de “emissão evitada” otimizando desde sua implantação, em um ciclo completo a eficiência operacional e ambiental da unidade. O projeto SD incorpora soluções tecnológicas que promovem ganhos de produtividade e redução de emissão de gases de efeito estufa, em linha com o nosso compromisso de eficiência energética.

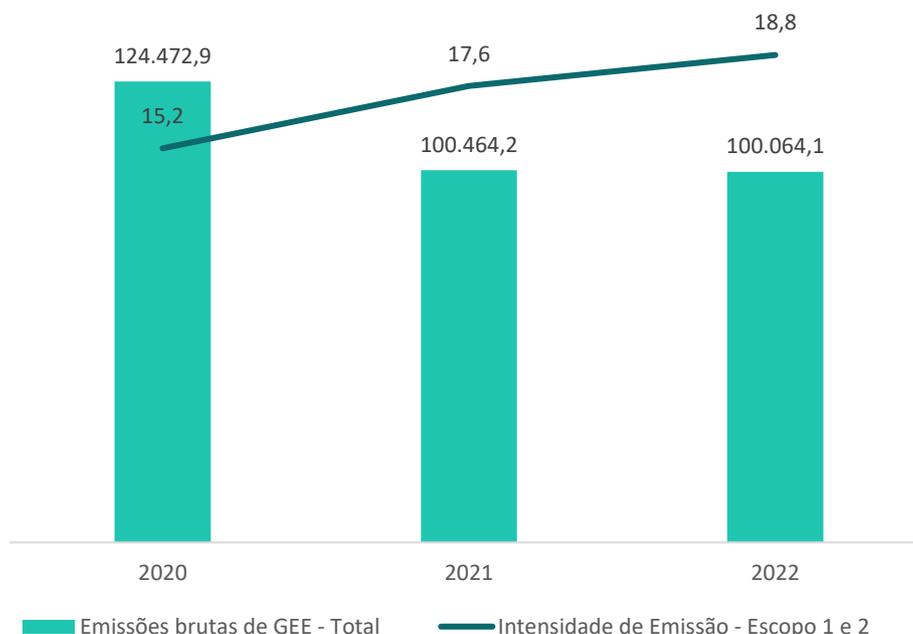


Gráfico 11 – Inventário de gases de efeito estufa, em tCO<sub>2</sub>e, e Intensidade de emissões, em tCO<sub>2</sub>e/boe

Após dois anos sem os encontros presenciais devido à pandemia da COVID-19, retomamos em 2022 as reuniões com os representantes das colônias e associações de pesca da Área de Influência do Campo de Atlanta. Essas reuniões são importantes para atualizar as lideranças sobre as atividades do Campo, assim como estreitar o relacionamento entre a Enauta e este público de interesse.

Entre as ações de conscientização da Companhia sobre impactos sociais e ambientais, a Enauta patrocinou a exposição “Oceano Sem Fronteiras”, no AquaRio, com visitação de mais de 100 escolas da rede pública, e a Arena ESG na Rio Oil & Gas, onde nossos representantes palestraram sobre o potencial dos oceanos para descarbonização e integração de práticas e KPIs de ESG no setor de óleo e gás.

Sempre pautados pelas diretrizes da Política de Desenvolvimento Sustentável, selecionamos 20 projetos de impacto social que foram executados em 2022, cujos investimentos somaram R\$ 13 milhões. Temos como base para a escolha de tais projetos pilares como a educação, a diversidade e a inclusão. Destacamos o nosso apoio (i) ao Projeto “Vozes Negras – A Força do Canto Feminino”, uma série musical que homenageia grandes talentos negros femininos da nossa música; (ii) a Academia Jovem Concertante, uma incubadora de talentos com formação musical clássica; e (iii) “Imagens em Movimento”, que promove atividades extracurriculares em escolas públicas.

Visando o aprimoramento contínuo de nossa governança corporativa, atualizamos o Código de Conduta Ética e a Política Anticorrupção, que orientam a conduta dos administradores, colaboradores e terceiros, com treinamento para todos os colaboradores, e modernizamos o nosso sistema ERP com a adoção do SAP S/4HANA, sendo um passo importante na melhoria de nossos controles internos.

A Companhia ampliou a participação de membros independentes no seu Conselho de Administração de 29% para 43%, com uma maior diversidade de experiências na sua composição, trazendo benefícios para a atuação deste órgão colegiado.

## COLABORADORES

No final de 2022, tínhamos 152 colaboradores diretos, ante 128 no final de 2021. O aumento do número de colaboradores está relacionado à implantação do projeto SD de Atlanta e à estratégia de diversificação de portfólio através de M&A e avaliação de ativos em produção.



A participação de mulheres no nosso quadro funcional permaneceu estável entre anos, sendo 42% no final de 2022, com 38% mulheres na liderança da Enauta, com uma proporção de 0,66 da remuneração média das mulheres em relação aos homens em cargos de liderança. De forma a promover a equidade de gênero, apoio à primeira infância e qualidade de vida para os nossos colaboradores, fazemos parte do Programa Empresa Cidadã, da Receita Federal, com direito a maior tempo de licença-maternidade e paternidade.

