



Relatório de Administração 2021



VIDEOCONFERÊNCIA

Português
(com tradução simultânea em inglês)

18 de março de 2022

11h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_CsIW_D0ZaQG6ON8a9CFOZ3w

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

www.enauta.com.br

ENAT
B3 LISTED NM



Enauta divulga resultados do 4T21 e ano de 2021

Rio de Janeiro, 16 de março de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e ano de 2021. 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.

Principais Indicadores	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%
Margem EBITDAX	188,4%	73,5%	114,9 p.p.	164,0%	84,2%	79,8 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	690,7	38,2	1.707,9%	1.444,6	124,0	1.065,0%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.884,6	1.747,2	92,9%	2.884,6	1.747,8	92,9%
CAPEX realizado - US\$ milhões	7,1	7,2	-1,4%	23,8	26,6	-10,5%
Produção Total (mil boe)	2.037,4	1.275,8	59,7%	6.671,2	5.636,9	18,3%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.242,0	333,0	273,0%	3.348,6	3.171,2	5,6%
Produção de Gás (mil boe)	795,3	945,8	-15,9%	3.322,6	2.465,7	34,8%

¹ EBITDAX: Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

² Caixa Líquido: Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

DESTAQUES

- ▲ **Maior lucro líquido da história da Enauta de R\$ 1,4 bilhão em 2021.** No 4T21, a Companhia registrou lucro de R\$ 690,7 milhões.
- ▲ **Sólida posição de caixa* de R\$ 3,0 bilhões,** sendo 60% indexados a dólares norte-americanos.
- ▲ **Produção total de 2,0 milhões de boe no 4T21 e de 6,7 milhões de boe em 2021,** equivalente à produção média diária de 22,1 mil boe e de 18,3 mil boe, respectivamente.
- ▲ **Recebimento de US\$ 144 milhões** referente à última parcela dos recursos da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará), sendo 30% em 2021.
- ▲ **Permanência do Campo de Manati no portfólio,** trazendo diversificação e estabilidade na geração de caixa e melhor equilíbrio nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).
- ▲ **Significativo aumento de 54% nas reservas 2P do Campo de Manati,** em comparação à certificação anterior, além da produção realizada em 2021.
- ▲ **Extensão do SPA de Atlanta até maio de 2025,** trazendo continuidade operacional ao Campo e possibilidade de operação simultânea ao Sistema Definitivo.
- ▲ **Início da implantação do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta,** um projeto robusto e um marco para a Companhia, com produção de 50 mil barris por dia.
- ▲ **Início da perfuração do primeiro poço exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas em fevereiro de 2022.**
- ▲ **Dividendos propostos de R\$ 0,15 por ação,** conforme Política da Companhia.
- ▲ **41% de mulheres na liderança da Enauta e 43% na força de trabalho,** acima da média da indústria de Óleo & Gás.
- ▲ **Intensidade de emissões de 17,6 kg CO₂ e/boe em 2021,** abaixo da média da indústria (OGCI) em 2020, cumprindo a meta estabelecida de figurar abaixo de 21 kg CO₂ e/boe no ano.
- ▲ **Operação segura com zero vazamentos.**

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários



Mensagem da Administração

O ano de 2021 foi emblemático para a Enauta. Assumimos a totalidade do Campo de Atlanta em junho e tivemos sucesso ao iniciar a implantação do Sistema Definitivo aprovado em fevereiro de 2022. Geramos lucro líquido recorde para a Companhia, de R\$ 1,4 bilhão. O preço da commodity atingiu a cotação máxima desde 2014, com pico de US\$ 86 por barril em outubro do ano passado, e forte tendência de alta no início de 2022. O preço do Brent combinado à valorização do óleo com baixo teor de enxofre e o reconhecimento da totalidade do Campo de Atlanta impulsionaram nossos resultados no período.

A concretização do Sistema Definitivo (SD) de Atlanta nos primeiros meses de 2022 é um marco na história da Enauta. Os aprendizados adquiridos no Sistema de Produção Antecipada, uma estratégia de desenvolvimento otimizada e a utilização de um FPSO com ótima adaptação para Atlanta permitiram à Companhia ter tido sucesso no processo de licitação dos componentes, podendo avançar, a passos firmes, na consolidação de um SD totalmente customizado, eficiente e robusto. O projeto considera uma unidade com capacidade de produção de 50 mil barris por dia a partir de meados de 2024, um aumento de três vezes em relação à produção atual do Campo. O investimento previsto é de US\$ 1,2 bilhão, incluindo a compra e adaptação do FPSO, e será, majoritariamente, desembolsado nos próximos dois anos. Estamos orgulhosos em viabilizar o SD em linha com nossas premissas estratégicas: 1) *breakeven* baixo; 2) óleo de alto valor agregado; 3) rentabilidade; e 4) gestão eficiente de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Estamos construindo um projeto inovador com sustentabilidade econômica e ambiental, reduzindo emissões de CO₂, considerando não somente as emissões diretas, mas todo o ciclo do desenvolvimento.

Em 2021 também contribuiu para o resultado da Companhia a produção de Manati. O Campo foi responsável por 18% da receita total da Enauta. A permanência desse ativo no nosso portfólio tem um efeito importante em nossa estratégia de diversificação, estabilidade de geração de caixa e equilíbrio na gestão das emissões de GEE. Reavaliamos o ativo e hoje divulgamos uma nova certificação que atesta um aumento de 54% nas reservas 2P em relação ao ano anterior, além da produção realizada em 2021.

Encerramos o ano com sólida posição de caixa, de R\$ 3 bilhões, com 60% desses recursos dolarizados ao final do quarto trimestre, conferindo proteção à nossa capacidade de investimento para seguirmos executando e expandindo nosso portfólio. Recebemos ainda a última parcela da venda do Bloco BM-S-8 no montante equivalente a US\$ 144 milhões, sendo 30% em 2021.

Estamos construindo um portfólio de E&P equilibrado, o que nos traz vantagem competitiva na indústria de players independentes. Permanecemos focados em adquirir ativos em produção para garantir uma maior geração de caixa. Além dos ativos produtores, ainda temos outro vetor de crescimento que é nosso portfólio exploratório, com o início da perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas em fevereiro de 2022. Buscando otimizar nossa estrutura de capital no médio e longo prazo, seguimos firmes com nossos esforços em avaliar opções de crescimento inorgânico, desde que capturadas no preço adequado e que tragam retorno atrativo. Dessa forma, buscamos construir a empresa independente brasileira com o portfólio com maior potencial de geração de valor para os nossos acionistas, nos posicionando para futuramente fazer parte de um possível processo de consolidação do setor.

Agradecemos o apoio de nossa equipe ao longo de 2021 que, mesmo em um ambiente desafiador de pandemia de COVID-19, se dedicou para a realização com êxito dos projetos da Enauta.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

Desde a nossa constituição, consideramos a sustentabilidade como 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. Em 2021, intensificamos a abordagem de temas ESG internamente, através de um grupo de trabalho designado para disseminar nossas conquistas e desafios e, sob a liderança da gerência de Sustentabilidade, realizamos treinamentos internos focados no melhor entendimento e conhecimento de nossa atuação.

Outro marco do ano foi a aprovação da Política de Remuneração com a inserção de metas relacionadas a ESG capitalizadas para toda a organização. A consolidação de um ambiente profissional diverso e inclusivo faz parte da nossa estratégia para garantir o melhor resultado em nossos projetos. Em 2021, aprovamos a Política sobre Pessoas e Direitos Humanos e, em nossa equipe, formada por 128 profissionais, contamos com 43% de mulheres.

Permanecemos aprimorando nossa estrutura de governança corporativa. A partir da Assembleia de 2021, o Conselho Fiscal foi instalado para atuar ao longo do ano como um órgão não permanente. Também tivemos o início das atividades do Comitê de Auditoria Estatutário e da área de auditoria interna no segundo semestre do ano. Como instrumento de gestão, a Diretoria Executiva implementou os fóruns de assessoramento com o intuito de estabelecer espaços multidisciplinares de discussão.



Outros destaques do 4T21 e ano de 2021 são:

Ambiental:

- ▲ **Operação segura e sem vazamentos** no Campo de Atlanta. Não foi registrado nenhum incidente durante o *offloading*.
- ▲ **Medidas de redução de carbono:** no contrato assinado para a adaptação do FPSO de 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.
- ▲ **Resultados de medidas de redução de carbono:** No triênio iniciado em 2019, através de medidas de eficiência e aprimoramento na gestão de carbono; alcançamos expressivas reduções das emissões globais, 35% de redução no escopo 1 e 37% de redução no escopo 3.



- ▲ Pelo sexto ano consecutivo, **recebemos o Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG)**. Trata-se do mais alto nível de qualificação fornecido pelo PBGHG, o que reafirma nosso compromisso com a transparência nos dados de emissões.
- ▲ **Estabelecimento de metas ESG:** A Enauta estabeleceu metas específicas para todos os funcionários. Essas metas envolvem temas como Direitos Humanos, eficiência de recursos e gestão de carbono.
- ▲ **Intensidade de Carbono nas Operações:** Em 2021, estabelecemos nossa primeira meta corporativa relacionada aos aspectos ESG e com influência sobre a remuneração variável da Diretoria Executiva. A meta estabelecida para 2021 era a intensidade de emissões abaixo de 21 kg CO₂ e/boe. Ao final do ano, o resultado apurado foi de 17,6 kg CO₂ e/boe.

Social:

- ▲ **41% de mulheres na liderança da Enauta**, o que representa um aumento em relação ao fechamento do ano anterior.
- ▲ **Aprovação e publicação da Política sobre Pessoas e Direitos Humanos:** incluindo treinamento de nossos funcionários e fornecedores críticos.
- ▲ **Equidade de gênero e apoio à primeira infância:** adesão ao Programa Empresa Cidadã, da Receita Federal, ampliando o tempo de licença-maternidade e paternidade, promovendo equidade de gênero e qualidade de vida para os nossos funcionários.
- ▲ **R\$ 13 milhões aprovados para a realização de investimentos sociais:** através das leis de incentivo em 2022, o montante é maior do que a soma de todos os aportes realizados nos últimos dez anos. 20 projetos de impacto social foram selecionados para serem executados.

Governança:

- ▲ **Aprovação da Política de formação de parcerias:** com o objetivo de estabelecer diretrizes e procedimentos a serem observados na avaliação da formação de parcerias, com o propósito de promover a ética e zelar pela reputação da Enauta.
- ▲ **Revisão do Código de Conduta Ética:** a revisão traz um alinhamento aos novos valores, missão e visão, assim como ao novo planejamento estratégico da Enauta. Foram revisadas as orientações de condutas de temas relevantes como direitos humanos, meio ambiente, diversidade e assédio, conduta nas redes sociais, defesa da concorrência e privacidade de dados, para endereçar questões relacionadas à LGPD.
- ▲ **Revisão da Política Anticorrupção:** a revisão da Política Anticorrupção da Enauta permitiu um alinhamento com a revisão feita no Código de Conduta Ética.
- ▲ Realização, pela primeira vez, da **avaliação individual** dos Conselheiros de Administração da Companhia, ante avaliação colegiada realizada nos anos anteriores.

Desempenho Setorial

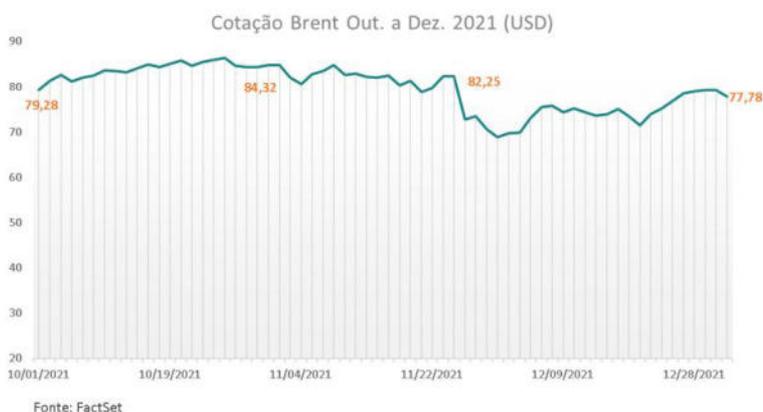
Seguindo a tendência dos trimestres anteriores e impulsionado pelo avanço da vacinação e pela contínua recuperação econômica em todo o mundo, o quarto trimestre de 2021 manteve a forte demanda por petróleo. Sem contrapartida de aumento da produção pelos principais países produtores (OPEP+), o preço da commodity se manteve acima de US\$ 78 por barril desde o início desse ano.

Na Europa, a variante ômicron não desacelerou o reaquecimento da economia, assim como nos Estados Unidos, onde foram registrados picos de demanda no feriado de *Thanksgiving*. Nesta dinâmica de estoques baixos e aumento acentuado do consumo, tanto de diesel, gasolina e querosene de aviação, prevaleceu o desequilíbrio entre oferta e demanda ao final do ano, em função dos baixos estoques. Antes do acirramento dos conflitos geopolíticos, projeções de mercado apontavam para um preço estabilizado da commodity de cerca de US\$ 90 por barril. Pela iminência de um conflito militar entre Rússia e Ucrânia, o prêmio de risco atingiu US\$ 30 por barril, o que indicava uma cotação do Brent de US\$ 120 por barril. Com o



início das ações militares, o preço do Brent atingiu valores ainda superiores e vem enfrentando grande volatilidade.

Para o gás natural, também observa-se um cenário de alta de preços, ocasionado pela oferta deprimida e alta demanda. Isso mesmo considerando o quarto trimestre, que já abrange os meses frios no Hemisfério Norte, quando o consumo de GNL para aquecimento é substituído pelo diesel, por questões de preço. Os preços seguem pressionados com a certificação do gás natural como “selo verde” pela Europa, além dele ser usado para a produção de hidrogênio, considerado uma energia mais limpa. Essa dinâmica se conecta à produção de derivados de petróleo, principalmente para combustível e térmicas. Dessa forma, começamos a ver uma convergência estrutural entre os movimentos de preços de óleo e gás natural, consolidando um cenário positivo para produtores e exportadores dessas commodities.



Portfólio de Ativos

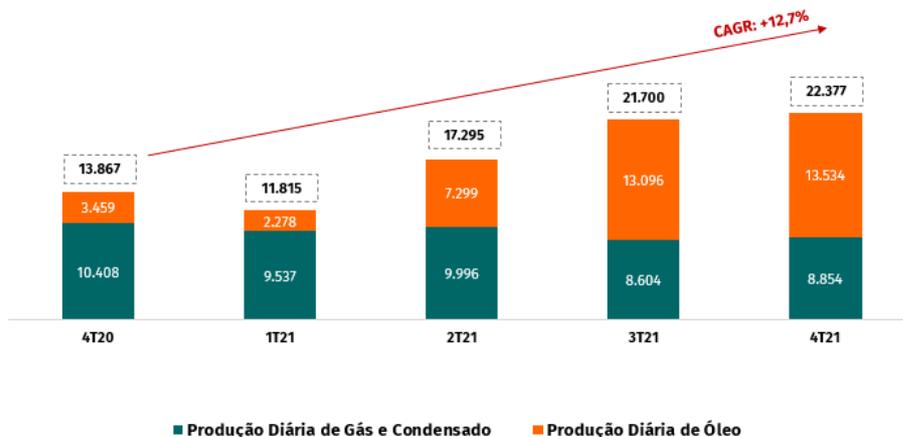


Nota: A saída definitiva da Enauta do Bloco CAL-M-372 está sendo conduzida pelo Operador do Consórcio



Desempenho Operacional

Produção Diária Enauta (boe)



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

Dados Operacionais

Atlanta	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.231,6	636,5	93,5%	4.089,5	6.281,8	-34,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,4	6,9	94,2%	11,2	17,2	-34,9%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.231,6	318,3	286,9%	3.305,9	3.140,9	5,3%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.356,0	368,1	268,4%	3.293,5	3.109,7	5,9%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,59	5,39	3,7%	5,40	5,16	4,7%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	75,9	42,7	77,8%	71,2	42,3	68,3%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	5-7	-	0-3	5-8	-

¹ 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.

PRODUÇÃO

A produção da Enauta relativa ao Campo de Atlanta aumentou 93,5% no 4T21 em comparação ao 4T20, resultado, principalmente, do aumento de participação da Companhia no Campo. Durante a maior parte do 4T21, Atlanta operou por meio de dois poços com produção média diária de 13,4 mil barris de óleo, 2,3% acima da média do 3T21 e 94,2% acima da produção do Campo no 4T20.

Na comparação anual, a produção total do Campo apresentou uma redução de 34,9%. Além do declínio natural de Atlanta, as interrupções geradas pelas manutenções requeridas no sistema de bombeio submarino no 4T21 impactaram a operação do Campo. Atualmente, Atlanta produz cerca de 13 mil barris por dia e terá um incremento em meados de 2022, quando mais um poço retomar a operação, entretanto, uma maior estabilidade poderá ser alcançada com a perfuração do quarto poço, onde se investirá em um sistema de bombeio adicional como redundância para ao Sistema de Produção Antecipada.



A capacidade de tratamento de água do Petrojarl I foi ampliada em 2021 para 8.500 barris por dia, deixando de ser esta uma restrição à produção de óleo do Campo. Com a implantação da segunda fase deste projeto, no segundo semestre de 2022, a capacidade de tratamento de água será ampliada para 11.500 barris por dia. O custo estimado para esta adaptação da planta de processo é de US\$ 8 milhões.

Ainda no segundo trimestre desse ano, está prevista uma interrupção da produção por aproximadamente 35 dias, quando serão realizadas inspeções e manutenções em diversos equipamentos, visando o atendimento às exigências normativas do Ministério do Trabalho e trabalhos requeridos para a recertificação do FPSO pela DNV, necessária para a extensão do contrato do Petrojarl I por até dois anos. Esta extensão permitirá que a produção de Atlanta não seja interrompida por mais de um ano, até a entrada em produção do Sistema Definitivo.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo de Atlanta totalizavam 105,7 milhões de bbl, um aumento de 9% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2020, excluindo a produção de 2021. A variação é justificada pela otimização dos custos operacionais e melhorias no plano de desenvolvimento, o que compensou positivamente a produção realizada de óleo durante o ano de 2021.

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, inclui os custos logísticos e sobrestadia (*demurrage*). Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo com início em 1º de maio de 2021 e término ao final de 2022, estabelecendo um desconto fixo em relação ao Brent inferior a US\$ 1 por barril, em comparação a um desconto de US\$ 5-7 por barril no 4T20, que representa um prêmio em relação ao Brent quando comercializado na refinaria.

O óleo de Atlanta já é amplamente conhecido, com elevada demanda, mantendo uma grande diversidade de clientes no mercado internacional. Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre e CO₂, impulsiona a demanda por esse tipo de óleo como “bunker” e óleo combustível para geração de energia. As exportações têm sido para Cingapura, um dos mais importantes centros de “bunker” e óleo combustível para geração térmica, que após o *blend* são exportados especialmente para o Japão e a Coreia do Sul.

LIFTING COSTS²

A Companhia mantém seu foco na otimização dos custos operacionais, principalmente dos custos logísticos. O aumento do custo diário de US\$ 282,1 mil no 4T20 para US\$ 463,8 mil no 4T21, reflete o impacto da alta do Brent no afretamento do FPSO, bem como no diesel consumido na operação. Como trata-se de um FPSO afretado por performance, no 4T20, devido a falhas nos aquecedores de óleo da unidade, as taxas de afretamento não foram incorridas durante o período de interrupção da produção, reduzindo o custo diário.

Lifting Costs	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	42,7	26,0	64,2%	134,6	136,4	-1,3%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	463,8	282,1	64,4%	368,0	373,0	-1,3%
Lifting cost com afretamento (US\$/bbl)	34,6	40,8	-15,2%	32,9	21,7	51,6%
Lifting cost sem afretamento (US\$/bbl)	12,4	30,6	-59,5%	16,5	13,3	24,1%

¹Opex: são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e



desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties). Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs).

²Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA (SPA)

Em produção desde maio de 2018, o Sistema de Produção Antecipada 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.

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 para maio de 2025 evita um período sem produção no Campo e otimiza a transferência para o Sistema Definitivo de Atlanta. Essa extensão está condicionada à obtenção de Certificado da DNV (Det Norske Veritas), antes do término do contrato original. O custo para adequação da unidade será de US\$ 30 milhões.

Está prevista a perfuração de um poço adicional no quarto trimestre de 2022. Esse novo poço substituirá um dos três poços conectados atualmente ao FPSO a partir do início de 2023, permitindo uma redundância adicional ao sistema de bombeio dos poços e fornecendo maior robustez ao sistema de produção. O valor estimado do poço e sua interligação ao sistema de produção será de US\$ 75 milhões, sendo US\$ 60 milhões para a perfuração e completação e o restante para interligação.

SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

A implantação do Sistema Definitivo foi iniciada após sua aprovação, em 21 de fevereiro de 2022. Foi concluído com sucesso o processo de licitação do FPSO e demais equipamentos, com ótimos resultados em termos de custos e prazos de execução.

O projeto terá capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia. A entrada em operação está prevista para meados de 2024, inicialmente com seis poços, com previsão para inclusão de mais dois poços em uma fase posterior até 2026. Atlanta possui um ótimo aquífero atuante, que mantém o reservatório do Campo com pressão suficiente, evitando a necessidade de um sistema de injeção de água ou de gás, o que torna o projeto mais simples, com menos risco e com menor necessidade de investimento. O FPSO 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.

O investimento aprovado é de US\$ 1,2 bilhão, já incluídos cerca de US\$ 500 milhões referentes à compra e adaptação do FPSO. O investimento remanescente, cerca de US\$ 700 milhões, refere-se às atividades de perfuração dos poços, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações.

No início de 2022, a Enauta adquiriu por US\$ 80 milhões um FPSO de oportunidade, através de uma subsidiária indireta, assegurando a disponibilidade da unidade de produção para ser adaptada ao SD. Para adaptar a embarcação, a Enauta contratou a 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. Neste caso, o investimento do projeto será reduzido em US\$ 100 milhões.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

PERMANÊNCIA DO CAMPO DE MANATI NO PORTFÓLIO

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia optou por não estender o prazo do acordo de venda da sua participação no Campo de Manati e permanecer com este ativo em seu portfólio. Manati é um importante ativo em termos de geração de caixa, diversificação e estabilidade de receitas e equilíbrio nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Produção Manati	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	281,0	334,2	-15,9%	1.173,9	871,1	34,8%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,1	3,6	-13,9%	3,2	2,4	33,3%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	126,4	150,4	-16,0%	528,2	392,0	34,7%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,1 milhões de m³ no 4T21, 13,9% abaixo do mesmo período do ano anterior. Na comparação anual, o aumento foi de 33,3%. 2021 foi um ano com 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, em contrapartida o ano de 2020 sofreu com os efeitos da pandemia de COVID-19.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 4,2 bilhões de m³ de gás natural e 0,33 bilhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 26,7 bilhões de barris de óleo equivalente. Houve um aumento de 54% na reserva 2P, em relação à reserva anterior, mesmo excluindo o volume produzido em 2021. Esse incremento foi devido, principalmente, a viabilização de uma nova condição técnica para operação da estação de compressores em terra, e na plataforma marítima, permitindo o maior aproveitamento das reservas de gás do campo de Manati.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

O início da perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, teve início em 20 de fevereiro de 2022. A perfuração do poço está sendo realizada pela sonda West Saturn, da Seadrill, em lâmina d'água de 3.094 metros e duração estimada entre dois e quatro meses. A Enauta será parcialmente carregada pelos parceiros ExxonMobil e Murphy Oil na perfuração desse poço, conforme definido nos respectivos acordos de *farmout*.

Os nove blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas possuem alta prospectividade. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na bacia ultrapassem 1,2 bilhão de boe. Além do prospecto *Cutthroat*, a Enauta identificou outras oportunidades com consideráveis recursos potenciais.



Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

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

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D foram concluídos para os blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 em 2020 e a interpretação desses dados está em fase adiantada de análise. Os processos de obtenção das licenças ambientais junto ao IBAMA permanecem em andamento.

A Companhia provisionou no 2T21 o montante de R\$ 37,2 milhões referente ao Bloco CE-M-661. Em 21 de novembro de 2021, a devolução foi protocolada na ANP, sem impacto adicional nas demonstrações do 4T21.

Portfólio de Exploração: MARGEM LESTE

Participação: 20% nos blocos ES-M-598, ES-M-673 e CAL-M-372

A Enauta possui participação em duas concessões localizadas em águas ultraprofundas na Bacia do Espírito Santo em parceria com a Petrobras. Foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. O fluido esperado nessa região é predominantemente óleo leve. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Após estudos aprofundados, o Consórcio decidiu pela devolução do Bloco CAL-M-372. A Enauta reconheceu a provisão de baixa desse ativo nas demonstrações financeiras de 2020 e a saída definitiva da Companhia do Bloco está sendo conduzida pelo operador.

Portfólio de Exploração: 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 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, 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 reservóir-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.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Campo de Atlanta	568,2	76,8	639,8%	1.314,3	659,3	99,3%
Campo de Manati	118,3	110,1	7,4%	490,7	286,2	71,5%
TOTAL	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%



A Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 686,5 milhões no trimestre, um crescimento de 267,3% na comparação trimestral, impactada, principalmente, pela performance do Campo de Atlanta que respondeu por cerca de 82,8% da receita total. No ano, a receita total apresentou um crescimento expressivo de 90,9% em relação à 2020.

No 4T21, a receita líquida do Campo de Atlanta aumentou 639,8% quando comparada ao 4T20 e 99,3% na comparação anual. Além do aumento da participação da Companhia de 50% para 100% a partir de 25 de junho de 2021, a forte alta da commodity no período e a valorização do óleo de Atlanta – redução do desconto para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, incluindo custos logísticos - impactaram positivamente a receita do Campo.

A variação entre os períodos também foi afetada pelo exercício da opção de hedge no 4T20, que gerou uma receita de R\$ 1,9 milhão e pela despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 7,9 milhões no 4T21.

A receita do Campo de Manati teve um crescimento de 71,5% em 2021, resultado principalmente da alta do preço do gás e do aumento da produção. Em razão da pandemia de COVID-19, 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado.

RECONHECIMENTO DE 100% DO CAMPO DE ATLANTA

A Companhia reconheceu no ano de 2021 um ganho de R\$ 878,8 milhões no momento da assunção da participação adicional de 50% neste ativo. Nas demonstrações financeiras de 2021, a contabilização dos ativos líquidos adquiridos na transação foi efetuada com base em uma avaliação do valor justo por uma assessoria independente para a realização do PPA (Purchase Price Allocation). Como resultado deste trabalho, foi alocado o valor de R\$ 424,9 milhões ao ativo intangível e R\$ 396,4 milhões ao ativo imobilizado. A conclusão desta transação é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

No contexto da transação de transferência da participação da Barra Energia para a Enauta Energia no Campo de Atlanta, a AFBV teve sua transferência legal e societária transferida integralmente à Enauta em 07 de julho de 2021. A partir desta data, os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passaram a ser consolidados nas demonstrações financeiras da Companhia.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Custos de produção	91,9	(27,4)	435,4%	161,6	62,9	156,9%
Custos de manutenção	23,9	0,0	N/A	26,5	0,1	N/A
Royalties	36,3	5,6	548,2%	81,9	40,5	102,2%
Depreciação e amortização	269,4	115,9	132,4%	728,8	402,1	81,2%
TOTAL	421,5	94,1	347,9%	998,8	505,7	97,5%

Campo de Manati (R\$ MM)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Custos de produção	10,1	12,1	-16,5%	57,6	41,3	39,5%
Custos de manutenção	14,9	4,8	210,4%	15,6	6,7	132,8%
Royalties	9,2	8,4	9,5%	38,2	21,9	74,4%
Participação especial	0,2	0,2	0,0%	1,8	0,2	800,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	1,0	N/A	2,7	1,0	170,0%



Depreciação e amortização	18,4	26,9	-31,6%	77,5	63,1	22,8%
TOTAL	52,8	53,4	-1,1%	193,4	134,2	44,1%
Custos Operacionais Totais	474,3	147,5	221,6%	1.192,2	639,8	86,3%

Os custos operacionais totais no 4T21 foram de R\$ 474,3 milhões, 242,0% maiores em comparação ao 4T20, refletindo o reconhecimento de 100% da participação no Campo de Atlanta. Expurgando o efeito da variação de participação entre os períodos, o incremento foi de 37%, em função: (i) do afretamento do FPSO (aumento taxa de câmbio e Brent no 4T21 e cobrança de taxa diária reduzida no 4T20); e (ii) aumento do valor do diesel, afetando os custos logísticos.

Os custos operacionais de Manati no 4T21 foram 1,1% menores em comparação aos registrados no 4T20, resultado, principalmente, dos custos de manutenção na comparação dos períodos.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex- IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	253,6	70,6	259,2%	573,9	333,4	72,1%
Royalties	36,6	5,5	565,5%	81,9	40,5	102,2%
Depreciação e amortização	178,5	43,2	313,2%	474,4	243,3	95,0%
TOTAL	468,7	119,3	292,9%	1.130,2	617,2	83,1%

Nota: Dados não auditados.

Campo de Manati (R\$ MM)	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex-IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	37,3	37,1	0,5%	121,6	96,8	25,6%
Royalties	9,2	8,4	9,5%	38,2	21,9	74,4%
Participação especial	0,2	0,2	0,0%	1,8	0,2	800,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	-	2,7	1,0	170,0%
Depreciação e amortização	13,4	16,7	-19,8%	56,8	41,4	37,2%
TOTAL	60,1	62,4	-3,7%	221,1	161,3	37,1%
Custos Operacionais Totais	528,8	182,7	191,0%	1.351,3	778,5	73,6%

Nota: Dados não auditados.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 60,1 milhões, 3,7% inferiores ao 4T20. Já em Atlanta, os custos aumentaram 292,9%, totalizando R\$ 468,7 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 1,3 milhão no 4T21, em comparação a R\$ 24,2 milhões no 4T20. Em 2020, dois eventos destacaram-se: (i) os estudos geoquímicos e especiais dos blocos de Sergipe-Alagoas no valor de R\$ 3,3 milhões; e (ii) a provisão do seguro garantia do Bloco CAL-M-372 de R\$ 7,3 milhões.

**DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS**

Despesas G&A	4T21			2021		
	4T20	Δ%	2020	Δ%		
Despesas com Pessoal	28,8	18,1	59,1%	93,7	78,2	19,8%
Alocação Projetos de E&P	(10,5)	(11,0)	-4,5%	(38,1)	(48,4)	-21,3%
Outras Despesas Administrativas	22,6	12,9	223,3%	48,0	39,4	21,8%
TOTAL	40,9	20,0	200,0%	103,6	69,2	49,7%

Em 2021, as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) apresentaram um aumento de 49,7% relação à 2020. Este aumento se deu principalmente ao PLR de funcionários e administradores, no montante de R\$ 19,5 milhões, e doações feitas a projetos com incentivos fiscais, no montante de R\$ 13,8 milhões, contabilizados no 4T21. Como percentual da receita total, as despesas G&A no ano totalizaram 5,7%, redução de 1,6 pontos base em relação ao ano anterior, quando foram de 7,3%.

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

No 4T21, outras receitas operacionais totalizaram R\$ 834,9 milhões, principalmente em função do reconhecimento da última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará).

Em julho de 2017, a Enauta vendeu sua participação de 10% no Bloco BM-S-8, onde tinha ocorrido a descoberta de Carcará, para a Equinor do Brasil Energia Ltda., no valor total de US\$ 379 milhões. Nos termos da venda, o pagamento foi negociado em três parcelas, das quais a Companhia já havia recebido US\$ 235 milhões referente às duas primeiras parcelas entre 2017 e 2018. Com a aprovação pela ANP do Acordo de Individualização da Produção (AIP) dos Campos de Bacalhau, localizado no Bloco BM-S-8, e Bacalhau Norte, em dezembro de 2021, a Enauta reconheceu o montante de R\$ 800,1 milhões, equivalente a US\$ 144 milhões.

Em 2021, as outras receitas operacionais totalizaram R\$ 1.681,9 milhões e foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes: (i) R\$ 889,6 milhões devido ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta; (ii) reconhecimento da terceira parcela da venda de Carcará, no montante de R\$ 800,1 milhões; (iii) R\$ 10,7 milhões referentes ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta; e (iv) R\$ 7,1 milhões referentes aos créditos fiscais complementares da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.293,4	129,5	898,8%	2.922,6	787,9	270,9%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,02	7,9	-99,7%	37,2	8,2	353,7%
EBITDAX⁽³⁾	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	188,4%	69,3%	119,1 p.p.	161,9%	83,3%	78,6 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	188,4%	73,5%	114,9 p.p.	164,0%	84,2%	79,8 p.p.

Nota: Dados não auditados.

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.



⁽²⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais. Inclui penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local.

⁽³⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do 4T21 atingiu R\$ 1.293,4 milhões, 842,0% maior quando comparado ao 4T20. Os principais efeitos que guiaram esse resultado foram: (i) a contabilização de 100% do resultado do Campo de Atlanta; (ii) a alta do Brent no trimestre; (iii) valorização comercial do óleo de Atlanta; e (iv) reconhecimento da terceira e última parcela da venda de Carcará. A margem EBITDAX aumentou 119,1 p.p.

A alta na comparação anual também decorreu das outras receitas operacionais não recorrentes que afetaram, principalmente, o ano de 2021.

RESULTADO FINANCEIRO

No 4T21, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 39,3 milhões, uma redução de 20,1% quando comparado ao saldo positivo de R\$ 49,2 milhões no 4T20. Esse resultado reflete principalmente a variação cambial dos ativos e passivos expostos em dólares ajustados pelo IFRS-16 no exercício de 2021, quando comparado ao exercício de 2020.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 4T21 fechou com saldo positivo de R\$ 69,5 milhões, aumento de 546,9% em comparação ao 4T20. O aumento deve-se principalmente à maior rentabilidade de aplicações financeiras e ganho de variação cambial majoritariamente advinda do aumento das aplicações financeiras em dólares e sobre os recebíveis da venda de óleo.

LUCRO LÍQUIDO

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.293,4	129,5	898,8%	2.922,6	787,9	270,9%
Amortização	(288,3)	(143,1)	101,5%	(808,0)	(467,0)	73,0%
Resultado Financeiro	39,3	49,2	-20,1%	0,2	(177,9)	-100,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(353,7)	2,7	N/A	(670,3)	(19,0)	N/A
Lucro Líquido	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

No 4T21, o lucro líquido totalizou R\$ 690,7 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 38,2 milhões reportado no 4T20. Esse resultado é reflexo do aumento da participação no Campo de Atlanta combinado à alta do preço da commodity – que impactou receitas e custos operacionais – e ao reconhecimento da terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará).

Em 2021, o lucro aumentou 1.065% em relação à 2020, principalmente em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta no 2T21 e do reconhecimento da venda de Carcará no 4T21. Excluindo-se os impactos acima, o lucro líquido de 2021 totalizou R\$ 397,0 milhões, comparado a um lucro de R\$ 124,0 milhões em 2020.



	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex- IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex- IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.144,0	8,5	N/A	2.487,7	461,0	439,6%
Amortização	(192,4)	(60,2)	219,6%	(532,8)	(285,9)	86,4%
Resultado Financeiro	74,1	13,3	457,1%	131,7	119,8	9,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(328,7)	28,2	N/A	(640,8)	(70,7)	806,4%
Lucro Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.445,8	224,2	544,9%

Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

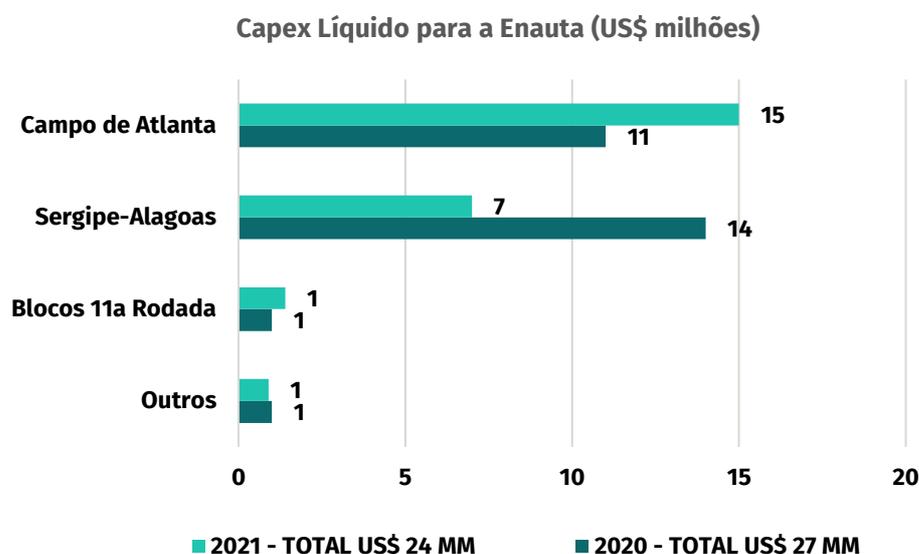
Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 3,0 bilhões, 25,9% superior ao 3T21, e 77,9% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2020.

Em 2021, 30% do montante de US\$ 144,0 milhões, referente à terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8, foi recebido pela Enauta. O valor remanescente foi pago em janeiro e fevereiro de 2022.

Em 31 de dezembro de 2021, 62% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte americano com objetivo de hedge cambial e 38% estavam aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno médio anual das aplicações em reais foi de 104,8% do CDI, o fundo cambial rendeu 6,75% e as aplicações offshore tiveram rentabilidade em dólares de 0,4% a.a. em adição à valorização do dólar de 5,74% no ano.

CAPEX

O CAPEX realizado no quarto trimestre de 2021 totalizou US\$ 7,1 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. No ano de 2021, o capex total foi de US\$ 23,8 milhões, cerca de 61% para Atlanta.



**ENDIVIDAMENTO**

	4T21	4T20	Δ%	3T21	Δ%
Dívida Total	161,5	217,1	-25,6%	174,8	-7,6%
Saldo de Caixa*	3.045,9	1.712,5	77,9%	2.418,8	25,9%
Dívida Líquida Total	(2.884,5)	(1.495,5)	92,9%	(2.244,0)	28,9%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,0x)	(1,9x)	0,9x	(1,2x)	0,2x

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB). O endividamento total em 31 de dezembro de 2021 era de R\$ 161,4 milhões, comparados aos R\$ 217,1 milhões registrados ao final de 2020, refletindo as amortizações de principal e juros realizadas ao longo do ano de 2021 no montante de R\$ 65,1 milhões, líquido dos juros incorridos neste mesmo período de R\$ 9,2 milhões sobre os financiamentos mantidos junto à FINEP e ao BNB. Com a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB deverá ter o vencimento antecipado para setembro de 2022. Quando do repagamento, montantes colateralizados (caixa restrito) serão liberados, reduzindo impacto no caixa disponível da Companhia.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 773,8 milhões no 4T21, comparado a R\$ 233,0 milhões no 4T20. O aumento deve-se, principalmente, ao aumento do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta e ao recebimento de parte da terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará), ocorrido no 4T21.

Estratégia Financeira

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade de fluxo de caixa e fixar os ativos cambiais de que necessita para cobrir seu plano de investimento e despesas de operação em moeda estrangeira, minimizando a necessidade de hedge cambial complementar com derivativos.

A Companhia contratou hedge de preço de Brent para proteger cerca de 53% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o quarto trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 2,3 por barril. Esse hedge cobre o preço da commodity, não incluindo o spread em função da qualidade do óleo e da logística.

Dados Hedge	4T21	4T20
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Instrumento contratado		
Barris equivalentes (mil bbl)	650,0	530,0
Preço por barril (US\$)	2,3	2,9
Strike médio (US\$)	54,6	43,9
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	650,0	130,0
Preço por barril (US\$)	0,0	10,9
Resultado (R\$ milhões)	(7,9)	7,3



Pela política contábil de hedge adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 650 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 7,9 milhões no 4T21.

Diante do aumento dos compromissos de investimentos em moeda estrangeira do seu plano de investimentos, a Companhia têm aumentado a parcela do seu caixa vinculado à dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2021, 62% do caixa estava indexado a dólares, dos quais 34% em fundo cambial exclusivo e 66% em aplicações e depósitos em contas offshore em dólares.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 4T21 cotada a R\$ 13,31, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,5 bilhões, valorização de 13,8% em relação à cotação registrada em 31 de dezembro de 2020 e desvalorização de 3,6% em relação à cotação de 30 de setembro de 2021.

Em 2021, 92% das ações da Enauta pertenciam a pessoas jurídicas e 8% a pessoas físicas, totalizando mais de 40 mil acionistas, muito superior aos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 45% eram fundos estrangeiros.

ENAT3

Market Cap (R\$ bilhões)
Total de ações emitidas
Variação do preço 52 semanas (%)
Cotação de abertura 2021 (R\$/ação)
Cotação de abertura no 4T21 (R\$/ação)
Cotação de fechamento no 4T21 (R\$/ação)
Volume médio diário de negociação no 4T21 (R\$ milhões)
Volume médio diário de negociação em 2021 (R\$ milhões)

31/dez/2021

3,54
265.806.905
13,77
11,88
14,49
13,31
20.130,75
28.426,31

Desempenho das cotações ENAT3 x Brent x IBRX (Base 100)



Até esta data, a Companhia contava com coberturas de sete equipes de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Dessas, duas recomendam “COMPRA” e cinco recomendam “NEUTRO”. O maior preço-alvo para as ações da Companhia é de R\$ 26,00, e o menor de R\$ 13,00. O preço-alvo médio é de R\$ 17,10 por ação.



Dividendos

A Companhia possui uma política de pagamento de dividendos complementares (“Política de Dividendos”), superiores ao dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

O pagamento do dividendo complementar fica condicionado à existência de lucros ou de reservas de lucros. Ademais, as propostas de destinação do lucro líquido da Companhia ficam sujeitas, em cada caso, à aprovação em Assembleia Geral Ordinária, e podem ser a qualquer tempo revistas, pelo próprio Conselho de Administração, com base nos planos e necessidades da Companhia, considerados à ocasião, tais como, entre outros, aquisições e investimentos relevantes, cláusulas restritivas em contratos junto a credores e atendimento a exigências regulatórias.

O dividendo complementar pode, excepcionalmente, deixar de ser pago no exercício em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral Ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

Tendo em vista a Política de Dividendos acima referida, bem como os dispositivos constantes da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada, da Regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, e do Estatuto Social, a Companhia adota as seguintes regras e práticas com relação à distribuição de dividendos, a partir da destinação do lucro líquido do exercício:

- (i) 5% do lucro líquido do exercício será aplicado para constituir a reserva legal até que essa reserva atinja 20% do capital social, podendo a sua constituição ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder a 30% do capital social;
- (ii) após a constituição da reserva legal, o saldo remanescente do lucro líquido do exercício será prioritariamente destinado ao pagamento de um dividendo complementar no valor equivalente a R\$ 0,15 por ação. Nesse valor já está compreendido o dividendo obrigatório, de 0,001% do lucro líquido, conforme o Estatuto da Companhia. Caso em determinado exercício o lucro líquido ajustado não seja suficiente para o pagamento do dividendo complementar, a administração pode propor a reversão de parte ou da totalidade das reservas de lucro estatutárias de modo a viabilizar o pagamento do dividendo; e
- (iii) após as destinações dos itens anteriores, a parcela remanescente, por proposta do Conselho de Administração, pode ser total ou parcialmente destinada à constituição de “Reserva de Investimentos”. O limite máximo desta reserva é de até 100% do capital social, observado que o saldo dessa reserva, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas as reservas de lucros a realizar, as reservas para contingências e a reserva de incentivos fiscais, não pode ultrapassar 100% do valor do capital social.

Para o exercício de 2021, a Administração propôs 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 26 de abril de 2022 e contempla o valor do dividendo mínimo obrigatório estipulado no estatuto social da Companhia.

Pagamento de dividendos realizado e previsto

Tipo de Pagamento	Ano Base	Data de Aprovação	Data de Pagamento	Total (R\$)	Valor por Ação (R\$/Ação)
Dividendos	2021	26/04/2022	06/05/2022	39.453.713,99*	0,15000000
Dividendos	2020	30/04/2021	11/05/2021	51.000.000,00	0,19385609816
Dividendos	2019	16/04/2020	28/04/2020	300.000.000,00	1,142781227
Dividendos	2018	18/04/2019	30/04/2019	500.000.000,00	1,912244960
Dividendos	2017	11/04/2018	20/04/2018	400.000.000,00	1,536326930



**O valor total pode ser alterado em função da quantidade de ações em tesouraria no dia da Assembleia Geral Ordinária.*

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Companhia com relação aos auditores independentes na prestação de serviços não relacionados à auditoria das demonstrações financeiras fundamenta-se em princípios que preservam a sua independência. Esses princípios baseiam-se no fato de que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais, advogar por seu cliente ou prestar quaisquer serviços que possam ser considerados restritos segundo as normas vigentes.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“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 2021. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em conformidade com as disposições na Instrução CVM no. 480/09, a Diretoria declara que discutiu e revisou as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, e que concordou com as opiniões expressas no Relatório de Auditores Independentes.

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.

Rio de Janeiro, 16 de março de 2022.
A Administração



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Líquida	686,5	186,9	267,3%	1.804,90	945,4	90,9%
Custos	(474,4)	(147,4)	221,8%	(1.192,2)	(639,9)	86,3%
Lucro Bruto	212,2	39,5	437,2%	612,7	305,5	100,6%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(40,9)	(20,0)	104,5%	(103,6)	(69,2)	49,7%
Equivalência patrimonial	0,2	(9,2)	-102,2%	(0,1)	7,2	-101,4%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(1,3)	(24,2)	-94,6%	(76,4)	(70,1)	9,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	834,9	(0,2)	N/A	1.681,9	147,5	N/A
Lucro (Prejuízo) Operacional	1.005,1	(13,7)	N/A	2.114,6	320,9	559,0%
Resultado financeiro líquido	39,3	49,2	-20,1%	0,2	(177,9)	-100,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	1.044,4	35,5	N/A	2.114,9	143,0	N/A
Imposto de renda e contribuição social	(353,7)	2,7	N/A	(670,3)	(19,0)	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%

Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	773,8	232,6	232,7%	1.442,4	827,4	74,3%
EBITDAX⁽¹⁾	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%

⁽¹⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. Informação não auditada.