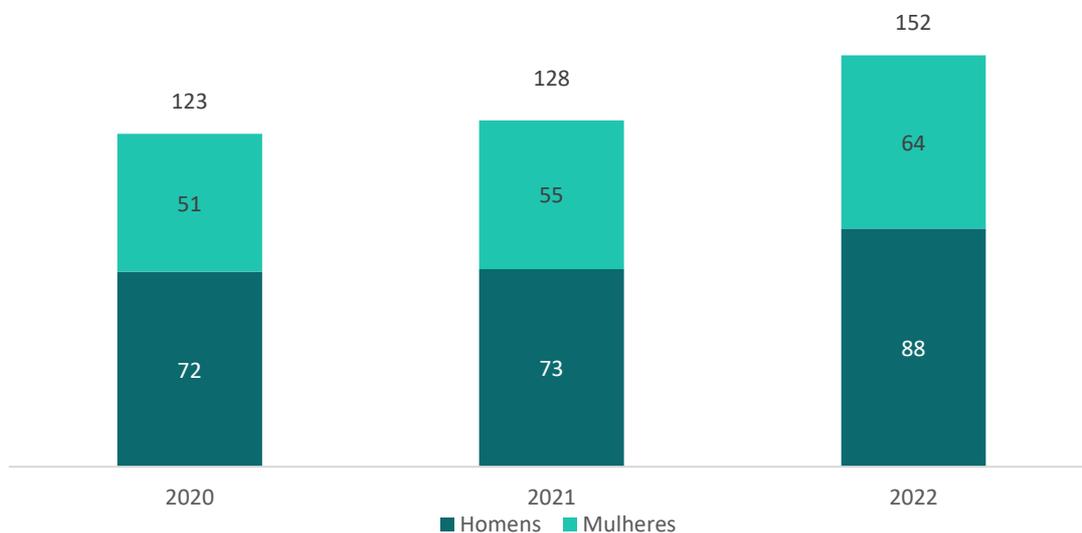


Gráfico 12 – Evolução do número de colaboradores por gênero

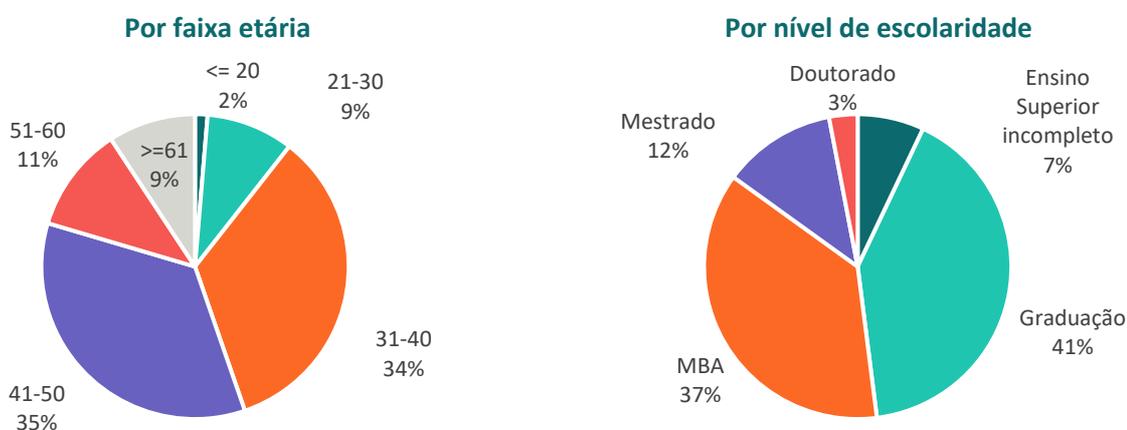


Gráfico 13 – Perfil dos colaboradores, no final de 2022

## PRÊMIOS E RECONHECIMENTO

Endossando a sua excelência no setor onde atua, a Enauta recebeu os seguintes prêmios e reconhecimentos em 2022:

- 1º lugar no setor indústria e 3º lugar entre as 20 maiores em margem líquida no Ranking Valor 1.000
- 1º lugar em desempenho financeiro no setor de energia do Ranking da Época Negócios 360
- 1º lugar em responsabilidade social e 2º lugar no setor de combustível, óleo e gás no Ranking As Melhores da IstoÉ Dinheiro
- 1º lugar entre as operadoras e 4º lugar no setor de petróleo e petroquímico no Ranking Reconhecimentos Melhores e Maiores da Revista Exame
- Great Place to Work - Empresa certificada pelo GPTW



- Prêmio ANP de Inovação Tecnológica, sendo a primeira companhia independente a ser premiada, com o Projeto Costa Norte
- Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG), pelo sétimo ano consecutivo

## Geração de Valor aos Acionistas

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o ano de 2022 cotada a R\$ 13,50, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,6 bilhões, valorização de 1,1% no ano de 2022, *versus* valorização de 5,6% do índice Ibovespa e 8,8% do Brent. Nossa ação registrou uma liquidez média diária de R\$ 32,7 milhões em 2022, *versus* R\$ 28,4 milhões em 2021.

No último trimestre de 2022, houve decréscimo de 7,0% no valor de mercado da Enauta, *versus* redução de 0,3% do índice Ibovespa e 2,3% do Brent. Nossa ação registrou uma liquidez média diária de R\$ 21,0 milhões no 4T22, *versus* R\$ 20,1 milhões no 4T21.

No início e no final de 2022, o capital social votante e total da Enauta era constituído de 265.806.905 ações ordinárias, sendo o *free float* igual a 28,9%.

A Companhia pagou R\$ 450 milhões em dividendos em 2022, equivalente a R\$ 1,71 por ação, referentes ao resultado do exercício de 2021, perfazendo um retorno total aos acionistas (TSR) de 14,8% no ano de 2022, considerando o reajuste pela inflação do dividendo distribuído no período.

Para o exercício de 2022, a Administração propôs distribuição de dividendos totais de R\$ 39,5 milhões, equivalente a aproximadamente R\$ 0,15 por ação, de acordo com a Política de Dividendos da Companhia. Essa proposta será submetida pelo Conselho de Administração à Assembleia Geral Ordinária em abril de 2023.

Em setembro de 2022, a Enauta passou a integrar o IBrX-100, índice que representa o desempenho médio das cotações dos 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