O IFRS16 substituiu 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	4T21 Ex-IFRS	4T20 Ex-IFRS	Δ%	2021 Ex-IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%
Custos	(528,8)	(183,0)	189,0%	(1.346,5)	(779,6)	72,7%
Lucro Bruto	157,7	3,9	N/A	458,4	165,8	176,5%
Receitas (Despesas) operacionais	798,6	(55,4)	N/A	1.501,9	9,5	N/A
Despesas gerais e administrativas	(40,1)	(19,9)	101,5%	(-103,6)	(68,3)	51,7%
Equivalência patrimonial	3,4	(9,1)	137,4%	(0,1)	6,0	(101,4%)



Gastos exploratórios de óleo e gás	(1,3)	(24,2)	(94,6%)	(76,4)	(70,1)	9,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	836,6	(2,2)	N/A	1.681,9	141,9	N/A
Lucro (Prejuízo) Operacional	956,3	(51,4)	N/A	1.960,3	175,3	N/A
Resultado financeiro líquido	74,1	13,1	465,6%	127,1	119,5	6,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	1.025,8	(38,3)	N/A	2.087,4	294,8	608,1%
Imposto de renda e contribuição social	(328,7)	28,1	N/A	(641,6)	(70,7)	807,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.445,8	224,2	544,9%

EBITDAX	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Lucro Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.1445,8	224,2	544,9%
Amortização	192,4	60,2	219,6%	532,8	285,9	86,4%
Resultado Financeiro líquido	(74,1)	(13,3)	457,1%	(131,7)	(119,8)	9,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	328,7	(28,2)	N/A	640,8	70,7	806,4%
EBITDA	1.144,0	8,5	N/A	2.487,7	461,0	439,6%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	0,0	7,9	N/A	37,2	8,2	353,7%
EBITDAX	1.144,0	16,4	N/A	2.524,9	469,2	438,1%
Margem EBITDA	166,6%	4,5%	165 p.p.	137,8%	48,8%	89 p.p.
Margem EBITDAX	166,6%	8,8%	161 p.p.	139,9%	49,6%	90 p.p.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)

	4T21	4T20	Δ%
Ativo Circulante	3.991,7	1.891,9	111,0%
Caixa e equivalente de caixa	830,4	103,2	704,7%
Aplicações financeiras	2.215,6	1.609,3	37,7%
Contas a receber	306,8	87,7	249,8%
Créditos com parceiros	5,4	46,8	-88,5%
Estoques	12,9	1,0	N/A
Impostos e contribuição a recuperar	21,2	16,3	30,1%
Instrumentos Financeiros Derivativos	9,8	1,5	553,3%
Outros	589,7	26,1	N/A
Ativo Não Circulante	2.697,2	2.455,8	9,8%
Caixa restrito	366,7	581,7	-37,0%
Impostos a recuperar	69,6	60,4	15,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	66,5	N/A
Investimentos	0,0	27,1	N/A
Imobilizado	924,6	929,1	-0,5%
Intangível	780,1	389,5	100,3%
Arrendamentos	514,9	398,2	29,3%
Outros ativos não circulantes	41,4	3,2	N/A
TOTAL DO ATIVO	6.688,9	4.347,6	53,9%
Passivo Circulante	1.224,7	524,2	133,6%
Fornecedores	194,4	155,5	25,0%
Arrendamentos	419,5	208,8	100,9%
Impostos e contribuição a recolher	361,7	17,0	N/A
Remuneração e obrigações sociais	27,1	14,4	88,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	18,5	N/A
Empréstimos e financiamentos	134,6	56,1	139,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,7	1,8	50,0%
Provisão de multas	38,3	32,5	17,8%
Obrigações de Consórcio	34,3	7,3	369,9%
Outras obrigações	12,0	12,2	-1,6%
Passivo Não Circulante	1.298,3	1.067,9	21,6%
Arrendamentos - direito de uso	216,2	356,2	-39,3%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,7	7,3	19,2%
Empréstimos e financiamentos	26,8	161,0	-83,4%
Provisão para abandono	791,2	485,6	62,9%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	197,5	0,0	N/A
Patrimônio Líquido	4.165,9	2.755,5	51,2%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	112,4	102,1	10,1%
Reserva de Lucros	527,4	442,6	19,2%
Reserva de Capital	30,8	42,8	-28,0%
Ações em Tesouraria	-27,4	-33,2	-17,5%
Lucro líquido do período	1.444,6	123,1	N/A
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.688,9	4.347,6	53,9%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	4T21 reapresentado	4T20	Δ%	2021 reapresentado	2020	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	-0,2	9,2	-102,2%	0,1	(7,2)	-101,4%
Varição cambial sobre investimento	0,0	177,4	N/A	0,0	0,0	N/A
Amortização e depreciação	170,8	59,4	187,5%	542,9	300	81,0%
Varição cambial IFRS 16	18,0	227,9	-92,1%	74,2	227,9	-67,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13,0	3,7	251,4%	264,0	(22,9)	-1.252,8%
Encargos financeiros IFRS 16	21,7	(266,3)	-108,1%	56,3	62,6	-10,1%
Ganho causa tributária	0,0	56,5	N/A	0,0	0,0	-
Amortização e depreciação - IFRS 16	87,8	83,2	5,5%	267,1	181,4	47,2%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e	2,4	2,7	-11,1%	9,5	11,2	-15,2%
Aquisição de Investimento	0,0	0,0	0,0%	0,0	(121,0)	N/A
Aumento de participação em consórcio	0,0	0,0	N/A	(821,3)	0,0	N/A
Baixa de imobilizado	0,3	0,0	N/A	10,6	0,1	N/A
Despesa com plano de ação	(5,8)	1,1	-627,3%	0,0	(0,5)	N/A
Exercício do plano de opção	0,0	(5,3)	N/A	0,0	0,0	-
Provisão para imposto renda e contribuição social	345,4	(6,7)	N/A	411,0	41,9	880,9%
Encargo sobre provisão de abandonos	(46,4)	0,0	N/A	(46,4)	0,0	N/A
Provisão por valor recuperável de imobilizado	39,6	0,0	N/A	39,6	0,0	N/A
Outras provisões	5,4	0,6	800,0%	6,6	(1,2)	-650,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(487,3)	(50,6)	863,8%	(815,9)	133,8	-709,8%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	81,6	(98,1)	-183,2%	(0,4)	(102,7)	-99,6%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	773,8	232,6	232,7%	1.442,4	827,4	74,3%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de	391,9	(53,0)	-839,4%	(197,2)	(178,1)	10,7%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						



Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(422,0)	(124,1)	240,0%	(518,9)	(655,6)	-20,9%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	5,1	(39,8)	-112,8%	0,1	58,3	-93,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	748,7	15,4	N/A	727,2	52,0	1.298,5%

Caixa e equivalentes de caixa no início do	81,7	87,4	-6,5%	103,2	51,2	101,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do	830,4	103,2	704,7%	830,4	103,2	704,7%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	748,7	15,8	N/A	727,2	52,0	N/A



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra profundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	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.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Bbl	Barril de óleo
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Completação	Completação de um poço de petróleo refere-se a um conjunto de operações destinadas a equipar o poço e colocá-lo para produzir óleo ou gás, ou ainda, injetar fluidos nos reservatórios.
Descoberta	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.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	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.
Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	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.
Oferta Permanente	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.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	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.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	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.

Relações com Investidores

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
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, tendo investido de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para maiores informações, acesse 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.



www.enauta.com.br

Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro - RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador
Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador - BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam
Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350

Enauta Participações S.A.

Demonstrações Financeiras Individuais e
Consolidadas Referentes ao Exercício
Findo em 31 de Dezembro de 2021 e
Relatório do Auditor Independente

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas e Administradores da
Enauta Participações S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Enauta Participações S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase

Reapresentação das demonstrações financeiras

Em 16 de março de 2022, emitimos relatório de auditoria sem modificação sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, que ora estão sendo reapresentadas, para correção de erro nas demonstrações de fluxo de caixa e demonstrações do valor adicionado e divulgações em outras notas explicativas, conforme descrito na nota explicativa nº 2.30. Esse relatório de auditoria, emitido nessa data, considera a reapresentação e substitui o relatório anteriormente emitido na data supracitada. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

A Deloitte refere-se a uma ou mais empresas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), sua rede global de firmas-membro e suas entidades relacionadas (coletivamente, a “organização Deloitte”). A DTTL (também chamada de “Deloitte Global”) e cada uma de suas firmas-membro e entidades relacionadas são legalmente separadas e independentes, que não podem se obrigar ou se vincular a terceiros. A DTTL, cada firma-membro da DTTL e cada entidade relacionada são responsáveis apenas por seus próprios atos e omissões, e não entre si. A DTTL não fornece serviços para clientes. Por favor, consulte www.deloitte.com/about para saber mais.

A Deloitte é líder global de auditoria, consultoria empresarial, assessoria financeira, gestão de riscos, consultoria tributária e serviços correlatos. Nossa rede global de firmas-membro e entidade relacionadas, presente em mais de 150 países e territórios (coletivamente, a “organização Deloitte”), atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®. Saiba como os cerca de 345 mil profissionais da Deloitte impactam positivamente seus clientes em www.deloitte.com.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria (“PAA”) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Combinação de Negócios: Aquisição de participação remanescente no Campo de Atlanta

Por que é um PAA (Principal Assunto de Auditoria)

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 1 e nº 15 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 21 de dezembro de 2020, a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia por meio do qual assumiria os 100% da participação no bloco BS-4 (50% remanescente da Barra Energia), condicionada a determinadas condições precedentes, tais como a constituição de garantia financeira e a assinatura de termo aditivo ao Contrato de Concessão junto ao órgão regulador Brasileiro ANP (Agência Nacional de Petróleo), as quais foram concluídas em 25 de junho de 2021.

Como consequência, nessa data de 25 de junho de 2021, concluiu-se a transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta para a Enauta Energia, e a Companhia passou a reconhecer o efeito dessa transferência de 50% em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas à luz da interpretação contábil estabelecida no pronunciamento técnico CPC 15 (R1)/IFRS 3 – Combinação de Negócios.

A contabilização dessa participação remanescente no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 requereu, entre outros procedimentos, que a Companhia determinasse o valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, a determinação de contraprestação transferida e a apuração de ganho por compra vantajosa no montante de R\$879 milhões, registrado como outras receitas operacionais em sua demonstração de resultado. Esses procedimentos envolveram, pela Companhia, um elevado grau de julgamento na determinação das estimativas de valores justos baseadas em metodologia, mensuração e premissas relacionadas ao desempenho futuro no campo de produção de Atlanta.

Devido às incertezas relacionadas às premissas e à metodologia utilizadas, e conseqüentemente na mensuração das informações que devem ser registradas contabilmente e divulgadas para possibilitar que os usuários das demonstrações financeiras avaliem a natureza e os efeitos financeiros provenientes dessa combinação de negócios e o respectivo efeito do ganho auferido por compra vantajosa, consideramos esse assunto como significativo para nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) a leitura dos documentos relacionados à transação de combinação de negócios, tais como contratos firmados entre as partes envolvidas, comunicações junto ao órgão regulador, atas de Conselho de Administração e outras evidências formais que fundamentaram a determinação da data de aquisição da participação remanescente e por consequência o controle do negócio a partir de 25 de junho de 2021, bem como a determinação do valor justo dos ativos e passivos correspondentes e respectivo ganho auferido por compra vantajosa; (ii) com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a metodologia determinada pela Companhia para mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, bem como do ganho auferido por compra vantajosa; (iii) com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos a razoabilidade das premissas utilizadas na modelagem financeira e a exatidão e integridade das informações utilizadas, bem como dos cálculos efetuados, confrontando, quando disponíveis, com informações de mercado na indústria de óleo e gás; e (iv) avaliamos, também, a adequação das divulgações apresentadas pela Companhia à luz do pronunciamento técnico CPC 15 (R1)/IFRS 3.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os julgamentos exercidos e os critérios de mensuração dos efeitos contábeis, bem como os registros contábeis efetuados pela Companhia para essa transação determinada como “Combinação de negócios”, e as respectivas divulgações em notas explicativas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Reconhecimento de receita de vendas

Por que é um PAA (Principal Assunto de Auditoria)

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 2.28 e nº 21 às demonstrações financeiras, a receita líquida de vendas referente à extração de petróleo e gás natural, cujo saldo em 31 de dezembro de 2021 monta a R\$1.837.686 mil, é reconhecida quando ocorre a transferência do produto ao cliente e a obrigação definida em contrato é satisfeita, conforme preconizado pelo pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 – Reconhecimento de Receita.

A receita de vendas de hidrocarbonetos (óleo e gás) no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas é material para fins de nossa auditoria e é dependente de determinados processos internos críticos realizados pela Companhia. A não adequação do ambiente de controles internos pode acarretar em processamento incorreto de determinadas informações relevantes utilizadas no registro da receita de vendas, tais como volume vendido e premissas comerciais contratuais, e na elaboração das demonstrações financeiras preparadas pela Administração. Por esse motivo, consideramos esse assunto significativo para nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: (i) entendimento e avaliação do desenho e implementação das atividades de controles internos manuais e sistêmicos relevantes relacionados a identificação, monitoramento, revisão e aprovação do volume vendido e respectiva valorização comercial do óleo e gás vendidos; (ii) obtenção de cartas de confirmação diretamente dos clientes da Companhia para avaliar a integridade e completude das transações de receitas de vendas registradas; (iii) quando da ausência de confirmação dos saldos de receitas de vendas pelos clientes, efetuamos testes substantivos das transações ocorridas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021; e (iv) a avaliação da adequação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do Pronunciamento contábil CPC 47/IFRS 15 – Reconhecimento de Receita.

Como resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, identificamos deficiências de controles internos que nos levaram a alterar a nossa abordagem de auditoria e ampliar a extensão de nossos procedimentos substantivos planejados para obtermos evidências de auditoria suficientes e adequadas, os quais foram discutidos com a Diretoria e comunicados aos órgãos de governança. Consideramos como resultado desses procedimentos de auditoria os valores contabilizados relativos às receitas aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado reapresentadas

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) reapresentadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações reapresentadas estão reconciliadas com as demais demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram examinadas por outro auditor independente, que emitiu relatório datado de 31 de março de 2021, sem ressalvas.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a esse respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

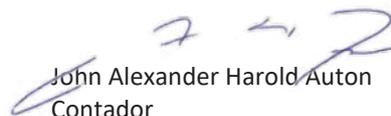
Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 17 de junho de 2022



DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ



John Alexander Harold Auton
Contador
CRC nº 1 RJ 078183/O-2

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	307	371	830.416	103.248
Títulos e valores mobiliários	5	10.748	2.660	2.215.575	1.609.277
Contas a receber	6	-	-	306.787	87.719
Estoques	9	-	-	12.928	959
Impostos e contribuições a recuperar	12.1	1.309	435	21.151	16.277
Contas a receber - Partes relacionadas	10	-	-	197	171
Dividendos a receber	13.2	50.635	16.150	-	-
Créditos com parceiros	8	-	-	5.382	46.761
Instrumentos financeiros	28	-	-	9.769	1.469
Outras contas a receber	7	-	-	563.631	-
Outros		-	-	25.832	25.975
Total do ativo circulante		62.999	19.616	3.991.668	1.891.856
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	11	-	-	366.655	581.748
Impostos e contribuições a recuperar	12.1	-	-	69.620	60.430
IR e CSLL diferidos	12.4	-	-	-	66.478
Outros ativos não circulantes		-	-	41.383	3.182
Investimentos	13.2	4.116.599	2.749.257	-	27.138
Imobilizado	14	-	-	924.569	929.105
Intangível	15	-	-	780.136	389.479
Arrendamentos - direito de uso	16	-	-	514.888	398.224
Total do ativo não circulante		4.116.599	2.749.257	2.697.251	2.455.784
TOTAL DO ATIVO		4.179.598	2.768.873	6.688.919	4.347.640
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		364	134	194.411	155.478
Arrendamentos	16	-	-	419.548	208.814
Empréstimos e financiamentos	17	-	-	134.641	56.054
Impostos e contribuição a recolher	12.2	1.146	1.815	361.748	17.036
Remuneração e obrigações sociais		100	55	27.146	14.395
Contas a pagar - partes relacionadas	10	12.056	11.383	-	18.526
Dividendos a pagar		20	1	20	1
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	2.675	1.848
Obrigações de consórcios	20	-	-	34.278	7.324
Provisão de multas		-	-	38.311	32.524
Outras obrigações		-	5	11.943	12.217
Total passivo circulante		13.686	13.393	1.224.721	524.217
NÃO CIRCULANTE					
Arrendamentos	16	-	-	216.173	356.162
Provisão para abandono	19	-	-	791.180	485.566
Empréstimos e financiamentos	17	-	-	26.844	161.019
Impostos e contribuição a recolher	12.2	-	-	8.666	7.274
Obrigações de consórcio	20	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	12.4	-	-	197.501	-
Total do passivo não circulante		-	-	1.298.286	1.067.943
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	29	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital	29	30.759	30.084	30.759	30.084
Reserva de lucros	29	1.971.992	578.445	1.971.992	578.445
Outros resultados abrangentes		112.446	102.080	112.446	102.080
Ações em tesouraria	30	(27.401)	(33.245)	(27.401)	(33.245)
Total do patrimônio líquido		4.165.912	2.755.480	4.165.912	2.755.480
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.179.598	2.768.873	6.688.919	4.347.640

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
RECEITA LÍQUIDA	21	-	-	1.804.939	945.446
CUSTOS	22.2	-	-	(1.192.198)	(639.914)
LUCRO BRUTO		-	-	612.741	305.532
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	22.2	(8.146)	(6.180)	(103.567)	(69.216)
Equivalência patrimonial	13	1.453.821	134.426	(86)	7.220
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	23	-	-	(76.379)	(70.111)
Outras operacionais líquidas	24	2	-	1.681.923	147.459
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		1.445.677	128.246	2.114.632	320.884
Rendimento das aplicações financeiras	25	586	131	114.864	79.335
Outras receitas e despesas financeiras	25	(1.072)	(1.792)	(114.623)	(257.255)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		(486)	(1.661)	241	(177.920)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		1.445.191	126.585	2.114.873	142.964
Imposto de renda e contribuição social correntes	12.3	(626)	(2.632)	(411.026)	(41.927)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	-	-	(259.282)	22.916
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.444.565	123.953	1.444.565	123.953
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	29	5,49	0,47		

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota <u>explicativa</u>	Capital social integralizado	Reserva de capital	Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
		Plano de opções de ações	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2020	2.078.116	29.588	93.713	390.686	50.797	299.998	(36.452)	(29.909)	2.876.537
Ajustes acumulados de conversão	13	-	-	-	58.273	-	-	-	58.273
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro	-	-	-	-	(6.991)	-	-	-	(6.991)
Pagamento de dividendos	-	-	-	-	-	(300.000)	-	-	(300.000)
Realização do plano de opção de ação	29	-	501	-	-	-	3.207	-	3.708
Lucro líquido do exercício	27	-	-	-	-	-	-	123.953	123.953
Reserva legal	-	-	4.700	-	-	-	-	(4.700)	-
Reserva para investimentos	-	-	-	38.344	-	-	-	(38.344)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	50.999	-	(50.999)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020	2.078.116	30.087	98.413	429.028	102.080	50.999	(33.245)	-	2.755.479
Pagamento de dividendos	-	-	-	-	-	(50.999)	-	-	(50.999)
Ajustes acumulados de conversão	13	-	-	-	6.628	-	-	-	6.628
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro	-	-	-	-	3.739	-	-	-	3.739
Realização do plano de opção de ação	13.2	-	670	-	-	-	5.844	-	6.514
Lucro líquido do exercício	29	-	-	-	-	-	-	1.444.565	1.444.565
Reserva legal	28	-	-	72.228	-	-	-	(72.228)	-
Reserva de investimentos	28	-	-	1.332.868	-	-	-	(1.332.868)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	28	-	-	-	-	-	-	(14)	(14)
Dividendos adicionais propostos	28	-	-	-	-	39.455	-	(39.455)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021	2.078.116	30.759	170.641	1.761.896	112.446	39.455	(27.401)	-	4.165.912

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Lucro líquido do exercício		1.444.565	123.953	1.444.565	123.953
Outros resultados abrangentes					
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		3.739	(6.991)	3.739	(6.991)
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	13	6.627	58.273	6.627	58.273
Resultado abrangente do exercício		<u>1.454.931</u>	<u>175.235</u>	<u>1.454.931</u>	<u>175.235</u>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021 (Reapresentado)	01/01/2020 a 31/12/2020
RECEITAS		-	-	2.852.200	1.213.962
Vendas de gás e óleo		-	-	1.841.870	1.006.192
Outras receitas		-	-	974.607	161.645
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	35.723	46.125
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(2.282)	(1.947)	395.428	(227.252)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(327.495)	(171.558)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(2.282)	(1.947)	722.923	(55.694)
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(2.282)	(1.947)	3.247.627	986.710
DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	14/15	-	-	(807.987)	(467.007)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(2.282)	(1.947)	2.439.641	519.703
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		1.453.376	132.803	238.641	187.003
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos		1.453.821	134.426	(86)	7.220
Receitas financeiras	25	(445)	(1.623)	128.442	95.896
Outros		-	-	110.285	83.887
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>1.451.094</u>	<u>130.856</u>	<u>2.678.282</u>	<u>706.706</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		4.721	3.390	69.170	54.104
Benefícios		164	164	7.747	7.637
F.G.T.S		-	-	3.185	3.128
Outros		1	2	867	28
		<u>4.886</u>	<u>3.556</u>	<u>80.969</u>	<u>64.897</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		1.600	3.310	733.552	59.585
Estaduais		-	-	57.651	37.046
Municipais		-	-	122.028	62.770
		<u>1.600</u>	<u>3.310</u>	<u>913.231</u>	<u>159.401</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	92.150	13.855
Aluguéis		-	-	1.031	753
Despesas bancárias		-	30	23.191	73.674
Variação monetária / cambial		42	7	123.145	270.173
		<u>42</u>	<u>37</u>	<u>239.517</u>	<u>358.455</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Dividendos e JCP	29	-	-	39.469	-
Resultado líquido do exercício	29	1.444.565	123.953	1.405.096	123.953
		<u>1.444.565</u>	<u>123.953</u>	<u>1.444.565</u>	<u>123.953</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>1.451.094</u>	<u>130.856</u>	<u>2.678.282</u>	<u>706.706</u>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021 (Reapresentado)	01/01/2020 a 31/12/2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		1.444.565	123.953	1.444.565	123.953
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial		(1.453.821)	(134.426)	86	(7.220)
Amortização e depreciação	14/15	-	-	542.919	299.983
Amortização e depreciação - IFRS 16	16	-	-	267.050	181.442
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.4	-	-	263.979	(22.916)
Encargos financeiros IFRS 16	16	-	-	56.331	62.618
Encargos provisão de abandono		-	-	(46.394)	-
Aumento de participação em consórcio		-	-	(821.305)	-
Varição cambial IFRS 16	16	-	-	74.212	227.897
Aquisição de investimento		-	-	-	(120.982)
Encargos financeiros - empréstimos	17	-	-	9.469	11.217
Baixa de imobilizado / intangível	14/15	-	-	10.609	113
Despesa com plano de opção de ação	29	-	-	-	(501)
Provisão por valor recuperável de imobilizado		-	-	39.583	-
Provisão para imposto de renda e contribuição social	12.3	-	2.632	411.026	41.927
Outras Provisões		-	-	6.614	(1.162)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	6	-	-	(219.068)	145.924
Estoques		-	-	(11.969)	-
Outros contas a receber	7	-	-	(563.631)	-
Impostos a recuperar	12.2	(873)	297	(16.229)	(49.397)
Partes relacionadas	10	-	123	(26)	24.995
Instrumentos financeiros		-	-	(8.300)	2.869
Outros ativos		-	39	3.321	9.370
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		230	33	38.933	30.277
Impostos a recolher	12.2	(669)	(12.939)	(21.706)	(19.320)
Partes relacionadas	10	673	11.383	(18.526)	(41.663)
Obrigações de consórcios	20	-	-	26.954	7.324
Outros passivos		53	(13)	24.431	(1.596)
Juros pagos	17	-	-	(10.353)	(7.074)
Provisão para abandono (AVP)	19	-	-	-	(27.895)
Impostos pagos		-	-	(40.134)	(42.779)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		(9.842)	(8.918)	1.442.441	827.402
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	11	-	-	215.093	(149.623)
Aplicações financeiras	5	(8.088)	11.344	(606.298)	43.746
Adição de Imobilizado	14	-	-	(80.723)	(71.002)
Adição de intangível	15	-	-	(3.587)	(1.214)
Recebimento de dividendos		63.036	294.493	-	-
Provisão de abandono assumida em combinação de negócios		-	-	278.313	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		54.948	305.837	(197.202)	(178.093)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Amortização de empréstimo	17	-	-	(54.704)	(39.003)
Baixa de ações em tesouraria		5.844	3.207	5.844	3.207
Pagamento de dividendos	29	(51.014)	(300.000)	(50.999)	(300.000)
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	16	-	-	(419.045)	(319.816)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		(45.170)	(296.793)	(518.904)	(655.613)
Varição cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	833	58.273
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		(64)	126	727.168	51.970
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		371	245	103.248	51.278
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		307	371	830.416	103.248
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		(64)	126	727.168	51.970

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Financeiras

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 (REAPRESENTADAS)

(Valores expressos em milhares de Reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Enauta Participações S.A. (“Enauta”, “Companhia” ou “Grupo” quando referida no consolidado) tem por objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto com sede na Avenida Almirante Barroso nº 52, sala 1301 (parte), Cidade e Estado do Rio de Janeiro, tem seus títulos negociados na B3 S.A. – Brasil Bolsa, Balcão e listados no segmento “Novo Mercado” e controlada da Queiroz Galvão S.A.

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Companhia, através de sua controlada integral Enauta Energia S.A., atua de forma associada com outras empresas em *joint operations* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia detinha participação em 21 consórcios (22 consórcios em 2020), sendo operadora em 1 em fase de produção.

Blocos em fase de produção:

Bloco BS-4 - Campo de Atlanta

O campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O óleo é produzido pelo FPSO Petrojarl I e é vendido para a Shell Western Supply & Trading Limited (“Shell”), que contratou a compra do óleo do Sistema de Produção Antecipada (“SPA”) do campo.

No contexto do consórcio formado entre a Dommo Energia S.A (“Dommo”), a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (“Barra Energia”) e a Enauta Energia, a Dommo inadimpliu com suas obrigações de aporte financeiro em exercícios anteriores. Assim, Barra Energia em 2017 exerceu os direitos de retirada da Dommo no Bloco BS-4, nos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (“JOA”).

Como consequência, a Dommo iniciou procedimentos arbitrais questionando sua retirada. Em razão desses processos arbitrais entre as partes do consórcio, foi assinado em 28 de abril de 2021 um acordo entre Enauta Energia e a Dommo extinguindo todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta, que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada da Dommo pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos e litígios existentes entre as duas partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 20% da Dommo já realizada para a Enauta em 2017 não será mais objeto de qualquer litígio no contexto do consórcio.

O valor do acordo foi estabelecido em US\$ 2 milhões (equivalentes a R\$10.700 reconhecidos em 30 de abril de 2021), dos quais US\$ 1 milhão foi pago em 30 de abril de 2021 e o saldo remanescente no montante de US\$ 1 milhão (equivalente a R\$5.500 em 31 de dezembro de 2021) será pago em quatro parcelas com vencimentos em abril e dezembro dos anos a findarem-se em 31 de dezembro de 2022 e de 2023.

Adicionalmente no contexto do consórcio de Atlanta, em 21 de dezembro de 2020, a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia para assumir 100% de participação no Bloco BS-4, sendo esse processo à época sujeito à aprovação por parte da Agência Nacional de Petróleo (“ANP”).

Sua conclusão ocorreu em 25 de junho de 2021, quando da aprovação da modalidade de garantia corporativa como instrumento de garantia financeira de descomissionamento do campo de Atlanta. Com essa aprovação definitiva da ANP, conclui-se a transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo e a Enauta Energia passou a reconhecer a totalidade dos resultados de Atlanta em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas. O acordo assinado com a Barra Energia previa uma transferência de US\$ 43,9 milhões (equivalente a aproximadamente R\$216.000 em 25 de junho de 2021) para a Enauta Energia, referente às operações de abandono futuro dos três poços e ao descomissionamento das instalações existentes no Campo de Atlanta, quando da desistência do parceiro, valor esse recebido pela Companhia em 28 de junho de 2021 (notas explicativas 15.1 e 19).

Essa transação de transferência dos 50% dos direitos e obrigações da Barra Energia foi analisada e concluída pela Administração no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3 (nota explicativa 15 para referência) e assim refletida a partir de 30 de junho de 2021.

Em 26 de agosto de 2021, a Enauta Energia assinou memorando de entendimento com a Yinson Holdings Berhad por meio de sua subsidiária Yinson Acacia Ltd. para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta. Este memorando de entendimentos estabelece o início de negociação direta com exclusividade para o fornecimento do FPSO, abrangendo os acordos para afretamento, operação e manutenção da unidade de produção.

Em continuidade dessas negociações, a Enauta Energia assinou em 20 de dezembro de 2021 uma Carta de Intenções (*Letter of Intention – Lol*) com a Yinson, contemplando as atividades iniciais relacionadas à engenharia de detalhamento e aos compromissos de long lead items para o FPSO OSX- 2.

A Lol considera a adaptação do FPSO pela Yinson através de um Contrato Turnkey de Engineering, Procurement, Construction and Installation (“EPCI”), com garantia e Operação e Manutenção (“O&M”) por 24 meses. O custo de aquisição e adaptação previsto é de aproximadamente US\$ 500 milhões (aproximadamente R\$2.800.000 em 31 de dezembro de 2021).

Antes do início da produção do Sistema Definitivo (SD), a Yinson terá uma opção de compra da unidade atrelada a um financiamento. Caso exercida a opção, entrarão em vigor contratos de afretamento, operação e manutenção por um período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total previsto de aproximadamente US\$ 2,0 bilhões para os próximos 20 anos (aproximadamente R\$11.000.000 em 31 de dezembro de 2021). Em 2022 a Companhia adquiriu o FPSO OSX-2, conforme divulgado na nota explicativa 35.

Bloco BCAM-40 - campo de Manati

Em 14 de agosto de 2020, a Enauta Energia celebrou contrato de alienação da totalidade de sua participação (45%) no campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O negócio à época estava sujeito a uma série de condições precedentes que deveriam ser cumpridas até 31 de dezembro de 2021. Após o cumprimento de todas essas condições, a Companhia faria jus a um valor de R\$560.000, sendo o fluxo de caixa da operação do campo de Manati, entre 1º de janeiro de 2021 e a data do efetivo fechamento da operação a ser transferido para a adquirente Gás Bridge S.A.

Com o término do prazo, a Companhia optou por não estender o prazo para cumprimento das condições precedentes e manter em seu portfólio o ativo Manati para a manutenção de geração de caixa pelos próximos exercícios.

Aquisição e baixas de blocos exploratórios:

Em 28 de junho de 2021, a Enauta Energia assinou os contratos de concessão dos blocos adquiridos em 04 de dezembro de 2020 com 30% de participação nos blocos terrestres PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99 na Bacia do Paraná no 2º Ciclo da Oferta Permanente realizado pela ANP. O consórcio é operado pela Eneva S.A. com 70% de participação. O valor do bônus de assinatura para estes blocos foi de R\$2.100, sendo R\$633 a parcela da Enauta, e que foi pago em dezembro de 2020.

O Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) será executado em até 6 anos da data de assinatura do contrato de concessão.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Enauta Energia reconheceu a baixa do bloco exploratório CE-M-661, no montante de R\$37.068, conforme descrito na nota explicativa 23 (gastos exploratórios).

Coronavírus - Covid-19

A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (“CMT”) e não houve alteração significativa em seu plano de negócio em decorrência dos efeitos da pandemia, quando comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas estão divulgadas a seguir:

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras anuais compreendem as demonstrações financeiras individuais e consolidadas preparadas e apresentadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”).

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (“CFC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no pressuposto de continuidade normal dos negócios, conforme avaliação efetuada pela Administração acerca da capacidade da Companhia em dar continuidade às suas atividades.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto pelos ativos e passivos registrados quando a Companhia assumiu a totalidade do Campo de Atlanta, conforme divulgado na nota explicativa 1 (e detalhados na nota explicativa 15.1) e por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Os resultados das controladas adquiridas, alienadas ou incorporadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, quando aplicável.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia os investimentos em controladas diretas e indiretas são avaliados por meio do método de equivalência patrimonial.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas (exceto a participação em sua “*joint venture*” associada ao BS-4 até 25 de junho de 2021, quando foi concluída a operação de combinação de negócios com a Barra Energia).

Participações da Companhia em controladas

As demonstrações financeiras da Companhia, em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, compreendem as demonstrações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	País de operação	Controle	Participação	
			31/12/2021	31/12/2020
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Países Baixos	Indireto	100%	100%
AFBV	Países Baixos	Indireto	100%	(*)
AFPS BV	Países Baixos	Indireto	100%	-

(*) Vide nota explicativa 2.4.

A Enauta Energia S. A. é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócia ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”) com sede na cidade de Roterdã, nos Países Baixos, tem como objeto social constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais, bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Países Baixos, tem como principal objeto social a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar e operar equipamentos, incluindo aqueles registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4.

A AFPS BV (“AFPS”), com sede na cidade de Roterdã, Países Baixos, tem como principal objeto social possuir, arrendar, subarrendar e operar embarcações flutuantes de produção e descarga e qualquer outro equipamento de upstream ou downstream.

Participações da Companhia em fundo de investimento

As Demonstrações Financeiras do fundo de investimento do qual a Companhia e suas controladas são cotistas exclusivas são consolidadas a partir da data da aquisição do controle e até que este controle seja extinto, sendo ele:

<u>Fundo exclusivo</u>	<u>CNPJ</u>
Fenix Multimercado Fundo de Investimento em cotas de Fundos de Investimento Crédito Privado	11.961.068/0001-53

2.4. Participações em negócios em empreendimento controlado em conjunto “*Joint Venture*”

A controlada indireta da Companhia, QGEP Netherlands B.V.(“QGEP B.V.”), detém participação de 100% na Atlanta Field B.V. (“AFBV”)”, sociedade criada para auxiliar na parceria com os não operadores da concessão do Bloco BS-4. Até 07 de junho de 2021, a AFBV era uma *joint venture* com 50% de participação detida pela QGEP B.V. e os outros 50% detidos pela FR Barra 1 S.à.r.l (“Barra Lux”). Em virtude desta configuração societária, aplicava-se a contabilização pelo método de equivalência patrimonial.

No contexto da transação de transferência da participação da Barra Energia na concessão exploratória e de produção nesse bloco para a Companhia (nota explicativa 1), a AFBV teve sua transferência legal e societária para a Enauta em 07 de julho de 2021, e a partir desta data, os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passaram a ser consolidados nas informações financeiras trimestrais da Companhia.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de Operação	Controle	Tipo de negócio	Participação	
				31/12/2021	31/12/2020
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	100%	50%

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera em um único segmento: exploração e produção (“E&P”) de óleo e gás e unicamente na geografia Brasil.

2.6. Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

2.7. Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras são inicialmente mensuradas a valor justo e, subsequentemente, de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado: fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos;
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais significativos títulos e valores mobiliários.

2.8. Contas a receber

O contas a receber é reconhecido ao valor justo e subsequentemente mensurado pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 (CPC 48) para mensurar as perdas de crédito esperadas.

2.9. Estoques

Os estoques de óleo classificados como ativo circulante são mensurados ao custo médio de produção e ajustados, quando aplicável, ao valor de sua realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

2.10. Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, o Grupo, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - "*Exploration for and evaluation of mineral resources*".

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Gastos com perfuração de poços exploratórios vinculados a benefícios econômicos futuros com reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os gastos exploratórios considerados não viáveis ("*dryhole*") economicamente são baixados diretamente contra o resultado do exercício na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás; e

- Outros gastos exploratórios, que não relacionados ao bônus de assinatura, são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração e desenvolvimento são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada e desenvolvida do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificáveis deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

A Companhia e suas controladas apresentam substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;

- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos seguindo a prática contábil descrita na nota explicativa 2.11 abaixo. Quando existem indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável desses ativos, a Companhia efetua seu teste de *impairment* através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril e custos são considerados no modelo de teste de *impairment*. A Administração no encerramento dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 efetuou sua avaliação de identificação de indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável e considerando as premissas de preço do barril, reservas de hidrocarboneto, outras premissas, não identificou a necessidade de proceder ao teste do valor em uso considerando a não existência desses indicativos na data base, exceto a provisão para perda por *impairment* registrada na controlada AFBV em 2020 em determinados equipamentos subsea e a baixa de bloco exploratório registrada na Enauta Energia em 2022 (divulgados na nota explicativa 14).

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 19). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

2.11. Avaliação do valor recuperável dos ativos

A Companhia acompanha periodicamente mudanças nas expectativas econômicas e operacionais que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. Sendo tais evidências identificadas são realizados cálculos para verificar se o valor contábil líquido excede o valor recuperável, e se confirmado, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. A Companhia não identificou, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos, (exceto quanto a provisão de impairment registrada na AFBV em 2020, conforme divulgado nas Notas explicativas 2.10 e 14).

2.12. Gastos associados às *joint operations* de exploração e produção

Como operadora das concessões para exploração e produção de petróleo e gás, uma das obrigações da Companhia é representar a *joint operation* perante terceiros. Nesse sentido, a operadora é responsável por contratar e pagar os fornecedores dessas *joint operations* e, por isso, as faturas recebidas pela operadora contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos para a operação total da concessão. Os impactos no resultado individual da operadora, entretanto, refletem apenas as suas participações nas concessões já que as parcelas associadas aos demais parceiros são cobradas dos mesmos mensalmente. A operadora estima os desembolsos previstos para o mês subsequente, com base nos gastos já incorridos ou a incorrer na operação, faturados ou não pelos fornecedores. Estes gastos são cobrados aos parceiros através de *cash calls* e a prestação de contas é feita mensalmente através do relatório *billing statement*.

As parcerias operacionais de E&P da Companhia enquadram-se como operações em conjunto (*joint Operations*) e reconhecidas com relação aos seus interesses:

- i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto;
- ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto;
- iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto;
- iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e
- v) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

2.13. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das demonstrações financeiras consolidadas.

2.14. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para fornecer proteção contra a sua exposição ao risco de variação dos preços do petróleo (nota explicativa 28). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o derivativo é contratado, sendo mensurados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente no resultado do exercício. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos especulativos.

2.15. Provisão de ativos e passivos contingentes

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 “Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes” (IAS 37).

As provisões para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de “perda possível” são divulgados pela Administração, mas não registrados (nota explicativa 18).

2.16. Obrigações legais

Os valores referentes a obrigações fiscais, cíveis e trabalhistas e outras obrigações desta natureza têm seus montantes reconhecidos integralmente e/ou divulgado nas demonstrações financeiras, individuais e consolidadas.

2.17. Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, até a data da elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas. A legislação permite que as empresas optem pelo pagamento trimestral ou mensal de imposto de renda e contribuição social. Assim como nos últimos anos, para o exercício atual, a empresa optou pelo pagamento mensal.

2.18. Incentivos fiscais

2.18.1. Federais

Lei do Bem:

A Lei Federal 11.196/2005 (Lei do Bem) dispõe sobre incentivos fiscais para inovação tecnológica, visando promover a aquisição de novos conhecimentos, agregar know-how, incentivar a pesquisa tecnológica e o desenvolvimento de novos produtos e processos no país.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Enauta Energia identificou dispêndios enquadráveis como inovação tecnológica, para fins de Lei do Bem, em relação ao seu Sistema de Produção Antecipada no campo de Atlanta - BS4. Tal incentivo possibilitou a redução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL em aproximadamente R\$1.868 (R\$2.314 em 31 de dezembro de 2020).

Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste ("Sudene") - Lucro da exploração.

Por possuir o campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a Enauta detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração. A Enauta irá usufruir deste benefício até 31 de dezembro de 2025. Na investida operacional Enauta, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido. Este benefício está enquadrado como subvenção de investimento, atendendo às normas previstas no artigo 30 da Lei Federal nº 12.973/2014.

2.18.2. Estaduais

a) Crédito presumido – ICMS

De acordo com o Decreto Estadual nº 13.844/2012 da Bahia, a Enauta usufrui de um crédito presumido de 20% do imposto estadual incidente - ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas saídas de gás natural devido ao investimento em unidade de compressão com o objetivo de viabilizar a manutenção da produção. Este benefício irá perdurar até 2022.

Na investida Enauta Energia, esta subvenção para investimento do ICMS é registrada na rubrica “impostos incidentes sobre as vendas” e posteriormente, quando do encerramento do exercício, é destinada à rubrica de “Reservas de lucros - incentivos fiscais” no patrimônio líquido, atendendo às normas previstas no artigo 30 da Lei Federal 12.973/2014.

2.19. Acordos de pagamentos baseados em ações

A remuneração baseada em ações para empregados, a ser liquidada com instrumentos patrimoniais, é mensurada pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa 29.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio líquido (“plano de opção de ações”).

2.20. Ações em tesouraria

Instrumentos patrimoniais próprios que são readquiridos são reconhecidos ao custo e deduzidos do patrimônio líquido. Nenhum ganho ou perda é reconhecido na demonstração do resultado na compra, venda, emissão ou cancelamento dos instrumentos patrimoniais próprios do Grupo. Qualquer diferença entre o valor contábil e a contraprestação é reconhecida em outras reservas de capital.

2.21. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento. Os instrumentos financeiros foram reconhecidos de acordo com o CPC 48 (IFRS 9).

A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48 (IFRS 9) é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais.

Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado.

2.21.1. Ativos financeiros

Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/CDI (pós-fixado) e debêntures compromissadas), aplicações financeiras e opções de venda de óleo (nota explicativa 2.14) classificadas nesta categoria.

Custo amortizado

O ativo financeiro deve ser mensurado ao custo amortizado se ambas as seguintes condições forem atendidas: (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto. O Grupo possui caixa restrito e aplicação financeira não circulante classificados nesta categoria.

Ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes

O ativo financeiro deve ser mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se ambas as seguintes condições forem atendidas; (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada exercício. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar.

A Companhia apura as perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (“PECLD”) das contas a receber com base na abordagem simplificada prevista no CPC 48 (IFRS 9).

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

2.21.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “outros passivos financeiros ao custo amortizado” . O Grupo não possui passivos financeiros a valor justo.

Outros passivos financeiros ao custo amortizado

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo exercício. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil.

O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.22. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia assim como de sua controlada Enauta Energia utilizada na preparação das demonstrações financeiras, é a moeda corrente do Brasil - Real (“R\$”), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico no qual o Grupo está inserido e a forma como é gerido. As controladas indiretas sediadas na Holanda utilizam o dólar norte-americano (“US\$”) como moeda funcional. As demonstrações financeiras da controlada direta e das controladas indiretas são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

2.22.1. Conversão de moeda estrangeira

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em Reais, que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para Reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

2.23. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

2.24. Demonstração do fluxo de caixa (“DFC”)

A Demonstração do Fluxo de caixa é elaborada através do método indireto.

A Companhia adota como prática contábil a apresentação dos juros pagos referentes aos empréstimos e financiamentos como fluxos de caixa de atividade operacional. Os valores pagos referentes aos arrendamentos inclusive os juros intrínsecos são integralmente classificados como fluxos de caixa de atividade de financiamento.

2.25. Resultado por ação

O lucro ou prejuízo líquido por ação básico é computado pela divisão do lucro ou prejuízo líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

O lucro líquido ou prejuízo líquido por ação diluído é computado ajustando-se o lucro ou prejuízo líquido atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia, bem como o número médio ponderado de ações totais em poder dos acionistas para refletir os efeitos de todas as ações ordinárias potenciais diluidoras.

2.26. Novas normas, alterações e interpretações

As normas revisadas apresentadas a seguir passaram a ser aplicáveis para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2021 e, portanto, foram adotadas na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021. As seguintes normas alteradas e interpretações não tiveram impacto significativo nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia:

Norma ou interpretação	Descrição
Alterações ao CPC 06(R2)/IFRS 16	Benefícios relacionados à COVID-19 concedidos a arrendatários em contratos de arrendamento (atualização da data a ser considerada como expediente prático para pagamentos devidos até 30 de junho de 2022)
Alterações ao CPC48/IFRS 9, CPC 38/IAS 39, CPC 40/IFRS 7, CPC 11/IFRS 4 e CPC 06/IFRS 16	Reforma da taxa de juros de referência

Na elaboração destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia não aplicou as normas e interpretações novas e revisadas que foram emitidas, mas ainda não tem sua adoção obrigatória no fechamento de 31 de dezembro de 2021, apresentadas a seguir:

<u>Norma ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>	<u>Período (*)</u>
IFRS 17 (inclui as alterações de junho de 2020)	Contratos de Seguros	01/01/2023
Alterações à IFRS 10 (CPC 36 (R3)) – Demonstrações Consolidadas e IAS 28 (CPC 18 (R2))	Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou Joint Venture	Não definida
Alterações à IAS 1	Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes	01/01/2023
Alterações à IFRS 3	Referência à Estrutura Conceitual	01/01/2022
Alterações à IAS 16	Imobilizado—Recursos Antes do Uso Pretendido	01/01/2022
Alterações à IAS 37	Contratos Onerosos – Custo de Cumprimento do Contrato	01/01/2022
Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018–2020	Alterações à IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, IFRS 16 - Arrendamentos, e IAS 41 – Agricultura	01/01/2022
Alterações à IAS 1 e IFRS Declaração da Prática	Divulgação de Políticas Contábeis	01/01/2023
Alterações à IAS 8	Definição de Estimativas Contábeis	01/01/2023
Alterações à IAS 12	Imposto Diferido Relacionado a Ativos e Passivos Resultantes de uma Única Transação	01/01/2023

(*) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após as datas listadas

Não é esperado pela Administração que a adoção das normas listadas acima tenha impacto relevante sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, em períodos futuros a partir de 01 de janeiro de 2022.

2.27. Arrendamentos - direitos de uso

O Grupo reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento conforme previsto no CPC 06/ IFRS 16.

2.28. Receita de contrato com cliente

As receitas referentes à extração de petróleo e gás natural são reconhecidas quando ocorre a transferência do produto ao cliente e a obrigação definida em contrato é satisfeita. A mencionada mensuração inclui valores fixos e variáveis, os quais são alocados ao preço da transação, considerando a cada obrigação de desempenho, pelo valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca da transferência dos produtos prometidos aos clientes.

O bem é considerado transferido quando está de posse do cliente, ou seja, quando o cliente tem controle e obtém substancialmente todos os benefícios restantes do ativo em questão.

2.29. Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas aplicando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é considerado à luz dos pronunciamentos contábeis IFRS3/CPC 15 (R1). O custo de aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição. A Companhia mensura os passivos de arrendamento assumidos pelo valor presente dos pagamentos remanescentes na data da aquisição. Os ativos de direito de uso são mensurados por montante equivalente ao passivo de arrendamento e ajustados para refletir os termos favoráveis destes arrendamentos em comparação aos termos de mercado.

Para os casos de combinação de negócios alcançadas em estágios (“*step acquisitions*”), a Companhia remensura sua participação anterior no negócio, registrando o ganho ou perda diretamente na demonstração do resultado.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente será reconhecida ao valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas de acordo com o CPC 48 na demonstração do resultado.

Ágio é mensurado como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho por compra vantajosa na demonstração do resultado (nota explicativa 15).

Após o reconhecimento inicial, o ágio é mensurado pelo custo, deduzido de quaisquer perdas acumuladas do valor recuperável. Para fins de teste do valor recuperável, o ágio adquirido em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida serem atribuídos a estas unidades. A Companhia não possui registro de ágio em suas operações de combinações de negócio.

A Companhia adota, quando necessário, o expediente prático à luz do IFRS 3/ CPC 15(R1) “*measurement period*” que permite que em um período de doze meses a avaliação do valor justo seja concluído. Caso sejam identificados potenciais ajustes nesse período de dozes meses esses serão registrados contabilmente no valor justo inicial da combinação de negócios. Caso identificados fora desse período de dozes meses, esses ajustes serão registrados na demonstração do resultado como alterações decorrentes de estimativas e julgamentos.

2.30. Reapresentação das demonstrações financeiras

Identificamos erro de classificação nas demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021. As demonstrações financeiras foram corrigidas e estão sendo reapresentadas, conforme Pronunciamento Técnico CPC 23/IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro.

Os ajustes identificados não produziram impactos no balanço patrimonial, demonstrações de resultado abrangente, demonstrações das mutações do patrimônio líquido e demonstrações do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

As tabelas a seguir demonstram os impactos das reclassificações identificadas:

a) Demonstrações de Fluxo de Caixa referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021

	Consolidado		
	01/01/2021 a 31/12/2021	Ajuste	01/01/2021 a 31/12/2021 (Reapresentado)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	<u>1.443.274</u>	<u>(833)</u>	<u>1.442.441</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Provisão de abandono assumida em combinação de negócios	<u>-</u>	<u>278.313</u>	<u>278.313</u>
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	<u>(475.515)</u>	<u>278.313</u>	<u>(197.202)</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Provisão de abandono assumida em combinação de negócios	<u>278.313</u>	<u>(278.313)</u>	<u>-</u>
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	<u>(240.591)</u>	<u>(278.313)</u>	<u>(518.904)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	<u>-</u>	<u>833</u>	<u>833</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período	<u>727.168</u>	<u>-</u>	<u>727.168</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:			
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	<u>103.248</u>	<u>-</u>	<u>103.248</u>
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>830.416</u>	<u>-</u>	<u>830.416</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período	<u>727.168</u>	<u>-</u>	<u>727.168</u>

b) Demonstrações do Valor Adicionado

	Consolidado		
	01/01/2021		01/01/2021 a
	a	Ajuste	31/12/2021
	31/12/2021		Reapresentado
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE	2.439.641	-	2.439.641
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	238.641	-	238.641
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	2.678.282	-	2.678.282
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
Pessoal	80.969	-	80.969
Impostos, taxas e contribuições:	913.231		913.231
Remuneração de capitais de terceiros:	239.517	-	239.517
Juros	23.452	68.698 (III)	92.150
Aluguéis	-	1.031 (III)	1.031
Despesas bancárias	1.031	22.160 (III)	23.191
Variação monetária / cambial	215.034	(91.889) (III)	123.145
Remuneração de capitais próprios			
Resultado líquido do exercício	1.444.565	(1.444.565) (IV)	-
Dividendos distribuídos	-	39.469 (IV)	39.469
Lucros retidos	-	1.405.096 (IV)	1.405.096
			-
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO	2.678.282		2.678.282

I – Reclassificação, na Demonstração do Fluxo de Caixa, da Provisão de Abandono Assumida em Combinação de Negócios

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia classificou, indevidamente, na Demonstração do Fluxo de Caixa, a provisão de abandono assumida em combinação de negócio com efeito caixa como atividade de financiamento, ao invés de atividade de investimento.

II – Reclassificação, na Demonstração do Fluxo de Caixa, da Variação Cambial sobre Caixa e equivalente de caixa em moeda estrangeira

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia deixou de destacar o efeito da variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa em moeda estrangeira dos fluxos de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento.

III – Classificação, na Demonstração do Valor Adicionado, de despesas relacionadas a juros, aluguéis e despesas bancárias

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia classificou, indevidamente, na Demonstração do Valor Adicionado, na rubrica de Variação Cambial/Monetária, os valores de R\$68.698, R\$1.031 e R\$22.160, correspondentes a despesas de juros, alugueis e bancárias, respectivamente.

IV – Reclassificação, na Demonstração do Valor Adicionado, da remuneração de capitais próprios

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia divulgou os dividendos distribuídos e lucros retidos em uma única linha de remuneração de capitais próprios. Na reapresentação esta compoendo esses valores.

Na nota de investimentos (nota 13), os valores dos ativo total e receita da investida indireta AFBV anteriormente divulgada foram editados e atualizados. Na nota de arrendamentos (nota 16) houve a inclusão da taxa de desconto, fluxos nominais e reais e composição dos ativos subjacentes no que refere-se aos direito de uso e passivos de arrendamentos. Na nota de compromissos (nota 27) houve a inclusão de quadro com o fluxo de pagamento futuro referente aos compromissos assumidos pela Companhia. Na nota de instrumentos financeiros (nota 28) foi realizada a inclusão do quadro com a composição dos contratos de hedge em aberto e informações suplementares, como a designação e risco objeto do hedge, relação econômica e efetividade. Na nota de plano de outorga de opções de compra de ações (nota 29 (iii)) o quadro referente ao plano de remuneração de ações foi editado para refletir os planos vigentes, ações outorgadas, exercíveis e não exercíveis.