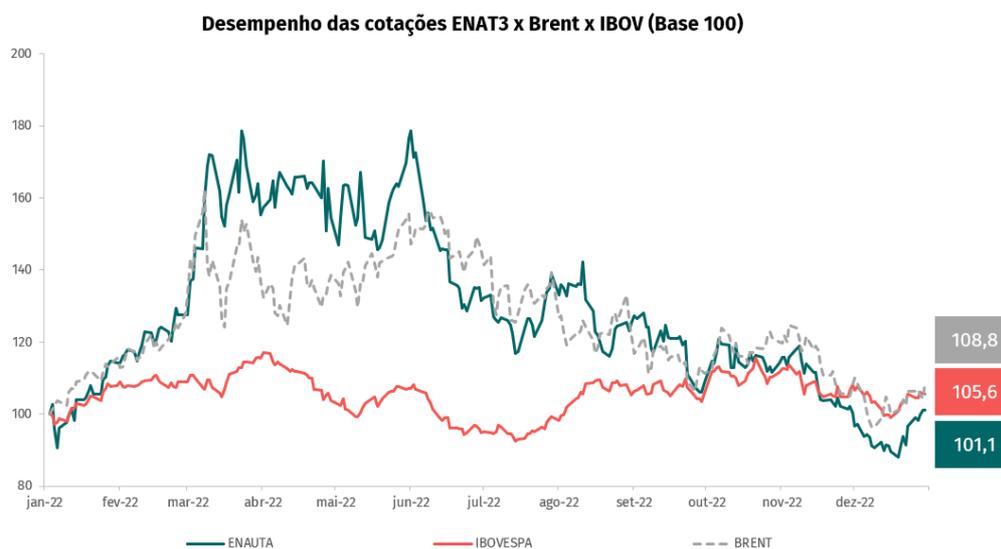


Gráfico 14 – Desempenho da ação ENAT3

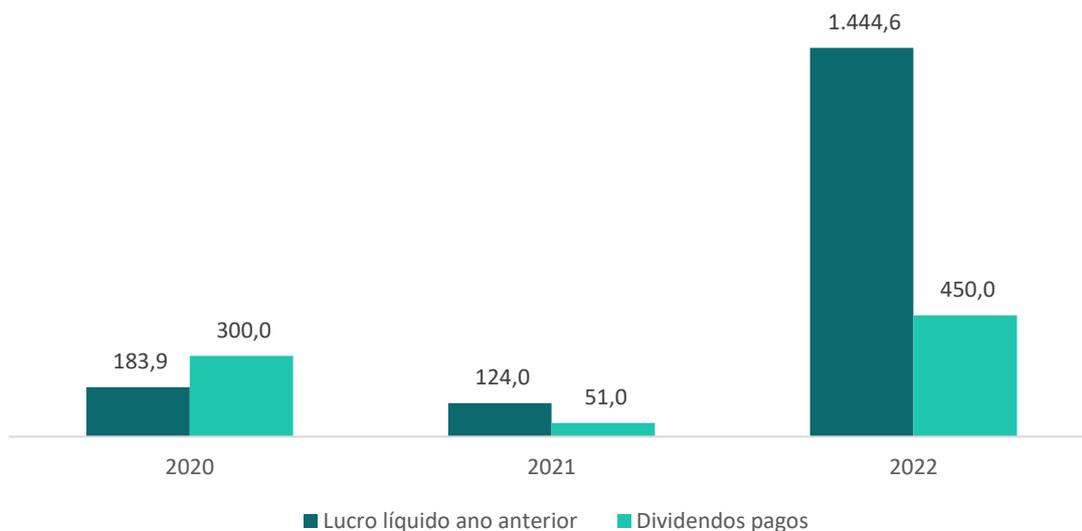


Gráfico 15 – Distribuição de Dividendos, em R\$ milhões

## RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. (“Deloitte”) foi contratada pela Enauta Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022 e procedimentos previamente acordados no âmbito de oferta pública de distribuição de valores mobiliários da Companhia. Em conformidade com as normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais em 2022.

## AGRADECIMENTOS

Expressamos nossa gratidão e reconhecimento a todos os colaboradores, fornecedores e parceiros. Agradecemos também aos públicos de interesse pelo apoio e confiança em nossa Companhia.

A Administração



## Desempenho operacional por ativo

### Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

#### PRODUÇÃO

A produção do Campo de Atlanta, onde a Enauta possui 100% de participação, somou 3.358,2 mil bbl de óleo, com produção média diária de 9,2 mil bbl, com aumento de 1,6% em relação à produção proporcional à sua participação em 2021, igual a 3.305,9 mil bbl de óleo, com produção média diária de 9,1 mil bbl.

Em meados de 2022, a Companhia decidiu investir no FPSO Petrojarl I para sua recertificação, visando a extensão dos seus contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) por até dois anos, de modo que a Companhia continue a produzir e a gerar caixa operacional até a entrada do SD em produção. Portanto, foi necessária uma parada programada do FPSO Petrojarl I, o que penalizou o resultado no período, mas que dará tranquilidade à Companhia, em termos de liquidez, ao longo do processo de transição dos dois sistemas.

Durante esta parada programada, foi realizada a ampliação da capacidade de tratamento de água de 8.500 para 11.500 barris por dia. A reserva de Atlanta é cercada por um ótimo aquífero atuante, com pressão suficiente, evitando a necessidade de um sistema de injeção de água ou gás.

No último trimestre de 2022, a produção do Campo de Atlanta somou 1.244,4 mil bbl de óleo, com produção média diária de 13,5 mil bbl, em linha com a do mesmo período do ano anterior, tendo operado por meio de dois poços a partir do final de outubro de 2022.

No final de 2022, a Companhia iniciou a campanha de perfuração de três novos poços, sendo que o primeiro poço será conectado ao FPSO Petrojarl I em abril de 2023, aumentando a sua capacidade de produção total para mais de 20 mil barris de óleo por dia e garantindo maior estabilidade de produção em 2023, devido à redundância de poço e equipamentos, principalmente, relacionados ao sistema de bombeio. Os demais poços aguardarão para serem conectados ao FPSO Atlanta no SD.

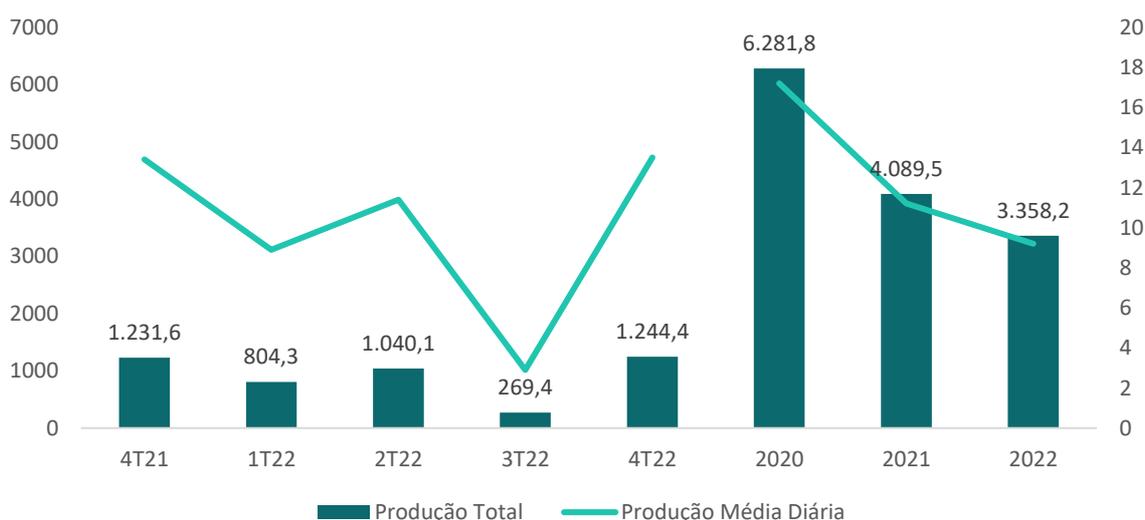


Gráfico 16 – Produção Total do Campo, em mil bbl, e produção média diária, em mil bbl/dia, do Campo de Atlanta

#### COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio de Offtake Agreement. Durante o ano de 2022, estava vigente acordo comercial com a Shell, com precificação com um desconto



fixo em relação ao Brent inferior a US\$ 1 por barril, que representa um prêmio em relação ao Brent quando comercializado na refinaria.

A Enauta e a Shell firmaram novo acordo de venda FOB, ou seja, sem incidência de custos logísticos e sobrestadia (*demurrage*), de 100% do óleo produzido pelo FPSO Petrojarl I (SPA) a partir de janeiro de 2023 até junho de 2024. As características do óleo de Atlanta possibilitam uma precificação próxima ao Brent.

Para o óleo a ser produzido pelo FPSO Atlanta (SD), que tem início de produção estimado em meados de 2024, ainda avaliaremos alternativas para a sua comercialização. O FPSO Atlanta terá capacidade de armazenamento de óleo de 1,6 milhão de barris por dia, permitindo a redução dos custos logísticos e impactando positivamente o valor do óleo de Atlanta.

### OPEX E LIFTING COSTS

Os custos operacionais, Opex, do Campo de Atlanta, totalizaram US\$ 147,1 milhões em 2022, dos quais US\$ 33,1 milhões no 4T22, quando houve uma redução de aproximadamente US\$ 150 mil por dia no custo do afretamento, comparado ao segundo trimestre de 2022, antes da parada programada da produção, devido à conclusão do pagamento de uma parcela adicional variável atrelada ao Brent, em função do teto contratual ter sido atingido, conforme cláusula vigente no contrato de afretamento do FPSO do SPA.