Adicionalmente, foram efetuados aprimoramentos nas divulgações nas notas explicativas de principais políticas contábeis (nota 2.4, 2.10, 2.11, 2.24), contas a receber (nota 6), caixa restrito (nota 11), investimentos (nota 13), imobilizado (nota 14), arrendamento (nota 16), empréstimos (nota 17), provisão de abandono (nota 19), gastos exploratórios para extração de petróleo e gás (nota 23), outras receitas (despesas) operacionais liquidas (nota 24), resultado financeiro (nota 25), informações adicionais sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás (nota 26 (c)), compromissos (nota 27), instrumentos financeiros (nota 28), plano de outorga de opções de compra de ações (nota 29 (iii)), informações adicionais ao fluxo de caixa (nota 33).

A divulgação dos eventos subsequentes (nota 35) foi atualizada até a data de autorização das demonstrações financeiras ora reapresentadas.

3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa 2, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais os valores não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes.

As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas, depreciação e amortização do ativo imobilizado e intangível, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, premissas para registro de direitos de uso e passivos de arrendamento, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social corrente e diferido e a avaliação e determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como de ativos e passivos em transações relacionadas a combinação de negócios.

As estimativas e premissas são revisadas continuamente e os seus efeitos contábeis às novas estimativas contábeis são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas.

3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

3.1.1. Investimentos atualizados ao custo amortizado

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez. Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 a Companhia não possuía nenhum investimento classificado nesta categoria.

3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas

A seguir, são apresentadas as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios:

3.2.1. Mensuração a valor justo

Ao estimar o valor justo de ativos e passivos, a Companhia usa dados observáveis do mercado na medida em que estejam disponíveis. Quando não há informações disponíveis, a Companhia elabora internamente a avaliação com o auxílio de consultores externos qualificados, para estabelecer a metodologia e informações adequadas ao cálculo do valor justo de ativos e passivos. As principais premissas utilizadas para determinar o valor justo (incluindo as relacionadas a combinação de negócios) são divulgadas em suas respectivas notas explicativas.

3.2.2. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações e derivativos (operações de hedging). A nota explicativa 28 oferece informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas.

A Administração acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros e sua sensibilidade.

3.2.3. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

Conforme descrito na nota explicativa 2.10, a Administração revisa a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, ao encerramento de cada exercício. Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, a Administração concluiu que as vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível eram adequadas, não sendo requeridos ajustes.

3.2.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social (“prejuízos fiscais acumulados”), bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela sua Administração e aprovadas pelos órgãos de governança. Estas projeções e previsões futuras preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio na moeda norte-americana, taxas de inflação, volume de produção dos ativos de hidrocarbonetos, preço do barril de petróleo, gastos exploratórios e compromissos, disponibilidade de licenças, e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais.

De acordo com a atual legislação fiscal brasileira, não há prazo para a utilização de prejuízos fiscais. No entanto, os prejuízos fiscais acumulados podem ser compensados somente em até 30% do lucro tributável anual.

Os impostos diferidos passivos são resultantes de diferenças temporárias tributáveis conforme legislação fiscal vigente no Brasil. Na elaboração das demonstrações financeiras os passivos fiscais diferidos são apresentados como redutores de ativo fiscal diferido quando se referem a mesma Entidade jurídica.

3.2.5. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 18).

Por sua natureza, as contingências serão resolvidas quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da nossa atuação, o que dificulta a realização de estimativas precisas acerca da data precisa em que tais eventos serão verificados.

Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições, envolve o período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

3.2.6. Estimativas das reservas provadas e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de *impairment*)

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são anualmente avaliadas e atualizadas. As reservas provadas e as reservas prováveis são determinadas usando técnicas de estimativas geológicas geralmente aceitas. O cálculo das reservas requer que o Grupo assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços de petróleo, taxas de câmbio, taxas de inflação, disponibilidade de licenças e custos de produção. Alterações em algumas dessas posições assumidas poderão ter impacto significativo nas reservas provadas e reservas prováveis estimadas.

A estimativa do volume das reservas é premissa importante na mensuração do valor justo de ativos em transações de combinações de negócios, bem como na apuração da parcela de amortização dos correspondentes ativos em produção.

A sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas demonstrações financeiras como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.10, de sua recuperação quando da sua baixa contábil dos ativos imobilizados e intangíveis e das análises de *impairment* nos ativos de exploração e produção.

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar, na data base de apresentação das demonstrações financeiras em 31 de dezembro, quanto o Grupo desembolsaria com gastos inerentes a desmantelamento das áreas em desenvolvimento e produção naquele momento.

A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado financeiro (nota explicativa 19).

Os gastos com perfurações na fase de desenvolvimento e que não resultaram em “ poços secos ” e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.10. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejadas pelo comitê de operações de cada bloco/concessão.

3.2.7. Provisão para participação nos lucros

A participação nos resultados paga aos colaboradores é baseada na realização de métricas de desempenho individual e da área em que atuam internamente, indicadores financeiros e do resultado da Companhia. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base no resultado apurado e na melhor estimativa das metas atingidas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Caixa e equivalentes de caixa	307	371	830.416	103.248
Total	307	371	830.416	103.248

Em 31 de dezembro 2021 e de 2020, a Companhia possuía caixa e aplicação financeira de curto prazo, de alta liquidez, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor para fazer frente a pagamentos já programados.

O aumento significativo no saldo de equivalentes de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 quando comparado ao exercício anterior deve-se à manutenção de parte dos recursos do Grupo em conta-corrente no exterior e do recebimento de USD 43 milhões (equivalentes a R\$243.595 - ptax de 27 de dezembro de 2021) em 28 de dezembro de 2021 (vide nota explicativa 7).

5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora	
	31/12/2021	31/12/2020
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	10.748	2.660
Total	10.748	2.660
Circulante	10.748	2.660

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	583.788	85.267
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	1.631.787	1.524.010
CDB (pós-fixado CDI)	-	15.942
Títulos públicos (LFT/NTN)	1.357.555	1.134.872
Letras financeiras (ii)	274.232	373.196
Total	2.215.575	1.609.277
Circulante	2.215.575	1.609.277

- i. A controlada Enauta possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de três fundos exclusivos. Dois de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI e um fundo cambial exclusivo indexado à variação do dólar norte americano.
- ii. Títulos privados dos bancos ABC, ALFA, Bradesco, BTG Pactual, Daycoval, Itaú, Safra, Santander e Votorantim.

a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 104,75% da variação da taxa CDI acumulada em 31 de dezembro de 2021 (92,49% da taxa CDI em 31 de dezembro de 2020).

6. CONTAS A RECEBER

A Enauta Energia tem contrato de longo prazo com vencimento em junho de 2030 para fornecimento à Petrobras de toda a reserva do campo de Manati, por um preço em Reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira, com cláusula de *take or pay*. O *take or pay* representa um compromisso de pagamento de gás, em base mensal ou anual, onde a compradora se compromete a retirar no ponto de entrega ao longo de determinado mês e/ou ano uma quantidade de gás igual a média estabelecida em contrato e, mesmo que não retire, pagará à Enauta Energia o equivalente a quantidade estabelecida em contrato. Em 31 de dezembro de 2021 e 2020 não existe qualquer impacto contábil a ser registrado quanto a cláusula de *take or pay*.

Até 30 de abril de 2021 a controlada Enauta Energia possuía um contrato com a Shell para a comercialização da produção do SPA do campo de Atlanta. As vendas de óleo eram Free on Board (“FOB”) no FPSO, com um mecanismo de preço netback. A partir de 1º de maio de 2021 este contrato foi renegociado, tendo vigência até 31 de dezembro de 2022, alterando a forma de precificação e o prazo de recebimento. O vencimento das faturas emitidas ocorrerá sempre em 30 dias após a data do último Bill of Lading. As vendas de óleo são “FOB” no FPSO, com desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent.

Os saldos de contas a receber nos montantes de R\$306.787 e R\$87.719 registrados em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras no montante de R\$88.349 em 31 de dezembro de 2021 (R\$87.719 em 31 de dezembro de 2020). O prazo médio de recebimento é de, aproximadamente, 35 dias após a emissão da nota fiscal de venda.
- Operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell, no montante de R\$218.438 no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Em 31 de dezembro de 2020, não havia saldo a receber referente à operação do Campo de Atlanta uma vez que esse estava com suspensão preventiva da produção iniciada no último trimestre de 2020. Essa situação operacional foi resolvida no primeiro semestre de 2021.

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente, inadimplência ou atrasos nestes contratos com a Petrobras e Shell.

7. OUTRAS CONTAS A RECEBER

Em 11 de julho de 2017, a Enauta Energia assinou contrato de venda de sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por USD 379 milhões, onde havia ocorrido a descoberta do prospecto Carcará. Desta venda, a terceira e última parcela, no montante de USD 144 milhões (equivalente a R\$803.600 em 31 de dezembro de 2021) estava prevista para ser recebida quando do cumprimento de determinadas condições precedentes:

- (i) 12 meses após a submissão do Acordo de Individualização da Produção (AIP) à ANP ou
- (ii) após aprovação do AIP pela ANP, o que ocorresse primeiro.

Com a aprovação em reunião de Diretoria da ANP, ocorrida no dia 09 de dezembro de 2021, do AIP referente aos Campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, localizado no Bloco BM-S-8, a Enauta Energia recebeu USD 43 milhões (equivalente a R\$243.582 em 27 de dezembro de 2021) e em um prazo de 45 dias úteis o recebimento do saldo remanescente de USD 101 milhões (equivalente a R\$563.631 em 31 de dezembro de 2021). Este foi assim recebido USD 50,5 milhões em 1º de fevereiro de 2022 (equivalente a R\$272.600 em 31 de dezembro de 2021) e USD 50,5 milhões em 10 de fevereiro de 2022 (equivalente a R\$265.600 em 31 de dezembro de 2021).

8. CRÉDITOS E DÉBITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P cobrados (“Cash Calls”) ou a serem cobrados dos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores à Companhia nos blocos não operados pela Enauta Energia.

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 os créditos com parceiros montam a R\$5.382 e R\$46.761, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 os débitos com parceiros (registrados na conta de fornecedores) montam a R\$43.562 e R\$89.318, respectivamente, dos quais R\$64.077 em 31 de dezembro de 2020 referem-se à parte do parceiro Barra Energia mantida em instituição financeira em titularidade da Enauta Energia (não mais aplicável em 31 de dezembro de 2021 em função da transação ocorrida e descrita na nota explicativa 1).

9. ESTOQUES

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	6.777	751
Produtos acabados		
Óleo (a)	6.151	208
Total	<u>12.928</u>	<u>959</u>
Circulante	<u>12.928</u>	<u>959</u>

- (a) No período de novembro de 2020 a fevereiro de 2021 a produção de óleo do Campo de Atlanta foi suspensa devido à falha operacional em seus equipamentos, fazendo com que os estoques de óleo em 31 de dezembro de 2020 fossem atipicamente baixos quando comparados aos divulgados em 31 de dezembro de 2021.

10. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
<u>Contas a receber – circulante</u>		
Constellation (a)	197	50
QGEP BV (b)	-	121
Total	<u>197</u>	<u>171</u>

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
<u>Contas a pagar - circulante</u>				
AFBV (c)	-	-	-	18.526
Enauta Energia (d)	12.056	11.383	-	-
Total	<u>12.056</u>	<u>11.383</u>	<u>-</u>	<u>18.526</u>

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
<u>Resultado</u>		
Serviços compartilhados (a)	273	127
Leasing de equipamentos FPSO (c)	(42.933)	(139.681)
Leasing de equipamentos subsea (c)	(356)	(21.139)
Total	<u>(43.016)</u>	<u>(160.693)</u>

- (a) Montante decorrente do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da empresa parte relacionada Serviços de Petróleo Constellation S.A (“Constellation”). As despesas e receitas incorridas foram apuradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 10 dias úteis. No caso de atraso incorrerão em multa equivalente a 2% do valor devido e juros de 1% ao mês.
- (b) Custos Administrativos (Cost Sharing) da QGEP BV reembolsados pela AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos. O pagamento deve ser feito em até 15 dias após o recebimento da invoice e não há previsão de juros ou multas contratuais em caso de atraso.
- (c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subsea (pagamento trimestral) e ao FPSO Petrojarl I, celebrados entre a Enauta e a AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos.

Em outubro de 2020 a maior parte dos equipamentos da AFBV foram adquiridos pela Enauta Energia, restando na AFBV apenas os equipamentos acoplados ao FPSO. O pagamento do subcharter é mensurado pela produção dos períodos, quando no mês de dezembro de 2020 foi impactado significativamente pela diminuição da produção devido a reparos feitos no FPSO. A partir de 7 de julho de 2021, com a consolidação das demonstrações financeiras da AFBV (vide nota explicativa 1) os saldos de leasing passaram a ser eliminados no processo de consolidação destas demonstrações financeiras.

- (d) Referem-se a transações baseadas em opção de ações entre Companhias do grupo.

(ii) Remuneração dos Administradores

Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada e demais benefícios previstos no acordo coletivo), os respectivos encargos sociais (contribuições para a seguridade social - INSS, FGTS, dentre outros), a remuneração variável e plano de opção de ações do pessoal-chave da Administração conforme apresentada no quadro abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Benefícios de curto e longo prazos	5.830	4.232	20.581	12.828

Não são oferecidos pela Companhia benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo e/ou benefícios de rescisão de contrato de trabalho, exceto pelo plano de aposentadoria descrito na nota explicativa 32.

Na AGOE de 30 de abril de 2021 foi aprovada a remuneração anual global dos administradores da Companhia até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021, no valor total de até R\$4.616.

Foi aprovada na mesma AGOE a remuneração anual dos conselheiros fiscais, no valor total de R\$552, líquido de encargos sociais, para o período entre 30 de abril de 2021 e a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Em reunião do Conselho de Administração ocorrida em 31 de março de 2021 foi aprovada a remuneração anual global do Comitê de Auditoria, no montante de R\$449, líquido de encargos sociais, relativas ao exercício a se encerrar em 31 de dezembro de 2021.

O total dos benefícios de curto e longo prazo apresentados no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 inclui, além da remuneração global dos administradores e Conselho Fiscal, encargos e bônus de desligamento de diretoria não incluídos na aprovação da remuneração global por ocasião das AGOs.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi aprovado novo Plano de Remuneração variável da Administração vinculado às metas financeiras e operacionais, bem como às metas de ESG - Environmental, Social and Governance (ambiente, social e governança). Essas novas metas já estão sendo refletidas nas respectivas provisões de remuneração variável para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

11. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Aplicação financeira - garantidoras (a)	93.988	223.310
Fundo de abandono (b)	272.667	358.438
Total	<u>366.655</u>	<u>581.748</u>
Não circulante	<u>366.655</u>	<u>581.748</u>

Composição:

- (a) Garantia referente a financiamento junto ao BNB no montante de R\$9.420. A Companhia também possui um CDB no valor de R\$ 61.599 referente a um colateral relativo a fiança bancária oferecida em garantia ao financiamento BNB. Com relação à ANP, a Companhia possui um total de R\$22.969 em CDB's no Citibank dado em garantia para a agência reguladora em cumprimento ao Plano Exploratório Mínimo (PEM) para os blocos SEAL-M-430, SEAL-M-503 e SEAL-M-573.
- (b) O Fundo de abandono é representado por aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono, sendo as regras dos fundos aprovadas pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

Os fundos de abandono referem-se aos seguintes campos em produção:

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Manati	272.667	231.064
Atlanta	-	127.374
Total	<u>272.667</u>	<u>358.438</u>

O fundo de abandono de Atlanta foi resgatado em sua totalidade em agosto de 2021, após a aprovação da ANP e substituição por Garantia Corporativa concedida pela controladora Enauta Participações no valor de R\$34.070, válida até o final do ano de 2022, conforme divulgado na nota explicativa 26.

O saldo do fundo de Atlanta em 31 de dezembro de 2020 era representado por 30% do saldo em reais, aplicados em renda fixa com rendimento a 95% do CDI e 70% atrelados a dólares norte-americanos em fundo cambial. Dos montantes totais apresentados em 31 de dezembro de 2020, 50% (R\$63.686) referiam-se à parte do parceiro Barra Energia, mantidos na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia.

O Fundo de Abandono de Manati é deliberado pelo consórcio e administrado pelo operador Petrobras. O fundo possui 50% das aplicações em reais, com rentabilidade atrelada a CDI, e 50% atrelados a dólares norte-americanos em fundo cambial. A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati foi de 6,72% para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 (15,87% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

12. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

12.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Antecipação IR e CSLL (a)	1.223	382	1.605	5.308
Imposto retido na fonte (b)	86	53	19.454	9.112
Recuperação PIS / COFINS (c)	-	-	69.620	57.099
Crédito PIS/COFINS	-	-	-	4.694
ICMS - ativo imobilizado	-	-	-	202
Outros créditos	-	-	92	292
Total	1.309	435	90.771	76.707
Circulante	1.309	435	21.151	16.277
Não circulante	-	-	69.620	60.430

12.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
IR e CSLL (h)	-	-	329.110	-
PIS/COFINS (c)	1.040	1.758	6.114	-
ICMS (d)	-	-	10.480	10.234
IRRF sobre serviços/salários	104	55	1.650	1.561
Royalties (f)	-	-	12.884	2.964
Participação especial (f)	-	-	384	173
IRRF sobre remessas estrangeiras (g)	-	-	4.601	4.601
Outros (e)	2	2	5.191	4.777
Total	1.146	1.815	370.414	24.310
Circulante	1.146	1.815	361.748	17.036
Não circulante	-	-	8.666	7.274

- (a) Antecipação de IR e CSLL a compensar de períodos anteriores.
- (b) Refere-se basicamente a IRRF sobre aplicações financeiras.
- (c) Créditos fiscais de PIS e COFINS atualizados monetariamente pela SELIC referentes a processo judicial transitado em julgado em 26 de junho de 2020, a favor da Companhia, no qual foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS.
- (d) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 21.
- (e) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.
- (f) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati e sobre o óleo produzido no campo de Atlanta, conforme descrito na nota explicativa 26.
- (g) O valor registrado no circulante, refere-se à adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei Federal nº 13.586/2017 de desistência das ações administrativas e judiciais relativas ao IRRF sobre remessas estrangeiras devido a contratos de aluguel de embarcações (o valor ainda não foi objeto de cash call pelo Operador).
- (h) O valor apresentado no saldo de IR e CSL a recolher em 31 de dezembro de 2021 refere-se principalmente ao imposto apurado sobre o lucro tributável do mês findo em 31 de dezembro de 2021 recolhido apenas em janeiro de 2022.

12.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021a	01/01/2021 a 31/12/2021a	01/01/2021 a 31/12/2021a	01/01/2020 a 31/12/2020
Lucro antes do IR e CSLL	1.445.186	126.585	2.114.868	142.964
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(491.363)	(43.039)	(719.055)	(48.608)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	494.299	45.705	(29)	(1.899)
Prejuízos fiscais não ativados (a)		-	951	113
Incentivos fiscais (b)		-	66.038	31.418
Compensação de prejuízos fiscais dos anos anteriores	278	1.138	277	1.138
Despesas indedutíveis/receita não tributável:				
Permanentes	(32)	(6.436)	(18.490)	(1.173)
IR/CS correntes	(626)	(2.632)	(411.026)	(41.927)
IR/CS diferidos	-	-	(259.282)	22.916

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 31 de dezembro de 2021 a Enauta Participações possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 81 e R\$ 81, respectivamente, (R\$ 900 para Prejuízo Fiscal e R\$ 900 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2020), sendo que a Enauta Participações não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação (holding).
- (b) Refere-se basicamente ao incentivo fiscal do crédito presumido do ICMS, Lucro da Exploração e doações incentivadas conforme legislação vigente.

12.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada Enauta, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	170.127	117.991
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	909	628
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	47.312	75.984
Provisões diversas	12.434	8.449
Total	<u>230.782</u>	<u>203.052</u>
	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição passivo fiscal diferido</u>		
Tributos Exigibilidade Suspensa	(43.194)	(40.739)
Crédito de exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(14.763)	(19.414)
Depreciação acelerada	(45.920)	(45.920)
Provisão para abandono	(34.879)	(26.373)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	(260.807)	-
Provisões diversas	(28.720)	(4.128)
Total	<u>(428.283)</u>	<u>(136.574)</u>
	<u>Consolidado</u>	
<u>Ativo fiscal diferido</u>		<u>203.052</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020		<u>203.052</u>
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:		
Amortização da provisão para abandono		52.136
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06		(28.672)
Provisões diversas - adições e reversões		4.266
Saldo em 31 de dezembro de 2021		<u>230.782</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(136.574)
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(2.455)
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	4.651
Provisão para abandono	(8.506)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	(260.807)
Provisões diversas - exclusões e reversões	(24.592)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>(428.283)</u>
<u>Saldo passivo diferido líquido</u>	<u>(197.501)</u>

A Companhia preparou o estudo de realização de seus créditos fiscais com base nas premissas operacionais e financeiras de seu modelo de negócio previstos para os próximos exercícios na data base de 31 de dezembro de 2021.

Segue cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido pelos próximos exercícios consubstanciado pelo estudo de realização preparado pela Administração e aprovado pelos órgãos de governança da Companhia em 31 de dezembro de 2021:

2022	11.208
2023	69.036
2024	9.544
A partir de 2025	<u>140.994</u>
Total	<u>230.782</u>

13. INVESTIMENTOS

13.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2021:

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação no capital votante e total detidos</u>
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Países Baixos	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Países Baixos	100%
Indireta	AFPS BV	Países Baixos	100%

13.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Abaixo, dados dos investimentos e as informações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

	31/12/2021			
	Enauta Energia	QGEP BV	AFBV (*) (Reapresentado)	AFPS BV
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	10.000	1
Percentual de participação	100%	100%	100%	100%
Capital social	2.042.553	2	2	0,005 (**)
Patrimônio líquido	4.116.599	97.034	41.679	0,005 (**)
Resultado do exercício	1.453.821	14.295	5.681	
Ativo total	6.702.910	97.472	566.386	0,005 (**)
Passivo total	2.568.311	438	524.708	
Receita operacional líquida	1.804.939	-	85.178	

(**) Equivalente a USD 1.

	31/12/2020		
	Enauta Energia	QGEP BV	AFBV (*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50%(a)
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	2.749.257	76.112	54.727
Resultado do exercício	134.426	114.659	16.533
Ativo total	4.350.977	82.344	786.664
Passivo total	1.601.720	6.232	732.387
Receita operacional líquida	945.446	-	44.940

(*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV.

Em 25 de outubro de 2019, a titularidade das ações da Dommo BV na proporção de 20% foi efetivamente transferida para a QGEP BV, após decisão do Tribunal de Amsterdã deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em 19 de novembro de 2019, o tribunal de Roterdã concedeu um gravame judicial bloqueando as ações da QGEP BV na AFBV, a pedido da Dommo Netherlands B.V. Em 13 de maio de 2020, o tribunal de Amsterdam proferiu decisão no sentido de liberar o gravame outrora determinado com efeitos imediatos, deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em razão disso, os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de US\$29.900 (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13). Este investimento foi registrado em contrapartida ao resultado do exercício, na rubrica de "outras receitas (despesas) operacionais líquidas" no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

A movimentação dos investimentos da Companhia apresentada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas é como segue:

	31/12/2021	
	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257	27.138
Redução de Capital - AFBV	-	(9.840)
Consolidação pela incorporação de 50% da AFBV	-	(15.970)
Plano de opção de ações	673	-
Pagamento de dividendos (a)	(45.206)	-
Dividendos propostos	(52.314)	-
Ajustes acumulados de conversão	6.627	(1.242)
Hedge	3.741	-
Resultado de equivalência patrimonial	1.453.821	(86)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	4.116.599	-

	31/12/2020	
	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.791.327	177.289
Redução de capital social	-	(20)
Plano de opção de ações	(9.278)	-
Pagamento de dividendos (b)	(218.500)	(60.212)
Ajustes acumulados de conversão	58.273	(218.121)
Alteração de participação acionária	-	120.982
Hedge	(6.991)	-
Resultado de equivalência patrimonial	134.426	7.220
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257	27.138

- (a) Em 11 de maio de 2021 a Companhia recebeu dividendos adicionais ao mínimo obrigatório referentes ao exercício de 2020 no montante de R\$45.206. Adicionalmente, a controlada Enauta Energia destinou R\$52.314 do resultado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 para o pagamento de dividendos.
- (b) Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 15 de abril de 2020, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao JCP (em 31/12/2020) no valor de R\$218.500. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.

14. IMOBILIZADO

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/12/2021		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.957	(2.295)	662
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.214)	342
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.514	(3.454)	1.060
Imóveis	4%	6.363	(1.331)	5.032
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		19.671	(12.401)	7.270
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(16.107)	735
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4 (ii)		1.841.981	(1.050.305)	791.676
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati (ii)		1.094.247	(987.492)	106.755
Gastos na fase de exploração de recursos naturais – Poço SEAL		18.133	-	18.133
Subtotal		2.971.203	(2.053.904)	917.299
Total		2.990.874	(2.066.305)	924.569
	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/12/2020		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.915	(2.059)	856
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	10%	1.556	(1.058)	498
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.332	(3.229)	1.103
Imóveis	4%	6.363	(1.155)	5.208
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		19.447	(11.608)	7.839
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(15.679)	1.163
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás – BS-4 (ii)		1.370.170	(592.776)	777.394
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		1.073.798	(931.089)	142.709
Subtotal		2.460.810	(1.539.544)	921.266
Total		2.480.257	(1.551.152)	929.105

(i) Referentes a poços descobridor e delimitadores do campo de Manati.

- (ii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 26 (b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Custo	Consolidado					Total
	Imobilizados corporativos	Desenvolvimento de recursos naturais	Desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4	Desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati	Exploração de recursos naturais - SEAL	
Saldo em 01/01/20	18.869	16.844	916.888	1.007.641	-	1.960.242
(+) Adições	578	-	453.393 (a)	66.157 (b)	-	520.128
(-) Baixas	-	(2)	(111)	-	-	(113)
Saldo 31/12/20	19.447	16.842	1.370.170	1.073.798	-	2.480.257
(+) Adições	380	-	511.394 (c)	20.787 (d)	18.133 (e)	550.694
(-) Perda por redução valor recuperável de ativos	-	-	(39.583) (f)	-	-	(39.583)
(-) Baixas	(156)	-	-	(338)	-	(494)
Saldo em 31 /12/21	19.671	16.842	1.841.981	1.094.247	18.133	2.990.874

Em 31 de dezembro de 2020 as principais movimentações de imobilizado no exercício referem-se a: (a) R\$132.510 de variação cambial sobre provisão de abandono do campo de Atlanta e R\$329.127 a aquisição de equipamentos da AFBV, (b) R\$61.158 de variação cambial sobre provisão de abandono de Manati.

Em 31 de dezembro de 2021, as principais movimentações de imobilizado no período referem-se a (c) R\$52.839 de variação cambial sobre provisão de abandono do Campo de Atlanta e ao reconhecimento do valor justo pela totalidade do Campo de Atlanta (nota explicativa 15.1) no montante de R\$396.345; (d) R\$20.787 de variação cambial sobre provisão de abandono do Campo de Manati; (e) adições referentes a gasto de perfuração do primeiro poço exploratório do bloco Seal 428 localizado em Sergipe - Alagoas; e (f) efeito da perda por recuperabilidade dos ativos na AFBV trazida na movimentação de 2021 devida a consolidação dos saldos a partir de 25 de junho de 2021 (nota explicativa 2.4) - de aproximadamente R\$17.000, acrescido da provisão para perda a valor recuperável registrada na Enauta Energia, de aproximadamente R\$19.000. A perda registrada nos ativos da AFBV foi mensurada pela Companhia considerando sua estimativa efetiva de uso (não utilizáveis no Sistema Definitivo).

Depreciações e amortizações	Consolidado				Total
	Depreciações imobilizado corporativo	Amortizações gastos com exploração de recursos naturais	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo- BS-4	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati	
Saldo em 1 de janeiro de 2020	(10.588)	(15.347)	(346.532)	(890.027)	(1.262.494)
(-) Adições do exercício	(561)	(339)	(311.559)	(43.046)	(288.658)
(+) Baixas do exercício	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(11.608)	(15.679)	(592.776)	(931.089)	(1.551.152)
(-) Adições do exercício	(793)	(427)	(457.528)	(56.403)	(515.153)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(12.401)	(16.107)	(1.050.304)	(987.492)	(2.066.305)

15. INTANGÍVEL

15.1. Aquisição do Campo de Atlanta (combinação de negócios à luz do IFRS 3/ CPC 15 (R1))

Em 21 de dezembro de 2020, a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia por meio do qual assumiria os 100% da participação no bloco BS-4 (50% remanescente da Barra Energia).

A conclusão definitiva da transferência da participação de 50% da Barra Energia a Enauta estava condicionada a determinadas condições precedentes tais como à constituição de garantia financeira e assinatura de termo aditivo ao Contrato de Concessão junto ao órgão regulador ANP.

Em 25 de junho de 2021, a ANP aprovou a modalidade de garantia corporativa como instrumento de garantia financeira de descomissionamento do Campo de Atlanta, concluindo-se, então, a transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta para a Enauta Energia. Como consequência, a Companhia passou a reconhecer o efeito dessa transferência de 50% em suas demonstrações financeiras.

O valor justo da participação do Campo de Atlanta foi estimado aplicando o método de projeção dos fluxos de caixa descontados considerando que não foram identificadas transações dessa natureza no mercado brasileiro com terceiros e características análogas para fins de comparabilidade e mensuração usando o método de avaliação “Market approach”.

O valor justo de 100% do Campo de Atlanta foi estimado aplicando-se o método de projeção dos fluxos de caixa e baseando-se nas premissas descritas abaixo, sendo o valor total avaliado em R\$1.583.244, gerando um ganho bruto, decorrente da avaliação a valor justo dos ativos líquidos, de R\$821.305 entre ganho por compra vantajosa e remensuração a valor justo da participação anterior registrados em junho de 2021.

- Taxa de desconto (após impostos) estimada em 8,0% (real).
- Curva de produção 1P e 2P (desenvolvida e não desenvolvida) certificadas em 31 de dezembro de 2020 por *Gaffney Cline* (certificação mais recente contratada pela Companhia à data da projeção dos fluxos de caixa), ponderadas pela expectativa da Administração em realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- SPA com perfuração de 3 poços, produzindo por 4 anos.

- Sistema Definitivo (SD) com 5 poços adicionais produzindo a partir de meados de 2024 com troca para FPSO definitivo e com maior capacidade de produção que o FPSO atual, sendo o projeto aprovado com Capex estimado pela Companhia em valores aproximados de US\$ 700 milhões.
- Valor do Brent estimado com base na curva Forward para o ano de 2021 e pela mediana do forecast da Bloomberg de 2022 em diante (até 2034, ano em que se extingue a concessão).

A avaliação a valor justo e o consequente ganho por compra vantajosa gerou um imposto de renda diferido passivo na data de aquisição de R\$279.276, cujo saldo em 31 de dezembro de 2021, líquido da parcela já realizada monta a R\$ 260.807 (vide nota explicativa 12.4).

Ativos adquiridos e passivos assumidos – no campo de Atlanta:

O valor justo dos ativos e passivos identificáveis na data da aquisição é apresentado a seguir:

	Valor justo reconhecido na aquisição
Ativos	
Caixa e equivalentes de caixa	36.166
Títulos e valores mobiliários	212.442
Contas a receber	173.797
Estoques	29.120
Impostos e contribuições a recuperar	3.160
Contas a receber - Partes relacionadas	113
Créditos com parceiros	8.460
Instrumentos financeiros	5.048
Outros	30.412
Caixa restrito	131.743
IR e CSLL diferidos	44.561
Outros ativos não circulantes	3.752
Investimentos	15.971
Imobilizado	1.035.389
Intangível	646.495
Arrendamentos - direito de uso	243.155
Total dos Ativos Identificáveis	2.619.784

	Valor justo reconhecido na aquisição
Passivos	
Fornecedores	(50.435)
Arrendamentos	(195.066)
Empréstimos e financiamentos	(36.519)
Impostos e contribuição a recolher	(8.322)
Remuneração e obrigações sociais	(64)
Contas a pagar - partes relacionadas	(57.343)
Outras obrigações	(12.924)
Arrendamentos	(135.920)
Provisão para abandono	(495.031)
Empréstimos e financiamentos	(44.916)
Total Passivos Identificáveis	(1.036.540)
Total dos ativos identificáveis líquidos ao valor justo	1.583.244
Ganho por compra vantajosa	(791.622)
Total da contraprestação (Contraprestação transferida + Participação anterior a valor justo)	791.622

A parcela do ganho por compra vantajosa referente à participação adicional de 50% registrada em 30 de junho de 2021 foi de R\$791.622 e foi reconhecido ainda um ganho de compra vantajosa adicional no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 de R\$57.529, decorrente principalmente por ter a contraparte Barra Energia abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio (Campo de Atlanta) quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto BS-4. Esse ganho encontra-se registrado no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais.

Se a combinação de negócios tivesse ocorrido no início do período (01 de janeiro de 2021), para o período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2021 as receitas da Companhia em BS-4 totalizariam R\$1.597.032 e o lucro operacional no projeto seria de R\$365.184.

Valor justo da participação anterior – 50% de participação antes da Combinação de negócio

O valor justo da participação anterior da Companhia (50%) e o ganho decorrente da remensuração a valor justo da participação da adquirente na adquirida antes da combinação de negócios estão apresentados abaixo:

	Valor justo da participação anterior	Valor registrado da participação anterior	Ganho na remensuração
Campo de Atlanta	791.622	761.939	29.683

Esse ganho decorrente da remensuração da participação anterior a valor justo, no montante de R\$29.683 foi registrado também na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais.

A contabilização dos ativos líquidos adquiridos nessa transação nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2021 foi efetuada com base em uma avaliação do valor justo por assessoria independente para a realização do PPA (“Purchase Price Allocation”). A conclusão desta transação é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

Em continuidade à transação de combinação de negócios descrita acima, em 26 de junho de 2021 a Companhia recebeu em caixa, da Barra Energia, R\$212.442 e assumiu a titularidade de 100% do caixa restrito anteriormente mantido pela Barra Energia no montante de R\$131.743 em contrapartida à provisão de abandono do Campo assumida integralmente pela Companhia a partir de 25 de junho de 2021, cujo valor total na data era de R\$495.031 (R\$278.313 parcela da Barra Energia).

15.2. Os valores de composição do ativo intangível no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 são conforme abaixo:

	Consolidado			Valor contábil 31/12/2021
	Taxa de amortização	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(36.788)	213.921
Bônus de assinatura (ii)	-	152.066	-	152.066
Softwares	20%	12.498	(8.719)	3.780
Aumento de participação em consórcio – Atlanta (iv)	-	424.960	(14.591)	410.369
Total		<u>840.233</u>	<u>(60.097)</u>	<u>780.136</u>

	Consolidado			Valor contábil 31/12/2020
	Taxa de amortizações	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(24.228)	226.481
Bônus de assinatura (ii)	-	162.181	-	162.181
Softwares	20%	8.912	(8.095)	817
Total		<u>421.802</u>	<u>(32.323)</u>	<u>389.479</u>

Custo e amortização	Consolidado				
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Aumento de participação em consórcio – Atlanta	Softwares	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	236.920	162.110	-	561	399.591
(+) Adições (custo)	-	633	-	502	1.135
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(562)	-	-	(562)
(-) Adições (amortização)	(10.439)	-	-	(246)	(10.685)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	226.481	162.181	-	817	389.479
(+) Adições (custo) (iv)			424.960	3.587	428.547
(-) Baixas (custo) (iii)		(10.115)			(10.115)
(-) Adições (amortização)	(12.560)		(14.591)	(624)	(27.775)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>213.921</u>	<u>152.066</u>	<u>410.369</u>	<u>3.780</u>	<u>780.136</u>

- (i) Refere-se aos direitos de participação de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no offshore da Bacia de Santos no valor de R\$250.709 (valor pago pela parcela de participação da Enauta à época). A amortização teve início em maio de 2018 com o início da produção dos campos.
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 26).
- (iii) Em 31 de dezembro de 2021, as baixas referem-se ao bloco CE-M-661 localizado na bacia do Ceará, cujo pedido já foi protocolado junto à ANP.
- Em 31 de dezembro de 2020 a baixa refere-se ao bloco CAL-M-372 localizado na Concessão BM-CAL-12.
- (iv) Refere-se ao reconhecimento da transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta, conforme divulgado na nota explicativa 15.1.

16. ARRENDAMENTOS

Ativo de arrendamento	Consolidado		
	Equipamentos	Imóveis	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	666.811	2.718	669.529
Amortização	(180.538)	(609)	(181.147)
Adições e exclusões de contratos	(90.158)	-	(90.158)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	396.115	2.109	398.224
Amortização	(266.774)	(276)	(267.050)
Adições de contratos	30.340	-	30.340
Aumento participação – BS-4	328.907	-	328.907
Atualização de contratos (a)	25.226	(759)	24.467
Saldos em 31 de dezembro de 2021	513.814	1.074	514.888

Passivo de arrendamento	Consolidado		
	Arrendamentos a pagar	AVP	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	901.629	(160.460)	741.169
Pagamentos	(319.816)	-	(319.816)
Adições e exclusões de contratos	(227.874)	78.218	(149.656)
Variação cambial de arrendamentos	284.170	(56.273)	227.897
Reconhecimento AVP	-	62.618	62.618
Outros	-	2.764	2.764
Saldo em 31 de dezembro de 2020	638.109	(73.133)	564.976
Pagamentos	(419.045)	-	(419.045)
Adições de contratos	31.940	(1.600)	30.340
Aumento de participação BS-4	352.765	(23.858)	328.907
Variação cambial de arrendamentos	81.147	(6.935)	74.212
Reconhecimento AVP	-	50.184	50.184
Atualização de contratos e encargos	29.758	(23.611)	6.147
Saldo em 31 de dezembro de 2021	714.674	(78.953)	635.721

(a) Refere-se ao aditamento de determinados contratos já existentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 relativas à postergação de prazo e alterações nas taxas de descontos.

Os fluxos de pagamento são descontados a taxas nominais que variam de 6,7% a.a. a 8,39% a.a., sendo 7,86% a.a. a taxa utilizada para desconto dos fluxos do FPSO.

Comparativo entre os saldos do arrendamento mercantil considerando os fluxos com e sem a inflação:

Passivo de arrendamento mercantil	31.12.2021	31.12.2020
IFRS 16	14.731	2.393
Nota Explicativa	14.380	2.291
Direito de uso líquido		
IFRS 16	14.063	2.495
Nota Explicativa	13.813	2.324
Despesa financeira		
IFRS 16	(947)	(220)
Nota Explicativa	(985)	(346)
Despesa de amortização		
IFRS 16	(9.682)	(2.752)
Nota Explicativa	(9.544)	(2.633)

Os fluxos acima apresentados foram apenas calculados sobre os arrendamentos do imóvel onde está situada a sede da Companhia e determinadas embarcações cujos contratos de arrendamento estão denominados em reais.

Para os demais arrendamentos que refletem em sua grande maioria equipamentos subsea e FPSO, não calculamos a inflação devido a sua contratação ter sido efetuada em dólar americano e os respectivos pagamentos serem remetidos a fornecedores estrangeiros.

Os ativos de direito de uso representam os seguintes ativos subjacentes em 31 de dezembro de 2021 e de 2020:

<u>Ativos de direito de uso</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
FPSO	345.054	245.226
Equipamentos subsea	114.818	129.909
Embarcações	53.942	20.980
Imóveis	1.074	2.109
Total	<u>514.888</u>	<u>398.224</u>

Impactos no exercício:

As amortizações dos direitos de uso dos bens contabilizados são de acordo com a vigência de cada contrato, respeitando os respectivos períodos de utilização.

Em relação a esses arrendamentos, de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo reconheceu despesas de depreciação e juros, em vez de despesas de arrendamento operacional.

17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação, exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural.

	31/12/21	31/12/20	Consolidado		
			Encargos	Pagto	Vcto até
Moeda nacional					
BNB - Banco do Nordeste (c)	<u>98.131</u>	<u>117.533</u>	4,71% a.a. (d)	Mensal	Set/22
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos:					
Subcrédito A	29.663	47.210	3,5% a.a.	Mensal	Set/23
Subcrédito B	34.153	53.056	TJLP + Juros (a)	Mensal	Set/23
	<u>63.816</u>	<u>100.266</u>			
Total	<u>161.947</u>	<u>217.799</u>			
Total consolidado - Saldo bruto (b)	161.947	217.799			
Custo do empréstimo Finep	(462)	(726)			
Saldo consolidado líquido	<u>161.485</u>	<u>217.073</u>			
Circulante	134.641	56.054			
Não circulante	26.844	161.019			

Em dezembro de 2021 a TJLP foi de 5,32% a.a. (4,55% a.a em dezembro de 2020).

- (a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.

Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.

- (b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$462 em 31 de dezembro de 2021 (R\$726 em 31 de dezembro de 2020). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.
- (c) Em 6 de abril de 2020, o Banco Central do Brasil emitiu a Resolução nº 4.798 suspendendo por até 12 (doze) meses o pagamento das parcelas vencidas e vincendas até 31 de dezembro de 2020 das linhas de crédito especial com recursos dos Fundos Constitucionais de Financiamento do Norte e (“FNO”), do Nordeste (“FNE”) e do Centro-Oeste (“FCO”), com eventual acréscimo ao vencimento final da operação, para as operações não rurais, adimplentes ou com atraso de até 90 (noventa) dias na data da publicação desta Resolução.

(d) Reduzida por bônus de adimplência de 15%.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo bruto do custo de empréstimo 1º de janeiro de 2020	252.924
(+) Adições de juros	10.952
(-) Amortização de principal	(39.003)
(-) Amortização de juros	(7.074)
Saldo bruto do custo de empréstimo	217.799
(-) Custo do empréstimo FINEP	(726)
Saldo final em 31 de dezembro de 2020	217.073
Saldo bruto do custo de empréstimo 31 de dezembro de 2020	217.073
(+) Adições de juros e custos de financiamento	9.469
(-) Amortização de principal	(54.704)
(-) Amortização de juros	(10.353)
Saldo final em 31 de dezembro de 2021	<u>161.485</u>

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

<u>Vencimentos</u>	<u>31/12/2021</u>
2023	26.844
Total	<u>26.844</u>

De acordo com os termos do contrato com a Finep, o principal da dívida deve ser pago em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 15 de setembro de 2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes, ocorrendo a última em 15 de setembro de 2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela Companhia.

De acordo com os termos do contrato com o BNB, o principal da dívida deve ser pago em 84 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 20 de outubro de 2019 e as demais em meses subsequentes, ocorrendo a última em 29 de setembro de 2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos três prestações mensais desta operação, compreendendo principal e encargos, tomada como referência mínima a maior prestação devida, em conta reserva (nota explicativa 11).

O contrato previa ainda que caso os projetos envolvidos (BM-CAL-12, BM-J-2 e BM-CAL-5) na dívida BNB fossem descontinuados e devolvidos à ANP em conjunto, ocorreria a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderia ultrapassar setembro de 2022. Em fevereiro de 2022 o consórcio decidiu pela devolução em definitivo do terceiro e último Bloco (BM-CAL-12) e, como consequência, o empréstimo junto ao BNB no montante de R\$98.131 foi integralmente transferido para o passivo circulante em 31 de dezembro de 2021. Não há bens dados em garantias para estes empréstimos e as dívidas não são conversíveis em ações.

18. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Consequentemente, nenhuma provisão foi constituída nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020.

18.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas demonstrações financeiras anuais, encontram-se apresentados abaixo e os valores informados estão atualizados até 31 de dezembro de 2021.

Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (“INEMA”)

A Execução Fiscal nº 0087249-25.2010.805.0001, decorrente da multa aplicada no Auto de Infração nº 2006-007365/TEC/AIMU-0343, lavrado em 22 de novembro de 2006. A infração refere-se ao descumprimento de condicionante determinada pelo Instituto do Meio Ambiente (“IMA”), resultando no assoreamento de córregos e erosão, quando da instalação do gasoduto entre os municípios de Guaibin e São Francisco do Conde, cuja multa, atualizada, é de R\$1.331 (participação da Enauta) em 31 de dezembro de 2021 (R\$575 em 31 de dezembro de 2020).

O auto de infração nº 2009-014426/TEC/AIMU0265 foi lavrado em razão do descumprimento da condicionante 1 e cumprimento parcial das condicionantes 2, 6 e 7 da estabelecidas pelo IMA em Portaria RA 8050 de 30 de março de 2007 com vistas a obter a licença ambiental para construir gasoduto. A contingência atualizada tem valor de R\$400 (participação da Enauta) em 31 de dezembro de 2021 (R\$155 em 31 de dezembro de 2020).

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”)

O processo administrativo nº 02006.001664/2007-46 foi aberto em razão da lavratura do Auto de Infração nº 409516-D instaurado pelo IBAMA em 2007. Trata-se de ação decorrente do arraste de gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA), fato este que teria causado danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$10.435 (participação da Enauta) em 31 de dezembro de 2021 (R\$10.207 em 31 de dezembro de 2020).

Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia - Superintendência de Administração Tributária (“SAT”)

O auto de infração nº 206983.0004/15-5 foi lavrado pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, em razão do suposto cometimento das seguintes infrações: (i) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadorias adquiridas para integrar o ativo permanente do estabelecimento; (ii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a aquisição de material para uso e consumo do estabelecimento; (iii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadoria(s) adquirida(s) com pagamento de imposto por substituição tributária; e (iv) omissão na prestação de informações relacionadas a lançamentos efetuados na EFD. A contingência atualizada tem valor de R\$3.112 (participação da Enauta) em 31 de dezembro de 2021 (R\$3.087 em 31 de dezembro de 2020).

Processos junto à Agência Nacional do Petróleo – (“ANP”)

Processo administrativo nº 48610.09213/2020-03 em razão da multa aplicada no auto de infração recebido em 16 de junho de 2020 lavrado pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente na ANP (“SSM”). A infração refere-se à suposta não conformidade identificada em auditoria do SGSO conduzida pela SSM em abril de 2019 na unidade FPSO Petrojarl I. Foi apresentada a defesa e em agosto de 2021 foi fixada multa em R\$ 803.

Processo administrativo nº 48610.215831/2020-84 em razão da multa aplicada no auto de infração recebido em 13 de outubro de 2020 lavrado pela SSM na ANP. A infração refere-se à suposta não conformidade identificada em atividade de fiscalização conduzida pela SSM, no período de 31.08.2020 a 04.09.2020 na unidade FPSO Petrojarl I. Foi apresentada a defesa e a multa ainda não foi fixada, podendo variar entre R\$ 5 a R\$ 2.000.

ICMS

Aproveitamento de crédito de ICMS nas aquisições de mercadorias (combustíveis) como insumos para as embarcações afretadas no exercício de 2007 a 2009. A questão envolve processos em fase administrativa, em que a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da Enauta, os valores em discussão, montam aproximadamente R\$6.545 em 31 de dezembro de 2021 (R\$6.596 em 31 de dezembro de 2020).

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no exercício de 2008 a 2013. Nos exercícios de 2008 e 2009 referem-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já nos anos de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS. A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Em relação ao IRRF, o Operador optou pelo pagamento especial previsto na Lei Federal nº 13.586/2017, artigo 3º, o que resultou na obrigatória desistência (parcial) dos processos que tinham por objeto os débitos deste imposto, conforme descrito na nota explicativa 12.2 (c). Os processos permanecem em trâmite para discutir os recolhimentos de PIS, COFINS e CIDE. Com relação à participação da Enauta, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados de 2008 a 2013, montam aproximadamente a R\$64.895 (participação Enauta) em 31 de dezembro de 2021 (R\$61.993 em 31 de dezembro de 2020).

18.2. Processos judiciais - recuperação de tributos

Exclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS

Em 2014 a controlada Enauta Energia entrou com ação judicial questionando a constitucionalidade da inclusão do ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e pleiteando a restituição do valor recolhido.

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) concluiu o julgamento, na sistemática de repercussão geral, do *leading case* da matéria (RE 574.706), com decisão favorável aos contribuintes, a fim de garantir os direitos de exclusão do ICMS das bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS.

Em 2018, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região (TRF2) julgou favorável os argumentos apresentados pela controlada Enauta Energia na Ação Declaratória nº 0182458-25.2014.4.02.5101, ajuizada para questionar a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e para requerer a restituição dos valores recolhidos a partir de dezembro de 2009 e, com base nesta decisão, do STF e nas opiniões legais dos consultores jurídicos, deixou de incluir o ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS a partir deste período.

Em 26 de junho de 2020 transitou em julgado a decisão favorável proferida pelo TRF2 nos autos da ação declaratória referida acima. Como resultado desta decisão, foi reconhecido em 30 de junho de 2020 o valor de R\$56.485 como impostos a recuperar em contrapartida do resultado do exercício findo naquela data, seguindo os critérios da Solução Consulta Interna Cosit (SCI) 13/2018, em linha com o CPC 25/IAS 37 e as orientações da OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SNC/SEP/n.º 01/2021.

Contudo, em 13 de maio de 2021, o STF julgou os embargos de declaração opostos pela União Federal no leading case da matéria (RE 574.706), na sistemática de repercussão geral, e definiu que o critério a ser utilizado para fins de restituição é o valor do ICMS destacado na nota fiscal e não o ICMS a pagar, líquido dos créditos, como era o entendimento disposto na supracitada Solução Consulta Interna Cosit (SCI) 13/2018. Por este motivo, a Companhia reconheceu seus créditos fiscais adicionais, no valor de R\$10.681, a partir de 31 de maio de 2021 (sendo R\$ 7.142 de principal e R\$ 3.539 de receita financeira), resultando em um valor total a recuperar atualizado em 31 de dezembro de 2021 no montante de R\$69.920 (conforme nota explicativa 12.1).