O custo médio de extração, *lifting cost*, sem afretamento, foi igual a US\$ 18,7/bbl em 2022 e US\$ 13,4/bbl no 4T22, ambos incluindo o *workover*<sup>1</sup>.

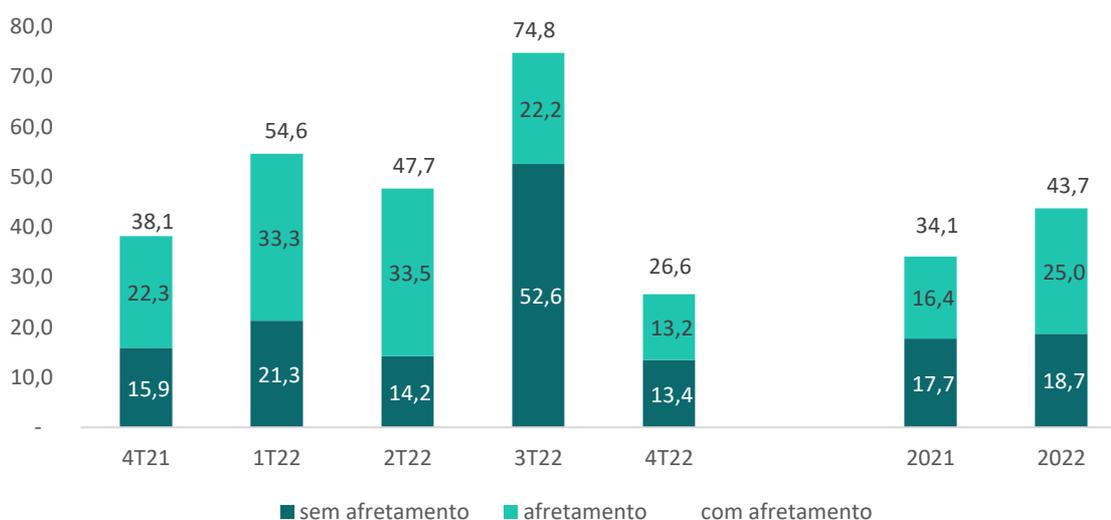


Gráfico 17 – *Lifting cost* do Campo de Atlanta, em US\$/bbl

### RESERVAS CERTIFICADAS E AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2022, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo de Atlanta totalizavam 158,9 milhões de bbl, um aumento de mais de 50% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2021, excluindo a produção de 2022, principalmente, devido à aprovação pela ANP do Plano de Desenvolvimento e a extensão do contrato de concessão do Campo de Atlanta até 2044.

Em produção desde maio de 2018, o Sistema de Produção Antecipada (SPA) foi concebido para produzir temporariamente, objetivando a obtenção de informações necessárias para o desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Informações como produtividade dos poços, escoamento do óleo, características do FPSO e sistema de bombeio, tornaram possível a configuração de um sistema de produção mais adaptado, com menos riscos de reservatório, mais eficiente e robusto, feito para operar de forma contínua por pelo menos 20 anos. Com base neste conhecimento adquirido, a Companhia pôde com segurança aprovar o SD que



iniciou a sua implantação em fevereiro de 2022 e tem o primeiro óleo esperado para meados de 2024.

No início de 2022, a Enauta exerceu a sua opção de compra por US\$ 80 milhões de um FPSO existente, renomeado Atlanta, por valor atrativo e com possibilidade de aproveitamento de boa parte das suas instalações, segundo a avaliação da área técnica da Companhia, reduzindo o custo e o prazo de adaptação e, portanto, com maior previsibilidade e menor risco de execução.

O projeto aprovado contempla uma capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia, através de seis poços, com investimento total de US\$ 1,2 bilhão. Cerca de 90% dos serviços já foram contratados com fornecedores de primeira linha, incluindo a adaptação da embarcação pela Yinson Holdings Berhad ("Yinson"), através de um contrato Turnkey de *Engineering, Procurement, Construction and Installation* ("EPCI"), com garantia e Operação e Manutenção por 24 meses. O custo desta adaptação será da ordem de US\$ 420 milhões.

Antes da entrega da unidade, a Yinson terá uma opção de compra do FPSO atrelada a um financiamento por um período de 15 anos. Caso a opção seja exercida, entrarão em vigor contratos de afretamento, operação e manutenção pelo mesmo período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total de US\$ 2,0 bilhões para os 20 anos.

O investimento remanescente, cerca de US\$ 800 milhões, refere-se às atividades de perfuração dos poços, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações.

Visando a continuidade operacional do SPA durante a transição para o SD, a Companhia assinou, em janeiro de 2022, a extensão por até dois anos dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) do FPSO Petrojarl I. A extensão dos contratos de maio de 2023 podendo ir até maio de 2025 evita um período sem produção no Campo e otimiza a transferência para o SD de Atlanta. Essa extensão foi condicionada à obtenção de Certificado da DNV (Det Norske Veritas), recebido em dezembro de 2022, após a realização da manutenção necessária durante a parada programada no 3T22.

Adicionalmente, no final de 2022, a Companhia iniciou campanha de perfuração de três novos poços, sendo que o primeiro poço será conectado ao SPA, aumentando a sua capacidade de produção total para mais de 20 mil barris de óleo por dia, a partir de abril, permitindo uma redundância adicional ao sistema de bombeio dos poços e fornecendo maior robustez ao sistema de produção. Os demais poços aguardarão para serem conectados ao SD a partir da chagada do FPSO Atlanta.

No início de 2023, a Enauta exerceu a sua opção de compra de uma bomba adicional, que contribuirá para maior robustez ao sistema de escoamento e para a redução de custos de manutenção a partir de 2024.

## Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

### PRODUÇÃO

A produção proporcional do Campo de Manati, onde a Enauta possui 45% de participação, somou 416,9 milhões de m<sup>3</sup> em 2022, com produção total média diária de 2,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia, com redução de 21,0% em relação ao valor de 2021, que teve produção total média diária de 3,2 milhões de m<sup>3</sup>.

No último trimestre de 2022, a produção proporcional do Campo de Manati somou 78,4 milhões de m<sup>3</sup>, com produção total média diária de 1,9 milhão de m<sup>3</sup> por dia, com redução de 38,0% ao mesmo período do ano anterior, com produção total média diária de 3,1 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

O ano de 2021 foi de alta demanda pelo gás de Manati em função da crise energética, da posição estratégica de Manati no Nordeste brasileiro e da retomada da atividade econômica



após a pandemia de COVID-19. A partir do final do 3T22, houve ajuste da produção do Campo de Manati, em função da demanda de gás. Trata-se de uma ocorrência usual da operação, de caráter temporário, sem alteração das condições contratuais.

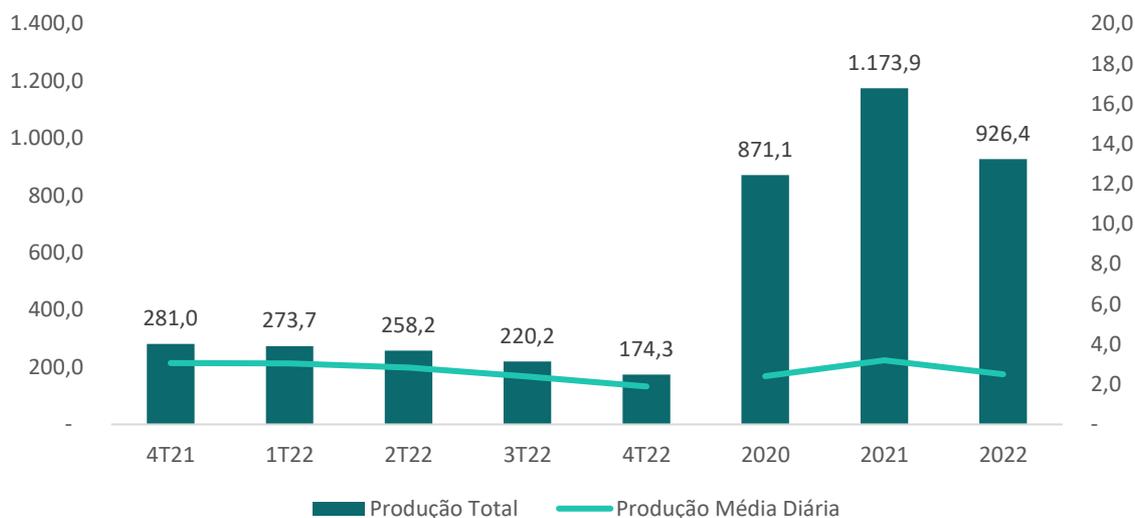


Gráfico 18 – Produção total de gás, em MMm<sup>3</sup>, e produção média diária, em MMm<sup>3</sup>/dia, do Campo de Manati

## COMERCIALIZAÇÃO

O gás produzido em Manati é integralmente vendido à Petrobrás, com preço fixo em Reais, ajustado pela inflação no mês de janeiro e com obrigação de compra de volume mínimo contratado (*take or pay*). A redução da demanda nos últimos meses de 2022, segundo a Petrobras (operadora<sup>1</sup> do campo e compradora do gás), decorre da conjuntura de oferta e demanda dos segmentos de mercado atendidos pelo gás do Campo de Manati e trata-se de uma ocorrência usual da operação, de caráter temporário, sem alteração das condições contratuais.

## RESERVAS CERTIFICADAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2022, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 3,2 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural e 0,27 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 9,1 milhões de barris de óleo equivalente, na proporção de participação da Enauta. Houve redução da reserva 2P, em relação à reserva anterior, relativa ao volume produzido em 2022.

## Portfólio de Exploração

### BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

A perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, ocorreu no primeiro semestre de 2022. O custo do poço foi de US\$ 22,4 milhões líquidos para a Enauta. Embora não tenha sido constatada a ocorrência de hidrocarbonetos, o Consórcio realizará estudos complementares, integrando os dados amostrados à sua interpretação geológica regional, de forma a atualizar sua visão quanto ao potencial exploratório dos blocos situados em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas. A Companhia não realizou outras atividades exploratórias na região em 2022.



## MARGEM EQUATORIAL

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265, PAMA-M-337 e CE-M-661

Em 21 de novembro de 2021, a devolução foi protocolada na ANP, com impacto de R\$ 37,2 milhões referente ao Bloco CE-M-661.

## BACIA DO PARANÁ

Participação: 30% nos blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99

Em 4 de dezembro de 2020, a Enauta arrematou, em parceria com a Eneva S.A., quatro blocos na Bacia do Paraná, durante o segundo ciclo da Oferta Permanente<sup>1</sup> da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O consórcio é formado pela Enauta com 30% de participação, e Eneva com 70%, sendo o bônus de assinatura total de R\$ 2,1 milhões. Desse montante, a Enauta ficará responsável pelo desembolso de R\$ 633 mil. O investimento exploratório mínimo total é de R\$ 45,3 milhões nos quatro blocos. Esse compromisso será executado em até seis anos da data de assinatura dos contratos de concessão, ocorrida em 28 de junho de 2021.

Os estudos já realizados nos blocos arrematados, localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, apontam boas perspectivas de acumulações de gás natural. Em caso de descoberta<sup>1</sup>, a localização, no centro do mercado consumidor de gás facilitará o aproveitamento da produção. Havendo sucesso, o consórcio poderá, entre outras alternativas, analisar a utilização do modelo de *reservoir-to-wire* (R2W), no qual o gás encontrado é utilizado para gerar energia elétrica, que é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades. Esse modelo já é adotado com sucesso pela Eneva em outros projetos.

## BACIA DO CEARÁ

Em 2021 a Enauta reconheceu a baixa do bloco exploratório CE-M-661\_R11, na Bacia do Ceará, sendo R\$ 10,1 milhões referentes ao pagamento do bônus de assinatura e o pagamento de R\$ 26,9 milhões referentes à compensação financeira pelo não cumprimento do PEM, totalizando R\$ 37,0 milhões.

Em 29 de março de 2022, a Companhia efetuou pagamento de multa do PEM de R\$26,9 milhões referentes à devolução do Bloco CE-M-661. O montante total estava provisionado em 31 de dezembro de 2021.

## BACIA CAMAMU-ALMADA

Após estudos aprofundados, o Consórcio decidiu pela devolução integral do Bloco CAL-M-372 e formalização junto à ANP. A Companhia havia reconhecido provisão contábil de potencial baixa deste ativo exploratório nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$ 7,9 milhões. Em 12 de dezembro de 2022, por força da Resolução de Diretoria nº 645/2022, a ANP aprovou o acordo de rescisão consensual do contrato BM-CAL-12 e o Termo de Resilição está em fase de assinatura pelos concessionários. O valor de R\$ 7,3 milhões registrado em 31 de dezembro de 2022 como passivo circulante refere-se ao seguro garantia do bloco BM-CAL-12, que será pago a título de Programa Exploratório Mínimo no primeiro trimestre de 2023.