A Companhia destaca que em setembro de 2020, devido ao trânsito em julgado da decisão proferida em sua ação declaratória naquele exercício, foi levantado o valor de R\$ 6.000 que havia sido depositado judicialmente por um pequeno período ao longo do referido processo.

A recuperação dos créditos de PIS e COFINS indevidamente recolhidos desde 2009 pela Enauta Energia ocorrerá via execução de sentença (precatório judicial) e passará a ser receita tributável para fins de IRPJ e CSLL na data da expedição do precatório, conforme disposto no inciso II, parágrafo 1º do artigo 5º do Ato Declaratório Interpretativo SRF23/2003., excluindo-se o valor referente à taxa SELIC, no valor R\$25.396, em função do julgamento do Tema 962 pelo STF.

19. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, conforme notas explicativas 2.10 e 3.2.5. A provisão constituída reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

Os custos com abandono foram projetados com base em uma inflação média da indústria de 1,41% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperada do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 3,07% ao ano.

A movimentação da provisão para abandono nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 é como segue:

	Campos		Consolidado
	Manati	Atlanta	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	190.457	90.485	280.942
Adição de provisão	-	133.277	133.277
Atualização	63.360	35.882	99.242
Ajuste a valor presente	6.511	(34.406)	(27.895)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	260.328	225.238	485.566
Atualização	20.856	52.839	73.695
Adição de participação consórcio (nota explicativa 15.1)	-	278.313	278.313
Ajuste a valor presente (adição de participação consórcio)	-	(57.529)	(57.529)
Ajuste a valor presente	4.267	6.868	11.135
Saldo em 31 de dezembro de 2021	285.451	505.729	791.180

A Companhia, no contexto dos consórcios, reavalia anualmente as estimativas de provisão de abandono de seus campos.

A análise reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para a indústria de óleo e gás.

20. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
PEM a pagar	92.200	65.246
Total	<u>92.200</u>	<u>65.246</u>
Circulante	34.278	7.324
Não circulante	57.922	57.922

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, o valor de R\$57.922 refere-se a adiantamentos de PEM (Programa exploratório mínimo) recebidos dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-90. Estes blocos estão com contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA com o licenciamento ambiental, não sendo aplicável desta forma a atualização das garantias.

Os valores de R\$34.278 registrados em 31 de dezembro de 2021 como passivo circulante referem-se ao seguro garantia do bloco CE-M-661 e do bloco BM-CAL-12 (R\$7.324 em 31 de dezembro de 2020 referente ao bloco BM-CAL-12).

21. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Receita operacional bruta	<u>1.908.704</u>	<u>1.006.192</u>
PIS	(8.671)	(5.055)
COFINS	(39.936)	(23.286)
ICMS	(68.948)	(40.506)
Créditos presumidos ICMS (*)	13.790	8.102
Total de deduções	<u>(103.764)</u>	<u>(60.745)</u>
Receita operacional líquida	<u>1.804.939</u>	<u>945.446</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.18.2 - Reserva de incentivos fiscais.

22. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

22.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Custos de extração	(261.377)	(111.046)
Royalties e participação especial	(121.904)	(62.650)
Pesquisa e desenvolvimento	(2.736)	(1.026)
Amortizações e depreciações	(806.181)	(465.192)
Total	<u>(1.192.198)</u>	<u>(639.914)</u>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 os custos de extração incluem custo de ociosidade referente à parada não programada do Campo de Atlanta ocorrida no exercício, no montante de R\$10.305.

22.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Pessoal (a)	(5.828)	(4.232)	(93.691)	(78.249)
Serviços contratados de terceiros	(1.620)	(1.329)	(19.804)	(25.287)
Seguros	-	-	(631)	(602)
Impostos e taxas	(203)	(222)	(962)	(1.385)
Anúncios e publicações	(350)	(389)	(965)	(1.030)
Serviços compartilhados	-	-	-	127
Amortizações e depreciações	-	-	(1.807)	(1.815)
Manutenção	-	-	(5.572)	(3.527)
Locação	-	-	(1.029)	(753)
Outras despesas	(145)	(8)	(17.244)	(5.032)
Alocação de projetos E&P (b)	-	-	38.138	48.337
Total	<u>(8.146)</u>	<u>(6.180)</u>	<u>(103.567)</u>	<u>(69.216)</u>

(a) A rubrica de pessoal, no consolidado de 31 de dezembro de 2021, inclui o valor de R\$19.551 referente a provisão de participação de lucros e resultados.

(b) Rateio de despesas relativas aos blocos operados pela Enauta, mas de responsabilidade dos seus parceiros não operadores.

23. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Baixa de blocos (a)	(37.221)	(8.234)
Aquisição / processamento de sísmica	(3.331)	(1.150)
Gastos com geologia e geofísica	(1.163)	(347)
Despesas gerais e administrativas	(11.114)	(10.971)
Penalidades contratuais (b)	-	(6.112)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(146)	(639)
Serviços de perfuração	(18.219)	(38.370)
Outros	(5.185)	(4.288)
Total	(76.379)	(70.111)

- (a) No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, R\$37.221 refere-se à baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos prospectos (notas explicativas 15 e 19).
- (b) Por meio de Ofícios da ANP no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, as Companhias consorciadas nos blocos exploratórios BM-CAL-5 e BM-S-76 tomaram conhecimento de multas a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em contrato de concessão referente a conteúdo local e desta forma foram provisionadas. O operador dos consórcios ainda está em fase de preparação de defesa administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contempla, dentre outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de um Termo de Ajustamento de Conduta ("TAC"). A atualização do saldo está sendo registrado na rubrica de variações monetárias no resultado financeiro.

24. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Despesas tributárias	(2.491)	(4.623)
Exclusão ICMS da Base de PIS/COFINS (a)	7.142	39.758
Alteração de participação acionária (b)	-	120.982
Acordo societário(c)	10.770	-
Aumento de participação em consórcio (d)	889.597	-
Multas (g)	-	(9.125)
Resultado alienação bens (e)	800.122	=
Provisão para perda de estoques (f)	(19.142)	=
Outros	(4.075)	465
Total	1.681.923	147.459

- (a) Refere-se ao crédito de PIS e Cofins no ganho de causa de ICMS (nota explicativa 18).
- (b) Os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de US\$ 29.900 mil (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13) – nota explicativa 13.
- (c) Conforme divulgado em fato relevante de 28 de abril de 2021, a Enauta Energia assinou acordo com a Dommo referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4).O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as partes, incluindo as suas afiliadas, bem como restringe novos litígios entre as partes (nota explicativa 1).
- (d) Refere-se ao reconhecimento da transferência de 50% dos direitos e obrigações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Campo de Atlanta – BS-4 (notas explicativas 1 e 15).
- (e) Resultado decorrente do reconhecimento da terceira e última parcela (contingente) referente a transação de venda da participação em Carcará (vide nota explicativa 7) .
- (f) A provisão para perda de estoques foi constituída sobre tubos mantidos no imobilizado da Companhia alienados para terceiros por valor inferior ao seu valor contábil.
- (g) Entre fevereiro de 2020 e maio de 2020, foram exportados três navios tipo Suezmax do óleo de Atlanta com destino final para a Ásia, que por problemas na produção, devido ao comissionamento dos equipamentos de tratamento de água no FPSO Petrojal I, ficaram fora das especificações acordadas (BSW - teor de água e salinidade). Prática normal do mercado internacional, os custos adicionais de tratamentos em tancagens ou aumento de tempo para processar este óleo incorridos pelo comprador são cobrados do vendedor através dos chamados *claims*. Negociações comerciais que se iniciaram com valores estimados e foram posteriormente suportadas por vasta documentação probatória destes custos estão sendo mantidas, gerando o valor de um *claim* estimado de R\$9.478 (equivalente a US\$1,680 mil), referente a participação da Enauta no campo de Atlanta que foram integralmente provisionados em 31 de dezembro de 2020.

25. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Rendimento aplicações financeiras (a)	586	131	114.864	79.335
Outras receitas e despesas financeiras	(1.072)	(1.792)	(114.623)	(257.255)
PIS sobre receitas financeiras	(189)	(314)	(1.475)	(1.029)
COFINS sobre receitas financeiras	(876)	(1.450)	(8.789)	(5.840)
Juros do passivo do direito de uso - IFRS 16	-	-	(45.139)	(62.618)
Atualização sobre créditos tributários (b)	34	8	5.492	23.338
Variações cambiais e monetárias ativa	-	-	137.936	90.877
Variações cambiais e monetárias passiva	(5)	(7)	(150.795)	(277.164)
Derivativo – call option	-	-	(4.260)	(2.321)
Derivativo – NDF	-	-	(11.913)	-
Outros (c)	(36)	(29)	(35.680)	(22.498)
Total	(486)	(1.661)	241	(177.920)

- (a) Refletem receitas financeiras (ou despesas financeiras no caso da variação cambial) tais como remuneração da taxa CDI para títulos privados, remuneração da variação da taxa Selic para títulos públicos e variação da moeda corrente norte americana para fundo cambial.
- (b) Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, valor refere-se à atualização de juros sobre valor principal de contabilização de causa do ICMS (nota explicativa 18).
- (c) Refere-se principalmente ao reconhecimento dos juros atrelados aos financiamentos FINEP e BNB (R\$ 7.227), reflexo do AVP da provisão de abandono (R\$ 8.924), imposto sobre operações financeiras e atualização monetária das multas relativas ao conteúdo local (R\$7.000).

26. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

a) Direitos e compromissos com a ANP

O Grupo possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos:

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu Almada	Manati (BCAM-40)	06/08/98	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Petrório	35 45 10 10
	Santos	Atlanta (BS-4)	06/08/98	Enauta Energia (operador)	100

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M- 372	24/11/04	Petrobras (operador) Enauta Energia OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/13	Enauta Energia (operador)	100
	Pará- Maranhão	PAMA-M- 265	30/08/13	Enauta Energia (operador)	100
	Pará- Maranhão	PAMA-M- 337	30/08/13	Enauta Energia (operador)	100
	Ceará	CE-M-661 (*)	30/08/13	Enauta Energia Total (operador) Premier	25 45 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/13	Enauta Energia Petrobras (operador)	20 80
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/13	Enauta Energia Petrobras (operador)	20 80
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 351	23/12/15	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 428	23/12/15	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 501	29/01/18	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 503	29/01/18	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 430	07/11/18	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 573	07/11/18	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)	30 50 20	

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
				Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 505	14/02/20	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 575	14/02/20	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M- 637	14/02/20	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Paraná	PAR-T-196	28/06/21	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-215	28/06/21	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-86	28/06/21	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-99	28/06/21	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30

(*) No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foi contabilizada a baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 23).

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data da declaração de comercialidade. Na fase exploratória os prazos são definidos no respectivo contrato de concessão.

O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural:

<u>Bloco/campo</u>	<u>Total Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$</u>	<u>Ano do contrato</u>	<u>Bônus de assinatura (% ENAUTA)</u>	<u>Área km²</u>	<u>Royalties</u>	<u>Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)</u>		
						<u>Exploração</u>	<u>Desenvolvimento</u>	<u>Produção</u>
Manati	-	2000	-	75,72	8%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	-	745,03	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	766,30	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	769,30	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,30	10%	218,91	437,82	2189,10
ES-M-598	58,0	2013	14.182	722,36	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	7,5	2013	12.562	721,21	10%	95,49	190,98	954,9
CE-M-661 (*)	27,0	2013	-	768,50	10%	656,73	1313,46	6567,3
SEAL-M-351	-	2015	19.158	756,86	10%	875,73	1751,46	8757,3
SEAL-M-428	120,6	2015	10.843	756,24	10%	875,73	1741,46	8757,3
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,61	8%	200	400,00	2000
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,80	10%	1668,11	3336,22	16681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,60	10%	278,02	556,03	2780,17
SEAL-M-573	5,3	2018	1.089	755,24	10%	205,36	410,72	1848,24
SEAL-M-430	9,1	2018	1.089	755,95	10%	205,36	410,72	1848,24
SEAL-M-505	0,2	2020	810	754,60	10%	239,85	479,7	2398,50
SEAL-M-575	0,2	2020	933	753,90	10%	239,85	479,7	2398,50
SEAL-M-637	4,1	2020	612	753,30	10%	239,85	479,7	2398,50
PAR-T-196	1,0	2021	152	2.864,0 0	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-215	1,0	2021	171	2.854,0 0	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-86	1,0	2021	133	2.918,0 0	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-99	1,0	2021	178	2.909,0 0	5%	112,76	225,52	1.127,60
Total	471		152.066					

(*) No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, foi contabilizada a baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 23).

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2023.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14, 15, no primeiro e segundo Ciclos da Rodada Permanente, não há o compromisso de perfuração de poço (blocos: SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-430, SEAL-M-501, SEAL-M-503 e SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637, PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99). Entretanto, os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, adquiridos na Rodada 13, ingressaram, em setembro de 2021, no 2º período exploratório, com o compromisso de perfuração de um poço (SEAL-M-428) que foi iniciada no 4º trimestre de 2021.

A controlada Enauta Energia detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações.

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Enauta Energia:

- Royalties - O preço de referência do petróleo, a partir de janeiro de 2018, é regulamentado pela Portaria da ANP nº 703/2017, e é apurado com base nas características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo a que cada área estiver vinculada. O valor é divulgado mensalmente pela ANP. Já o preço de referência do gás natural é regido sob as normas da Resolução da ANP nº 40/2009 que determina que nos casos em que a exploração comercial do campo ocorrer sob a forma de consórcio, o preço será calculado a partir da média ponderada dos preços de venda do gás natural pelos volumes comercializados. Para Manati, os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência (condensado) e da média ponderada da venda (gás natural), desde o início da produção da área de concessão. Em relação a Atlanta, o recolhimento corresponde a 7,8% do valor de referência tanto para o óleo vendido quanto para o gás consumido. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 o total de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4, foi de R\$120.144 (R\$62.480 em 31 de dezembro de 2020) dos quais R\$12.488 (R\$2.964 em 31 de dezembro de 2020) permanecem no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos com royalties, no montante de R\$119.378 (R\$62.480 em 31 de dezembro de 2020) e como estoque de óleo, no montante de R\$766 (R\$0 em 31 de dezembro de 2020).
- Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do artigo 45 da Lei Federal nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto Federal nº 2705/1998, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi registrado valor de R\$1.761 como participação especial (R\$173 em 31 de dezembro de 2020).

- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R\$4.460 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$2.729 em 31 de dezembro de 2020).

b) Informações sobre as reservas

As reservas provadas de gás e óleo da controlada Enauta foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pela Petroleum Resources Management System (“PRMS”), o qual foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás e óleo que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios, podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada para o campo de Manati está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de gás (MMm ³)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2020 (*)	3.160
Produção em 2021	(1.174)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2021 (**)	<u>1.986</u>

A reserva de óleo estimada para o campo de Atlanta está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de óleo (MMbbl)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2020 (*)	8,6
Produção em 2021	(4,1)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2021 (**)	<u>4.5</u>

(*) Conforme relatórios Gaffney, Cline & Associates - GCA emitidos em 18 de março de 2021 para campo de Atlanta e em 03 de fevereiro de 2021 para o campo de Manati. Informação de volume total em 31/12/2020 não auditada pelos auditores independentes.

(**) Conforme relatórios Gaffney, Cline & Associates - GCA emitidos em 22 de março de 2022 para campo de Atlanta e em 04 de fevereiro de 2022 para o campo de Manati.

c) Garantias

Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020, o Grupo concedeu garantias, através de seguro garantia cuja beneficiária é a ANP, no total de R\$470.622 e R\$330.668, respectivamente. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração.

Garantem ao órgão regulador ANP o valor monetário do cumprimento das obrigações do PEM (Programa Exploratório Mínimo) da Enauta Energia assumidas através dos contratos de concessão para atividades de exploração nos blocos onde temos participação.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia tinha R\$ 34.070 em garantia corporativa à ANP com objetivo de garantir a execução do plano de descomissionamento do Campo de Atlanta. O valor a ser garantido à ANP respeita a fórmula estabelecida pela Agência, com incrementos anuais até o valor de R\$ 380.904 em 2033. A garantia Corporativa está vigente até 31 de dezembro de 2023, devendo a Companhia renová-la, ou apresentar outro instrumento de garantia, após esta data.

27. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2021, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	<u>Compromissos (*)</u>					
	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026 em diante</u>	<u>Total</u>
Total Compromissos para aquisição de imobilizado (SD)	66.682	1.063	-	-	-	67.745
Compromissos de arrendamento	602.393	201.602	1.569	1.569	8.619	815.752
Serviços contratados	221.069	22.431	8.146	2.192	-	253.838
TOTAL DE COMPROMISSOS	<u>890.144</u>	<u>225.096</u>	<u>9.715</u>	<u>3.761</u>	<u>8.619</u>	<u>1.137.335</u>

(*) Este montante representa a participação da Enauta Energia nos consórcios por ela operados.

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, contas a pagar, partes relacionadas, empréstimos e financiamentos e opções de venda de óleo.

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos de Mercado aprovada pelo Conselho de Administração, que visa mitigar eventos que possam afetar adversamente sua geração de caixa e flexibilidade financeira.

Seguindo a política mencionada acima, a Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme, conforme descrito abaixo, para os próximos 6 meses, equivalente a 550 mil barris, a um valor de US\$57,4 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$3,33 por barril, equivalente a USD 1.831 mil (R\$10.214). Os valores envolvidos são registrados em conta de Outros Resultados Abrangentes até o exercício da opção e, quando liquidadas, em conta de Receita Operacional.

<u>Janela de exercício</u>	<u>Opções de venda</u>
01/01/2022 a 31/03/2022	400.000
01/04/2022 a 30/06/2022	150.000
	<u>550.000</u>

A Companhia adota desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a prática contábil do “hedge accounting” no registro de suas operações de opções de venda de óleo, entendendo ser esta a melhor forma de refletir em suas demonstrações financeiras haja vista que a compra de opção de venda de Brent está lastreada à produção futura de óleo, sendo desta forma um instrumento de hedge do preço de venda, sem fins especulativos, em linha com a Política de Gestão de Riscos de Mercado (veja letra g abaixo – risco de volatilidade de preço do petróleo). A expectativa de quantidade a ser produzida é comparada periodicamente com a efetiva produção e, quando não são correspondentes, a operação de hedge é reconhecida diretamente no resultado do período.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	31/12/2021			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	366.655	366.655
Caixa e depósitos bancários	307	307	830.416	830.416
Contas a receber (i)	-	-	306.787	306.787
Partes relacionadas	-	-	197	197
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	10.748	10.748	2.215.575	2.215.575
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	364	364	194.411	194.411
Partes relacionadas	12.056	12.056	-	-
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	161.485	161.485
	31/12/2020			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	581.748	581.748
Caixa e depósitos bancários	371	371	103.248	103.248
Contas a receber (i)	-	-	87.719	87.719
Partes relacionadas	-	-	171	171
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	2.660	2.660	1.609.277	1.609.277
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	134	134	155.478	155.478
Partes relacionadas	11.383	11.383	18.526	18.526
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	232.404	217.073

O CPC 46 / IFRS 13 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas.

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40(IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de “*input*” significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 - os “*inputs*” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.

Nível 2 - Os “*inputs*” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “*inputs*” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “*inputs*” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

Nível 3 - os “*inputs*” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “*inputs*” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um julgamento ou estimativa significativos.

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados em sua grande maioria pelo nível 2 para seus principais instrumentos financeiros:

- (i) os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.
- (ii) as mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

Na operação de combinação de negócios descrita nas notas explicativas 1 e 15, a Administração na preparação do modelo de fluxo de caixa para determinação do valor justo dessa transação considerou *inputs* categorizados como Nível 3.

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais não descontados, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A Companhia apresenta capital circulante positivo Em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 refletindo sua forte política de gerenciamento de liquidez.

A tabela a seguir demonstra em detalhes o vencimento dos passivos financeiros contratados:

	Controladora	
	Até 1 ano	Total
Fornecedores	364	364
Total	364	364

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 6 anos	Total
Fornecedores	194.054	90	1.270	-	195.414
Empréstimos e financiamentos	-	-	53.772	107.713	161.485
Total	195.414	90	55.042	107.713	356.899

Arrendamento - passivo	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Até um ano	430.611	208.814
De 1 a 5 anos	200.499	342.022
Após 5 anos	4.611	14.140
Total	635.721	564.976

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (29% em 31 de dezembro de 2021 e 100% em 31 de dezembro de 2020) e Shell (71% em 31 de dezembro de 2021). A Administração entende que a concentração de seus negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes relevantes da indústria de óleo e gás, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos com esses clientes. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 não foram registradas perdas com créditos junto aos seus dois únicos clientes.

O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontra-se descrito na nota explicativa 6.

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e atividades de financiamento (empréstimos e financiamentos) para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados à TJLP.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2021	8,76%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2022			6,57%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	2.215.575	Redução do CDI	
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado		Redução do CDI	2.356.888
Receita estimada em 31 de dezembro de 2022			141.313

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022 estressado por uma redução de 25%, de acordo com o site do BACEN do dia 04 de março de 2022. O cenário indica um aumento na taxa do CDI para o encerramento de 2022 (e não um risco de redução).

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2021	8,76%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2022			6,57%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2021	366.653	Redução do CDI	390.039
Receita estimada em 31 de dezembro de 2022			23.386

- (a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022, estressado por uma redução de 25%, de acordo com o site do BACEN do dia 04 de março de 2022.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
TJLP em 31 de dezembro de 2021	5,32%		
Empréstimos e financiamentos:			
FINEP (b)	34.153	Alta da TJLP	
Empréstimos e financiamentos:			
Taxa estimada da TJLP para 31 de dezembro de 2022			6,65%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2022			2.295
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2022			36.448
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2022			-

- (a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) em 08 de fevereiro de 2022, estressado por um aumento de 25%.
 (b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP.

f) Risco de taxa de câmbio

Esse risco é basicamente proveniente da redução da taxa de câmbio sobre as transações em moeda estrangeira.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma desvalorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano contratadas pela Companhia.

	Risco	Consolidado	
		31/12/2021	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em US\$	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 31 de dezembro de 2021 (R\$5,5805)			
<u>Operação</u>			
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	110.101	614.419
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2022			5,40
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2022			594.546
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2022			(19.873)

- (a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2022, estressado por uma redução de 25% do dólar projetado de acordo com o relatório Focus em 04 de março de 2022, emitido pelo Banco Central do Brasil.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma valorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano nos contratos de arrendamento da Companhia.

	Risco	Consolidado	
		31/12/2021	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em US\$	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 31 de dezembro de 2021 (R\$5,5805)		113.918	635.721
<u>Operação</u>			
Contratos de arrendamentos – passivo	Aumento do US\$		
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2022			6,75
Contratos de arrendamento em 31 de dezembro de 2022			768.948
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2022			133.227

- (a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o relatório Focus em 04 de março de 2022, estressado por um aumento de 25% do dólar projetado, emitido pelo Banco Central do Brasil.

g) Risco de volatilidade de preço petróleo

Esse risco é proveniente da volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional. As operações com derivativos de opções de venda de óleo tiveram como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo (até 12 meses).

Seguindo a Política de Gestão de Risco de Mercado da Companhia, que tem o objetivo de mitigar a exposição da Companhia à volatilidade exógena de mercado, entre eles commodity, a Diretoria tem constantemente contratado instrumentos derivativos para proteger a sua geração operacional de cenários em queda no preço do barril.

Essencialmente, as operações protegem a Companhia com a obtenção de um preço mínimo de venda por barril conforme quadro a seguir:

Instrumento	Operação	Data Inicial	Data Final	Volume BBL	Strike	Prêmio \$/BBL	Valor Justo R\$ mil
PUT	Compra	1-out-21	31-dez-21	200.000	50,0	2,09	-
PUT	Compra	1-out-21	31-dez-21	200.000	50,0	1,74	-
PUT	Compra	1-out-21	31-dez-21	250.000	62,0	2,87	-
PUT	Compra	1-jan-22	31-mar-22	200.000	50,0	3,06	33
PUT	Compra	1-jan-22	31-mar-22	200.000	50,0	2,68	33
PUT	Compra	1-abr-22	30-jun-22	150.000	65,0	4,55	2.598

Designação:

A relação de hedge foi designada para a exposição ao risco de variação de preço do Brent referente a estimativa de produção para os próximos 12 meses, compreendidos entre 1 de janeiro de 2022 a 31 de dezembro de 2022, até o limite estabelecido na Política de Gestão de Riscos da Companhia (contratação limite através de opções para o volume de até 75% e 73% da produção firme projetada para os primeiros 6 meses e do 7º ao 12º mês, respectivamente).

Risco hedgeado:

O risco protegido é a variação de preço do óleo sobre a produção futura altamente provável mensurada em barris de petróleo, referente à possível baixa no preço do Brent (índice balizador do preço de referência do petróleo vendido pela Companhia), negociados em USD na ICE (International Exchange Futures). O risco é mensurado pela expectativa futura de baixa nos valores das cotações do barril de Brent, com base na expectativa de receita para o período de cobertura do hedge. De acordo com a cotação no mercado futuro do Brent (FWD) em 09 de junho de 2022, o preço do petróleo para 31 de dezembro de 2022 é de USD111.