## Anexo I | Indicadores operacionais e financeiros

Tabela 1 – Receita líquida por unidade operacional

Receita (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Campo de Atlanta	576,3	568,2	1,4%	1.731,6	1.314,3	31,8%
Campo de Manati	80,8	118,3	-31,7%	443,8	490,7	-9,6%
<b>TOTAL</b>	<b>657,1</b>	<b>686,5</b>	<b>-4,3%</b>	<b>2.175,4</b>	<b>1.804,9</b>	<b>20,5%</b>

Tabela 2 – Custos operacionais totais

Custos Operacionais Totais (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Custos de extração	82,5	140,8	-41,4%	414,3	261,3	59,7%
Royalties e participação especial	32,3	45,7	-29,3%	118,0	121,9	-3,2%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	NA	0	2,7	0,0%
Depreciação e amortização	172,0	287,8	-40,2%	570,1	806,3	-29,3%
<b>TOTAL</b>	<b>286,8</b>	<b>474,4</b>	<b>-39,5%</b>	<b>1.102,4</b>	<b>1.192,2</b>	<b>-7,5%</b>

Tabela 3 – Custos operacionais por unidade de negócio

Campo de Atlanta (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Custos de produção	51,2	91,9	-44,3%	303,6	161,6	87,9%
Custos de manutenção	21,9	23,9	-8,4%	39,3	26,5	48,3%
Royalties	25,8	36,3	-28,9%	83,2	81,9	1,6%
Depreciação e amortização	161,2	269,4	-40,2%	523,7	728,8	-28,1%
<b>TOTAL</b>	<b>260,1</b>	<b>421,5</b>	<b>-38,3%</b>	<b>949,8</b>	<b>998,8</b>	<b>-4,9%</b>

Campo de Manati (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Custos de produção	9,4	10,1	-7,9%	69,7	57,6	21,0%
Custos de manutenção	0,0	14,9	-100,0%	1,7	15,6	-89,1%
Royalties	6,5	9,2	-29,3%	35,2	38,2	-7,9%
Participação especial	0,0	0,2	-100,0%	-0,4	1,8	-122,2%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	NA	0	2,7	-100,0%
Depreciação e amortização	10,8	18,4	-41,8%	46,4	77,5	-40,1%
<b>TOTAL</b>	<b>26,7</b>	<b>52,8</b>	<b>-49,8%</b>	<b>152,6</b>	<b>193,4</b>	<b>-21,1%</b>

<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>286,8</b>	<b>474,4</b>	<b>-39,5%</b>	<b>1.102,4</b>	<b>1.192,2</b>	<b>-7,5%</b>
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	----------------	----------------	--------------



Tabela 4 – Custos operacionais totais, ex-IFRS

Custos Operacionais Totais (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Custos de extração	208,3	290,9	-28,4%	832,3	695,5	19,7%
Royalties e participação especial	32,3	46,0	-29,8%	118,4	121,9	-2,9%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	-	(0,4)	2,7	-114,8%
Depreciação e amortização	60,4	191,9	-68,5%	238,7	531,2	-55,1%
<b>TOTAL</b>	<b>301,0</b>	<b>528,8</b>	<b>-43,1%</b>	<b>1.188,9</b>	<b>1.351,3</b>	<b>-12,0%</b>

Tabela 5 – Custos operacionais por unidade de negócio, ex-IFRS

Campo de Atlanta (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Custos de produção	190,3	253,6	-25,0%	719,2	573,9	25,3%
Royalties	25,8	36,6	-29,5%	83,2	81,9	1,6%
Depreciação e amortização	54,8	178,5	-69,3%	213,4	474,4	-55,0%
<b>TOTAL</b>	<b>270,9</b>	<b>468,7</b>	<b>-42,2%</b>	<b>1.015,8</b>	<b>1.130,2</b>	<b>-10,1%</b>

Nota: Dados não auditados.

Campo de Manati (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Custos de produção	18,0	37,3	-51,7%	113,1	121,6	-7,0%
Royalties	6,5	9,2	-29,3%	35,2	38,2	-7,9%
Participação especial	0,0	0,2	-100,0%	0,0	1,8	-100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	-	-0,4	2,7	-114,8%
Depreciação e amortização	5,6	13,4	-58,2%	25,3	56,8	-55,5%
<b>TOTAL</b>	<b>30,1</b>	<b>60,1</b>	<b>-49,9%</b>	<b>173,1</b>	<b>221,1</b>	<b>-21,7%</b>
<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>301,0</b>	<b>528,8</b>	<b>-43,1%</b>	<b>1.188,9</b>	<b>1.351,3</b>	<b>-12,0%</b>

Nota: Dados não auditados.

Tabela 6 – Despesas Gerais e Administrativas

Despesas G&A (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Despesas com Pessoal	66,6	28,8	131,1%	142,5	93,7	52,1%
Alocação Projetos de E&P	(18,3)	(10,5)	73,5%	(54,7)	(38,1)	43,6%
Outras Despesas Administrativas	38,2	22,6	69,2%	91,4	48,0	90,4%
<b>TOTAL</b>	<b>86,5</b>	<b>40,9</b>	<b>111,7%</b>	<b>179,2</b>	<b>103,6</b>	<b>73,0%</b>

Tabela 7 – EBITDA<sup>1</sup> e EBITDAX

R\$ milhões	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>182,1</b>	<b>690,7</b>	<b>-73,6%</b>	<b>383,4</b>	<b>1.444,6</b>	<b>-73,5%</b>
Amortização	171,1	288,3	-40,7%	572,3	808,0	-29,2%
Resultado Financeiro	18,5	(39,3)	-147,1%	179,3	(0,2)	NA
Imposto de Renda / Contribuição Social	91,6	353,7	-74,1%	161,9	670,3	-75,8%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>463,3</b>	<b>1.293,4</b>	<b>-64,2%</b>	<b>1.296,8</b>	<b>2.922,6</b>	<b>-55,6%</b>

R\$ milhões	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>463,3</b>	<b>1.293,4</b>	<b>-64,2%</b>	<b>1.296,8</b>	<b>2.922,6</b>	<b>-55,6%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais <sup>1</sup>	0,7	0,0	2880,4%	139,8	37,2	275,5%
<b>EBITDAX<sup>1</sup></b>	<b>464,0</b>	<b>1.293,4</b>	<b>-64,1%</b>	<b>1.436,6</b>	<b>2.959,8</b>	<b>-51,5%</b>
Margem EBITDA <sup>1</sup>	70,5%	188,4%	-117,9 p.p.	59,6%	161,9%	-102,3 p.p.
Margem EBITDAX <sup>1</sup>	70,6%	188,4%	-117,8 p.p.	66,0%	164,0%	-98,0 p.p.

Nota: Dados não auditados.

R\$ milhões	4T22 Ex-IFRS	4T21 Ex-IFRS	Δ%	2022 Ex-IFRS	2021 Ex-IFRS	Δ%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>170,6</b>	<b>697,0</b>	<b>-75,5%</b>	<b>328,7</b>	<b>1.445,8</b>	<b>-77,3%</b>
Amortização	59,4	192,4	-69,1%	240,8	532,8	-54,8%
Resultado Financeiro	22,0	-74,1	-129,7%	179,9	-131,7	-236,6%
Imposto de Renda / Contribuição Social	85,3	328,7	-74,0%	129,1	640,8	-79,9%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>337,3</b>	<b>1.144,0</b>	<b>-70,5%</b>	<b>878,5</b>	<b>2.487,7</b>	<b>-64,7%</b>

Tabela 8 – Endividamento

R\$ milhões	4T22	4T21	Δ%	3T22	Δ%
Dívida Total	1.406,0	161,5	770,6%	121,8	1054,4%
Saldo de Caixa <sup>1</sup>	2.431,8	3.045,9	-20,2%	1.553,1	56,6%
Dívida Líquida Total	(1.025,8)	(2.884,5)	-64,4%	(1.431,3)	-28,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,8x)	(1,0x)	-0,2x	(0,6x)	0,2x

Tabela 9 – Dados operacionais – Atlanta

Dados Operacionais Atlanta	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.244,4	1.231,6	1,0%	3.358,2	4.089,5	-17,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,5	13,4	1,0%	9,2	11,2	-17,6%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.244,4	1.231,6	1,0%	3.358,2	3.305,9	1,6%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.269,1	1.356,0	-6,4%	3.304,2	3.293,5	0,3%



Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,26	5,59	-5,9%	5,16	5,40	-4,4%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	86,4	75,9	13,8%	98,8	71,2	38,8%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	0-1	-	0-1	0-3	0-2

Nota: em 25 de junho de 2021 foi assinado aditivo ao Contrato de Concessão do Bloco BS-4 (Campo de Atlanta), concluindo o processo de cessão dos 50% de participação para a Enauta Energia. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

### Lifting Costs

	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Opex <sup>1</sup> (US\$ milhões)	33,1	46,9	-29,5%	147,1	112,7	30,5%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) sem afretamento	207,4	212,9	-2,6%	212	160,3	32,2%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) com afretamento	359,6	463,8	-22,5%	459,5	308,9	48,8%
Lifting cost <sup>1</sup> sem afretamento (US\$/bbl)	13,4	15,9	-15,7%	18,7	17,7	5,6%
Lifting cost <sup>1</sup> com afretamento (US\$/bbl)	26,6	38,1	-30,2%	43,7	34,1	28,2%

Tabela 10 – Dados operacionais – Manati

	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Produção Total do Campo (MMm <sup>3</sup> )	174,3	281,0	-38,0%	926,4	1.173,9	-21,1%
Produção Média Diária do Campo (MMm <sup>3</sup> /dia)	1,9	3,1	-38,0%	2,5	3,2	-21,0%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm <sup>3</sup> )	78,4	126,4	-38,0%	416,9	528,2	-21,1%



## Anexo II | Demonstração do Resultado

DRE (R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>657,1</b>	<b>686,5</b>	<b>-4,3%</b>	<b>2.175,4</b>	<b>1.804,9</b>	<b>20,5%</b>
Custos	(286,8)	(474,4)	-39,5%	(1.102,4)	(1.192,2)	-7,5%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>370,3</b>	<b>212,2</b>	<b>74,5%</b>	<b>1.073,0</b>	<b>612,7</b>	<b>75,1%</b>
Receitas (Despesas) operacionais	(78,1)	792,9	-109,8%	(348,5)	1501,9	-123,2%
Despesas gerais e administrativas	(86,5)	(40,9)	111,7%	(179,2)	(103,6)	73,1%
Equivalência patrimonial	0,0	0,2	-100,0%	0,0	(0,1)	-100,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	16,9	(1,3)	-1.392,6%	(152,8)	(76,4)	100,1%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(8,5)	834,9	-101,0%	(16,4)	1.681,9	-101,0%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>292,2</b>	<b>1.005,1</b>	<b>-70,9%</b>	<b>724,5</b>	<b>2.114,6</b>	<b>-65,7%</b>
Resultado financeiro líquido	(18,5)	39,3	-147,1%	(179,3)	0,2	NA
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>273,7</b>	<b>1.044,4</b>	<b>-73,8%</b>	<b>545,3</b>	<b>2.114,9</b>	<b>-74,2%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(91,6)	(353,7)	-74,1%	(161,9)	(670,3)	-75,8%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>182,1</b>	<b>690,7</b>	<b>-73,6%</b>	<b>383,4</b>	<b>1.444,6</b>	<b>-73,5%</b>

O IFRS16 substitui as normas de arrendamento mercantil existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. Essa norma contábil se tornou efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia adotou essa norma em 1º de janeiro de 2019.

Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem os efeitos da IFRS16 indicados como “ex-IFRS” na tabela abaixo. Estas informações, não auditada pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE (R\$ milhões)	4T22 Ex- IFRS	4T21 Ex- IFRS	Δ%	2022 Ex- IFRS	2021 Ex- IFRS	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>657,1</b>	<b>686,5</b>	<b>-4,3%</b>	<b>2.175,4</b>	<b>1.804,9</b>	<b>20,5%</b>
Custos	301,0	528,8	-43,1%	(1.188,9)	(1.351,3)	-11,7%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>356,1</b>	<b>157,7</b>	<b>125,8%</b>	<b>986,2</b>	<b>458,4</b>	<b>115,1%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>	<b>-78,2</b>	<b>793,4</b>	<b>-109,9%</b>	<b>(348,6)</b>	<b>1.501,8</b>	<b>-123,2%</b>
Despesas gerais e administrativas	-86,6	-40,8	112,3%	(179,4)	(103,6)	73,2%
Equivalência patrimonial	0,0	3,4	NA	0,0	(0,1)	-100,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	16,9	-1,3	NA	(152,8)	(76,4)	100,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	-8,5	832,1	-101,0%	(16,4)	1.681,9	-101,0%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>277,9</b>	<b>951,1</b>	<b>-70,8%</b>	<b>637,6</b>	<b>1.960,3</b>	<b>-67,5%</b>
Resultado financeiro líquido	-22,0	74,1	-129,7%	(179,9)	127,1	-241,5%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>255,9</b>	<b>1025,2</b>	<b>-75,0%</b>	<b>457,7</b>	<b>2.087,3</b>	<b>-78,1%</b>
Imposto de renda e contribuição social	-85,3	-328,7	-74,0%	(129,1)	(641,6)	-79,9%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>170,6</b>	<b>697,0</b>	<b>-75,5%</b>	<b>328,7</b>	<b>1.445,8</b>	<b>-77,3%</b>



## Anexo III | Balanço Patrimonial

(R\$ milhões)	2022	2021	Δ%
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.960,2</b>	<b>3.991,7</b>	<b>-25,8%</b>
Caixa e equivalente de caixa	853,9	830,4	2,8%
Títulos e valores mobiliários	1.577,9	2.215,6	-28,8%
Caixa restrito	7,8	0,0	N/A
Contas a receber	384,8	306,8	25,4%
Créditos com parceiros	0,8	5,4	-85,2%
Estoques	73,0	12,9	465,9%
Impostos e contribuição a recuperar	18,0	21,2	-15,1%
Instrumentos financeiros derivativos	29,5	9,8	201,0%
Outros	14,5	589,7	-97,5%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>5.315,9</b>	<b>2.697,3</b>	<b>97,1%</b>
Caixa restrito	378,8	366,7	3,3%
Impostos a recuperar	76,8	69,6	10,3%
Imobilizado	3.066,9	924,6	231,7%
Intangível	755,6	780,1	-3,1%
Arrendamentos	1.030,1	514,9	100,1%
Outros ativos não circulantes	7,6	41,4	-81,6%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>8.276,1</b>	<b>6.688,9</b>	<b>23,7%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.719,4</b>	<b>1.224,7</b>	<b>40,4%</b>
Fornecedores	954,0	194,4	390,7%
Arrendamentos	467,8	419,5	11,5%
Impostos e contribuição a recolher	108,0	361,7	-70,1%
Remuneração e obrigações sociais	45,2	27,1	66,8%
Debêntures	4,6	0,0	N/A
Empréstimos e financiamentos	108,2	134,6	-19,6%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,2	2,7	-18,5%
Provisão de multas	0,8	38,3	-97,9%
Obrigações de Consórcio	7,3	34,3	-78,7%
Outras obrigações	21,2	11,9	78,2%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>2.446,9</b>	<b>1.298,3</b>	<b>88,5%</b>
Arrendamentos	329,8	216,2	52,5%
Impostos e contribuição a recolher	11,1	8,7	27,6%
Debêntures	1.293,1	0,0	N.A.
Empréstimos e financiamentos	0,0	26,8	-100,0%
Provisão para abandono	587,4	791,2	-25,8%
Obrigações de Consórcio	57,9	57,9	0,0%
Provisão para contingência	0,1	0,0	N/A
Imposto de renda e contribuição social diferidos	124,2	197,5	-37,1%
Outras contas a pagar	43,2	57,9	-25,2%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>4.109,8</b>	<b>4.165,9</b>	<b>-1,3%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	120,7	112,4	7,4%
Reserva de lucros	1.905,4	1.972,0	-3,4%
Reserva de capital	29,9	30,8	-2,9%
Ações em tesouraria	(24,2)	(27,4)	-11,7%
Lucro líquido do período	383,4	1.444,6	-73,5%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>8.276,1</b>	<b>6.688,9</b>	<b>23,7%</b>



## Anexo IV | Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)	4T22	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>182,1</b>	<b>690,7</b>	<b>-73,6%</b>	<b>383,4</b>	<b>1.444,60</b>	<b>-73,5%</b>
<b>AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Equivalência Patrimonial	0	-0,2	-100,0%	0	0,1	-100,0%
Amortização e depreciação	55,7	170,8	-67,4%	230,5	542,9	-57,5%
Varição cambial IFRS 16	-15,5	18	-186,1%	-41,9	74,2	-156,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-17,3	13	-233,1%	-73,0	264,0	-127,7%
Encargos financeiros IFRS 16	7,3	21,7	-66,4%	30,8	56,3	-45,3%
Amortização e depreciação - IFRS 16	116,0	87,8	32,1%	339,5	267,1	27,1%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	0	2,4	-100,0%	0	9,5	-100,0%
Despesa com plano de ação	0	-5,8	-100,0%	0	0	NA
Financiamentos e empréstimos	1,60	0	NA	6,9	0	NA
Despesas de juros captação debêntures	2,20	0	NA	2,20	0	NA
Resultado financeiro sobre instrumento financeiro	34,3	0	NA	34,3	0	NA
Aumento de participação em consórcio	0	0	NA	0	-821,3	-100,0%
Baixa de imobilizado	12,9	0,3	NA	110,0	10,6	937,7%
Provisão para imposto renda e contribuição social	108,9	345,4	-68,5%	234,9	411,0	-42,8%
Outras provisões	-40,0	45,0	-188,9%	-37,9	46,2	-182,0%
Encargo sobre provisão de abandonos	1,4	-46,4	-103,0%	6,6	-46,4	-114,2%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>94,0</b>	<b>-487,3</b>	<b>-119,3%</b>	<b>463,6</b>	<b>-815,9</b>	<b>-156,8%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>113,6</b>	<b>81,6</b>	<b>39,2%</b>	<b>-239,6</b>	<b>-0,4</b>	<b>NA</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais</b>	<b>469,3</b>	<b>773,8</b>	<b>-39,4%</b>	<b>1.450,4</b>	<b>1.442,40</b>	<b>0,6%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento</b>	<b>-2.324,1</b>	<b>391,9</b>	<b>-693,0%</b>	<b>-1.754,5</b>	<b>-197,2</b>	<b>789,7%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	1.153,2	-422	-373,3%	323,0	-518,9	-162,2%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	2,4	5,1	-52,9%	4,7	0,1	NA
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	699,2	748,7	-6,6%	23,5	727,2	-96,8%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>-</b>	<b>81,7</b>	<b>NA</b>	<b>830,4</b>	<b>103,2</b>	<b>704,7%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>-699,2</b>	<b>830,4</b>	<b>-184,2%</b>	<b>853,9</b>	<b>830,4</b>	<b>2,8%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>-</b>	<b>748,7</b>	<b>NA</b>	<b>23,5</b>	<b>727,2</b>	<b>-96,8%</b>



## Anexo IV | Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Bbl</b>	Barril de óleo
<b>Caixa</b>	Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários
<b>Caixa líquido</b>	Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>Descoberta</b>	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>EBITDA</b>	Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização.
<b>EBITDAX</b>	Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais custos com as baixas de poços exploratórios secos e/ou sub-comerciais ou baixas de blocos, devido à baixa atratividade econômica dos prospectos e inviabilidade da continuidade dos projetos dos quais fazem parte, bem como dos gastos remanescentes atrelados. Essa é uma medição gerencial, não contábil, elaborada pela Companhia, e não é parte integrante do escopo de trabalho da auditoria independente.
<b>FPSO</b>	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
<b>Free on Board (FOB)</b>	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
<b>Lifting cost</b>	Valores de Opex divididos pela produção no período
<b>Operador(a)</b>	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
<b>Opex</b>	São os custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzidos nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties) e IFRS-16. Em 2021, não



	considerava custos de workover. Este valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs) – informação essa não revisada pelos auditores independentes.
<b>Oferta Permanente</b>	O processo de Oferta Permanente de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural prevê a oferta contínua de campos e blocos devolvidos, bem como de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados. Nessa modalidade, as licitantes inscritas podem apresentar declaração de interesse para quaisquer blocos ou áreas previstas no edital, acompanhada de garantia de oferta. A principal diferença em relação às demais rodadas é que um ciclo da Oferta Permanente só se inicia quando a Comissão Especial de Licitação aprova uma declaração de interesse, acompanhada da garantia de oferta, para um ou mais blocos/áreas em oferta, apresentada por uma das empresas inscritas.
<b>Reservas</b>	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
<b>Reservas Prováveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, porém com maiores chances de recuperação do que Reservas Possíveis. As Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente ao Provado onde a interpretação e controle de dados disponíveis são mais incertos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza esperado.
<b>Workover</b>	O termo <i>workover</i> refere-se às intervenções nos poços que têm como objetivo a manutenção da produção de óleo e/ou gás.

# Relações com Investidores

## Enauta Participações S.A.

Av. Almirante Barroso, no 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ  
CEP: 20031-918  
Telefone: 55 21 3509-5959  
E-mail: [ri@enauta.com.br](mailto:ri@enauta.com.br)  
[www.enauta.com.br/ri](http://www.enauta.com.br/ri)

## Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 100% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta é comprometida com os conceitos de sustentabilidade dos negócios, investindo de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para mais informações, acesse [www.enauta.com.br](http://www.enauta.com.br).

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Essas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.