Relação econômica:

O objeto de hedge está exposto à variação da cotação do barril de óleo (petróleo cru – Brent), as opções de vendas realizadas para um volume de produção futura, que garantem um valor mínimo de preço de venda para o volume contratado, de modo a proteger e gerar previsibilidade para os resultados da Companhia, assim como seu fluxo de caixa.

Efetividade:

A Companhia utiliza o método de *critical terms match* para fins de avaliação de efetividade, sendo a parcela inefetiva (caso houver) registrada diretamente em conta de resultado financeiro.

Tal metodologia consiste em comparar os principais aspectos do instrumento de hedge com o item/objeto de hedge, tais como: data, nocional, vencimento, quantidade de barris. Se tais aspectos forem os mesmos, então as mudanças no valor justo e fluxos de caixa atribuídos ao risco hedgeado poderão ser mutuamente compensados, demonstrando assim que o hedge é altamente efetivo.

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 é de R\$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R\$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 31 de dezembro de 2021 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	76.565.535	28,7
Ações em tesouraria	2.690.656	1,0
Administradores	484.835	0,3
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

ii. Lucro líquido por ação

O lucro líquido por ação básico é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no exercício. O cálculo do resultado por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários-chave usando-se o método de ações em tesouraria quando o efeito é dilutivo.

Os instrumentos de participação que serão ou poderão ser liquidados em ações da Companhia são incluídos no cálculo apenas quando sua liquidação tem um impacto de diluição sobre o resultado por ação.

	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
<u>Lucro líquido básico por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do exercício	1.444.565	123.953
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias	263.116	262.542
Lucro líquido básico por ação ordinária	5,49	0,47
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
<u>Lucro líquido diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do exercício	1.444.565	123.953
Denominador (em milhares de ações):		
Ações ordinárias em circulação	263.377	262.740
Ações diluidoras		
Lucro líquido diluído por ação ordinária	5,49	0,47

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações ordinárias para administradores e executivos da Companhia. Para as outorgas de 2011 a 2016, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções, segundo estes Planos de 2011 a 2016, poderão ser exercidas em até 7 anos após a data da concessão.

O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo binomial de precificação no montante de R\$1,14 para o Plano de 2016, R\$1,96 para o Plano de 2015, R\$2,65 para o Plano de 2014 e R\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os dois Planos de 2012 e R\$9,87 para o Plano de 2011.

As reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

	<u>Plano 2016</u> <u>23/02/2016</u>	<u>Plano 2015</u> <u>12/03/2015</u>	<u>Plano 2014</u> <u>24/02/2014</u>
Data da reunião do Conselho de Administração			
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915	2.296.500
Preço de exercício da opção	R\$4,88	R\$6,36	R\$8,98
Valor justo da opção na data da concessão	R\$1,14	R\$1,96	R\$2,65
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%	43,36%
Dividendo esperado	3,59%	2,47%	3,84%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%	6,20%
Duração da opção (em anos)	7	7	7

A volatilidade estimada foi definida a partir da volatilidade histórica para uma amostra compatível com o prazo da opção. Sendo a ENAT3 (antes, QGEP3) uma ação recentemente negociada publicamente na época da determinação da volatilidade com histórico de preço limitado a quatro anos anteriores à data da outorga, a volatilidade foi estimada a partir das séries de retornos mensais da ENAT3 (antes, QGEP3) e de outra ação comparável no período de 7 anos.

Para compatibilizar os dados das empresas comparáveis que, no entanto, se distinguem em matéria de alavancagem e risco, foi usada a relação entre a volatilidade de ENAT3 (antes, QGEP3) e PETR4.

Como o modelo de avaliação adota o numerário INPC, a volatilidade esperada deve ser a volatilidade do preço da ação deflacionado por INPC, que é obtida a partir da série de retornos nominais das ações deduzidas das respectivas variações mensais do INPC.

A movimentação das opções de ações existentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 está apresentada a seguir:

	<u>Opções de</u> <u>ações</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2019	2.990.407
Exercício de opções no ano de 2020	(314.885)
Opções canceladas no ano de 2020	<u>(1.604.853)</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2020	1.070.669
Exercício de opções no ano de 2021	(573.869)
Opções canceladas no ano de 2021	<u>(137.821)</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2021	<u>358.979</u>

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 estão sumarizadas abaixo:

Plano	Opções em circulação em 31/12/2021	Opções em circulação em 31/12/2020	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em 31/12/2021	Opções exercíveis em 31/12/2020	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	1.089.164	7	4,88	1.089.164	1.089.164	5,66
Plano 2015	314.584	314.584	7	6,36	314.584	314.584	8,13
Plano 2014	-	1.640.826	7	8,98	-	1.640.826	12,42

(*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("INPC").

O saldo de plano de opção de ações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 registrado no patrimônio líquido é de R\$30.759 e R\$30.084, respectivamente.

As opções garantem ao beneficiário o direito de compra das ações, não havendo nenhum pagamento em caixa pela Companhia. Durante o exercício findo em 31 de de 2021, foram exercidas opções referentes ao Plano de 2015, pelo preço médio de R\$8,64 e opções referentes ao Plano de 2016, pelo preço médio de R\$6,19.

iv. Destinação do lucro

O estatuto social da Companhia prevê a seguinte destinação do lucro do exercício, ajustado na forma da Lei das Sociedades por Ações:

	31/12/2021	31/12/2020
Lucro líquido do exercício	1.444.565	123.953
Constiuição da reserva legal (5%)	72.228	6.198
Dividendos mínimos obrigatórios	(14)	(1)
Dividendos adicionais propostos	(39.455)	(50.999)
Reserva de investimentos	(1.332.868)	(38.344)

A Administração da Companhia está propondo a distribuição de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 de R\$39.455, conforme política de dividendos aprovada.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de abril de 2021, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais aos dividendos mínimos obrigatórios referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, de R\$50.999. O valor foi pago pela Companhia aos acionistas no dia 11 de maio de 2021.

30. AÇÕES EM TESOURARIA

A Companhia autorizou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento ou alienação com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações dos anos de 2011 a 2014.

<u>Plano</u>	<u>Data de autorização de recompra</u>	<u>Volume recomprado</u>
Plano 2011	24/04/2012	1.097.439
Plano 2012	9/07/2012	2.491.517
Plano 2013	6/05/2013	2.120.319
Plano 2014	24/02/2014	2.245.357

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

	<u>Quantidade de Ações ordinárias (*)</u>	<u>Valor - R\$mil</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.579.410	36.452
Realização de opção de ações em 2020	(314.885)	(3.207)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.264.525	33.245
Realização de opção de ações em 2021	(573.869)	(5.844)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>2.690.656</u>	<u>27.401</u>

(*) Quantidade de ações

Custo médio histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$ por ação) é de R\$ 10,18.

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 31 de dezembro de 2021:

Quantidade de ações em tesouraria	2.690.656
Cotação por ação na B3 em R\$ em 31 de dezembro de 2021	<u>13,31</u>
Valor de mercado	<u>35.813</u>

As ações em tesouraria são contabilizadas com base no custo de aquisição.

A quantidade de ações em tesouraria em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 representa 1,0% e 1,2%, respectivamente, do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

31. SEGUROS

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidade	Data de vigência		Importâncias
	Início	Vencimento	Seguradas 31/12/2021
Riscos de petróleo e operacionais (energy package)	30/06/2021	31/12/2022	4.892.613
P&L	20/02/2021	20/02/2022	1.116.100
Patrimonial	21/07/2021	21/07/2022	16.476
D&O	29/03/2021	29/03/2022	140.000
Responsabilidade civil do empregador	21/02/2021	21/02/2022	11.161
Seguro viagem	19/02/2021	21/02/2022	2.790
Total			<u>6.179.740</u>

32. PLANO DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

A Enauta, controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contrapartida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do exercício de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total é reconhecida na demonstração do resultado consolidada e refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020	01/01/2021 a 31/12/2021	01/01/2020 a 31/12/2020
Previdência privada	(102)	(99)	(1.597)	(1.196)
Total	<u>(102)</u>	<u>(99)</u>	<u>(1.597)</u>	<u>(1.196)</u>

33. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

As movimentações patrimoniais que não afetaram os fluxos de caixa da Companhia, são como segue:

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Arrendamento assumido em combinação de negócios	328.907	-
Imobilizado e intangível assumidos em combinação de negócios	821.305	-
Imposto de renda diferido – incorporação	4.697	-
Variação cambial sobre provisão de abandono	73.229	-
Penalidades contratuais – multas	-	32.524
Adição de contratos - leasing	30.340	-

34. EMISSÃO E ARQUIVAMENTO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas, ora rerepresentadas, foram autorizadas para emissão pelo Conselho de Administração em 17 de junho de 2022 e autorizadas para arquivamento junto à CVM no dia 17 de junho de 2022.

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

(i) Paralisação preventiva do Campo de Atlanta

Em 13 de janeiro de 2022 ocorreu a paralisação preventiva da produção do Campo de Atlanta para inspeção e reparo de uma linha de produção do FPSO Petrojarl I. Em 24 de janeiro de 2022 houve a retomada da produção de um dos poços e, em 17 de fevereiro de 2022, a retomada da produção do segundo poço.

(ii) Extensão da duração do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta

Em 19 de janeiro de 2022 a Enauta Energia assinou com a Petrojarl I Production As. e a Altera Petrojarl I Serviços de Petróleo Ltda. a extensão dos contratos de afretamento e de O&M do FPSO Petrojarl I para o Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. Os contratos terão duração adicional de até dois anos, passando seu término de maio de 2023 para maio de 2025. O custo para adequação da unidade será de US\$ 30 milhões (equivalentes a R\$167.415 em 31 de dezembro de 2021). A extensão está condicionada à obtenção de Certificado da DNV (Det Norske Veritas), a ser emitido antes do término do contrato atual.

(iii) Compra FPSO

Em 26 de agosto de 2021, a Enauta Energia assinou memorando de entendimento com a Yinson Holdings Berhad por meio de sua subsidiária Yinson Acacia Ltd. para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO para o SD do Campo de Atlanta. Este memorando de entendimentos estabelece o início de negociação direta com exclusividade para o fornecimento do FPSO, abrangendo os acordos para afretamento, operação e manutenção da unidade de produção. Em 20 de dezembro de 2021 a Enauta Energia assinou uma Carta de Intenções (Letter of Intention – Lol) com a Yinson, contemplando as atividades iniciais relacionadas à engenharia de detalhamento e aos compromissos de long lead items para o FPSO OSX- 2 (atualmente denominado FPSO Atlanta).

Em 09 de fevereiro de 2022, a Enauta, por meio de sua subsidiária integral indireta, a AFPS BV (AFPS), adquiriu o FPSO OSX-2 pelo montante de US\$ 80 milhões (equivalente a R\$ 379.024 em 31 de março de 2022), atualmente denominado FPSO Atlanta.

A Lol considerava a adaptação do FPSO pela Yinson através de um Contrato Turnkey de Engineering, Procurement, Construction and Installation (“EPCI”), com garantia e Operação e Manutenção (“O&M”) por 24 meses. O custo de aquisição e adaptação previsto é de aproximadamente US\$ 500 milhões (aproximadamente R\$2.369.000 em 31 de março de 2022) – veja nota explicativa 28 com cronograma de compromissos relacionado a esse custo de aquisição e adaptação.

Antes do início da produção do Sistema Definitivo (SD), a qual é estimada para 2024, a Yinson terá uma opção de compra sobre as ações de emissão da empresa proprietária da unidade, a AFPS (nota explicativa 11). Esta opção de compra está atrelada a um financiamento a ser concedido pela Atlanta Field BV ao grupo Yinson. Caso exercida essa opção pela Yinson, além do início da vigência do financiamento, entrarão em vigor contratos de afretamento do FPSO Atlanta, operação e manutenção por um período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total previsto de aproximadamente US\$ 2 bilhões (aproximadamente R\$9.475.600 em 31 de março de 2022). A opção de compra se dará nas condições estabelecidas em contrato pelo valor equivalente ao valor patrimonial da AFPS na data de exercício da opção.

Em 24 de janeiro de 2022 a AFBV celebrou contrato de compra do FPSO OSX-2 para o Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta por US\$80 milhões. O pagamento foi efetuado em duas parcelas, sendo a primeira de US\$8 milhões em 24 de janeiro de 2022 (equivalente a R\$43.900) e a segunda de US\$ 72 milhões em 09 de fevereiro de 2022 (aproximadamente R\$380.000).

(iv) Sistema definitivo de Atlanta

O Conselho de Administração da Companhia aprovou em 21 de fevereiro de 2022 o Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta.

O investimento aprovado é de US\$ 1,2 bilhão (equivalente a R\$6.697.000 em 31 de dezembro de 2021), já incluídos US\$ 100 milhões (equivalentes a R\$558.000 em 31 de dezembro de 2021) a aportar após a entrada em produção e US\$ 500 milhões (equivalente a R\$2.791.000 em 31 de dezembro de 2021) referentes à unidade de produção. Caso a Yinson exerça a opção de compra das ações da investida AFPS BV (onde o FPSO está registrado), passará a vigorar um contrato de afretamento por 15 anos atrelado a um financiamento pelo mesmo período. Neste caso, o investimento do projeto será reduzido em US\$ 100 milhões (equivalentes a R\$558.000 em 31 de dezembro de 2021).

Como parte deste projeto foram assinados, em fevereiro de 2022, contratos com subsidiárias da Yinson Holdings Berhad (“Yinson”) para conversão de uma unidade de produção existente no FPSO para o SD de Atlanta, nos mesmos termos acordados na Carta de Intenções divulgada na Nota explicativa 1.

(v) Ataques à Ucrânia

A Companhia está monitorando o cenário de incerteza e de alta volatilidade do mercado após os ataques feitos pela Rússia à Ucrânia e os eventuais impactos sobre a sua operação.

Na data de aprovação dessas demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 não foram identificados potenciais eventos que causassem ajustes as mesmas.

(vi) Dividendos adicionais

Em 21 de abril de 2022 a Companhia recebeu correspondência do seu acionista controlador, Queiroz Galvão S.A., noticiando que proporia destinação dos resultados do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 em termos distintos daqueles indicados pela Diretoria na sua proposta submetida aos acionistas.

Na AGO de 26 de abril de 2022 foi aprovada a distribuição de dividendos no valor total de R\$450.000, representando um montante adicional de R\$410.531 em relação aos dividendos mínimos e aos dividendos adicionais propostos e reconhecidos pela Diretoria nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021.

Estes dividendos adicionais serão reconhecidos contabilmente em abril de 2022 (data de proposição e aprovação em AGO) e refletidos nas informações financeiras trimestrais de 30 de junho de 2022.

(vii) Alteração da Denominação Social da QGEP Netherlands B.V.

Em 15 de abril de 2022 ocorreu a alteração da denominação social da controlada QGEP Netherlands B.V. para Enauta Netherlands B.V. perante a junta Comercial da Holanda.

(viii) Remuneração dos Administradores

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária em 26 de abril de 2022 foi fixada a remuneração anual global dos Administradores da Companhia, de 1º de abril de 2022 até 31 de março de 2023, no valor global de R\$7.346.

(ix) Fundo de investimento exclusivo

O fundo de investimento exclusivo Fênix II foi encerrado pela Companhia no dia 25 de março de 2022.

(x) Reparo poço 7-ATL-2HP-RJS no Campo de Atlanta

Após uma interrupção temporária de produção do poço 7-ATL-2HP-RJS em 17 de maio de 2022 para um pequeno reparo em uma linha de produção na superfície, o Campo, em 24 de maio de 2022, voltou a produzir cerca de 11.500 barris de óleo por dia.

(xi) Baixa de poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, denominado 1-EMEB-3-SES.

No período findo em 31 de março de 2022, a Companhia decidiu pela baixa de poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, denominado 1-EMEB-3-SES, que, após concluída a perfuração, perfilagem e avaliação definitiva ao final do primeiro trimestre findo em 31 de março de 2022, não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos. A baixa foi no montante total de R\$96.878, sendo que desses, R\$ 18.133 encontravam-se registrados contabilmente em 31 de dezembro de 2021 como ativos não circulantes.

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.

(xii) Reavaliação das reservas dos Campos de Atlanta e Manati

No primeiro trimestre findo em 31 de março de 2022, a Enauta Energia realizou através de certificadora internacional independente a reavaliação das reservas dos Campos Atlanta e Manati. Esta reavaliação apontou alterações nas reservas e vida útil dos campos que foram capturadas na preparação das informações trimestrais referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2022.

No Campo de Atlanta, a reavaliação apontou a vida útil do sistema de produção antecipada (“SPA”) do campo até 2024, e um volume de reservas provadas desenvolvidas em aproximadamente 7,6 milhões de barris.

No Campo de Manati, a reavaliação apontou vida útil do campo até 2028, apresentando um volume de 1,6 bilhão de m3 em suas reservas provadas desenvolvidas.

(xiii) Pagamento PEM bloco CE-M-661

Em 29 de março de 2022, a Companhia efetuou pagamento de multa do PEM de R\$26.904 referentes a devolução do Bloco CE-M-661, dos quais R\$26.953 estavam provisionados em 31 de dezembro de 2021.

(xiv) Receitas tributárias

Em 28 de julho de 2021, Enauta Energia impetrou mandado de segurança visando assegurar o direito de afastar a exigência do IRPJ e da CSLL sobre o valor correspondente ao montante atualizado pela Selic apurado quando da restituição/compensação de indébito tributário, (mesmo que feito administrativamente ou internamente), decorrente ou não de ação judicial. O trânsito em julgado da decisão favorável ocorreu em 14 de fevereiro de 2022. A Companhia reconheceu a partir desse momento seu direito sobre tais créditos referentes aos últimos 5 anos.

36. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração	Diretoria
Antonio Augusto de Queiroz Galvão Ricardo de Queiroz Galvão	Décio Fabricio Oddone da Costa Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real Carlos Ferraz Mastrangelo
Leduvy de Pina Gouvêa Filho Luiz Carlos de Lemos Costamilan	
Lincoln Rumenos Guardado José Alberto de Paula Torres Lima Pedro Rodrigues Galvão de Medeiros	
Controller e Contador responsável	
Sabrina de Brito Ramalhoto CRC / RJ – 112432/O	
Leonardo Sodrê de Souza CRC / RJ-127160/O-8	



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - PARA FINS DO ARTIGO 27, § 1º, INCISO VI DA RESOLUÇÃO CVM 80/22

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 27 da Resolução nº 80, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 29 de março de 2022, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 17 de junho de 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "D. Costa".

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Paula Costa".

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

A handwritten signature in black ink, appearing to read "carlos mastrangelo".

Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Operações



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES REFERENTES ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - PARA FINS DO ARTIGO 27, § 1º, INCISO V DA RESOLUÇÃO CVM 80/22

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 27 da Resolução nº 80, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 29 de março de 2022, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 17 de junho de 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Décio".

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Paula Costa".

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

A handwritten signature in black ink, appearing to read "carlos mastrangelo".

Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Operações

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2021

Ao Conselho de Administração da

Enauta Participações S.A.

Introdução

O Comitê de Auditoria Estatutário (“Comitê”) da Enauta Participações S.A. (“Companhia” ou “Enauta”) é um órgão estatutário subordinado ao Conselho de Administração, instituído em reunião realizada em 9 de agosto de 2021, e cujo funcionamento obedece a seu regimento, aprovado em reunião de Conselho realizada naquela mesma data. O funcionamento do Comitê de Auditoria Estatutário atende aos requisitos previstos na Instrução CVM nº 308/1999, com as alterações dadas pela Instrução CVM nº 509/2011.

Foram eleitos os seguintes membros para compor o Comitê de Auditoria Estatutário: (i) José Manuel Matos Nicolau – Coordenador do Comitê, membro externo e especialista em contabilidade societária; (ii) Luiz Carlos de Lemos Costamilan – Conselheiro independente da Companhia; e (iii) Leduvy de Pina Gouvêa Filho – Conselheiro da Companhia.

De acordo com o estabelecido no estatuto social e no seu regimento interno, compete ao Comitê de Auditoria apoiar o Conselho de Administração em suas atribuições de zelar (i) pela qualidade e integridade das informações trimestrais, das demonstrações intermediárias e das demonstrações financeiras; (ii) pela atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos auditores independentes e da auditoria interna; (iii) pela adequação das transações com partes relacionadas e; (iv) pela qualidade e efetividade dos sistemas de controles internos e de gestão de riscos.

Responsabilidades

A responsabilidade pela elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, é da Administração da Companhia (“Administração”). Também é de sua responsabilidade o estabelecimento de procedimentos que assegurem a qualidade das informações e dos processos utilizados na preparação das demonstrações financeiras, o gerenciamento dos riscos das operações e a implantação e supervisão das atividades de controle interno e conformidade.

A auditoria independente, a cargo da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., é responsável por examinar as demonstrações financeiras de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria e emitir relatório de auditoria sobre a adequada apresentação dessas demonstrações financeiras.

A auditoria interna, que iniciou suas atividades em outubro de 2021, com a contratação da gerente da área, e por isso teve atuação bastante restrita neste exercício, é responsável pela avaliação da adequação e eficácia dos processos de governança, gerenciamento de riscos e controles da Companhia.

As áreas de *Compliance*, Controles Internos e Riscos, são responsáveis pela supervisão do gerenciamento de riscos e dos processos que asseguram a aderência às normas e procedimentos estabelecidos pela Administração, e às normas legais e regulamentares aplicáveis às atividades da Companhia.

As avaliações do Comitê baseiam-se nas informações recebidas da Administração, dos auditores independentes, da auditoria interna, dos responsáveis pelo gerenciamento de riscos e de controles internos e nas suas próprias análises decorrentes de observação direta.

Resumo das Atividades do Comitê

No período de 9 de agosto de 2021, data de sua instituição, até 14 de março de 2022, o Comitê reuniu-se em 7 ocasiões e realizou 11 reuniões, sendo 8 reuniões ordinárias e 3 reuniões extraordinárias, com a participação do Presidente e de executivos das áreas de contabilidade e controladoria, financeira, tecnologia da informação e auditoria interna, entre outras. Também se reuniu com os auditores independentes e com consultores externos e, em duas ocasiões, houve reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal. Os principais assuntos analisados nessas reuniões estão a seguir resumidamente apresentados:

i) combinação de negócios - Em junho de 2021, a Companhia adquiriu a participação de 50% que a Barra Energia S.A. detinha no Campo de Atlanta, pelo que passou a deter 100% de participação do Campo, mediante uma operação denominada de “Combinação de Negócios”. O Comitê reuniu-se com a Administração, com os auditores independentes e com consultores externos contratados pela Companhia para receber informações e debater aspectos relacionados à apuração e contabilização do “Valor Justo” da transação, à alocação desse “Valor Justo” pelas contas patrimoniais aplicáveis e, também, aos pertinentes efeitos tributários.

ii) auditoria interna - O Comitê avaliou o Regimento da Auditoria Interna e o Plano Anual de Trabalho da Auditoria Interna (“PAAI”) para 2022 e recomendou sua aprovação pelo Conselho de Administração.

iii) auditoria independente - O Comitê mantém canais regulares de comunicação com os auditores independentes, avaliou sua independência e a qualidade dos serviços prestados, bem como analisou o plano de trabalho de auditoria das demonstrações financeiras e recomendou sua aprovação pelo Conselho de Administração.

iv) implantação do SAP - A Companhia está em processo de implantação do sistema SAP, cuja conclusão está prevista para o início do segundo semestre de 2022. O Comitê recebeu informações acerca do estágio de desenvolvimento deste projeto, que acompanhará periodicamente até sua conclusão, e recomendou que o Conselho de Administração seja periódica e tempestivamente informado a respeito.

v) controles internos e riscos - O Comitê inteirou-se acerca da estrutura e das atividades destas duas Áreas e verificou que: i) os processos estão sendo mapeados e redesenhados

concomitantemente com implantação do SAP e; *ii*) a matriz de riscos foi recentemente elaborada e o Regimento do Forum de Riscos e a Política de Gerenciamento de Riscos estão em fase de revisão e aprovação. O Comitê discutiu com o Conselho de Administração a importância destas Áreas como instrumento de auxílio à gestão dos negócios da Companhia e, ao longo de 2022, acompanhará e avaliará as melhorias que resultarão dos investimentos que estão a ser feitos.

vi) transações com partes relacionadas - O Comitê tomou ciência e avaliou a adequação das transações com partes relacionadas, bem como sua divulgação nas demonstrações financeiras.

vii) demonstrações financeiras - O Comitê debateu com a Administração e com os auditores independentes as práticas contábeis relevantes utilizadas e as informações divulgadas, bem como revisou as demonstrações financeiras previamente à sua divulgação.

O Comitê não tomou ciência e nem ocorreu, respectivamente, qualquer divergência significativa entre a Administração da Companhia, os auditores independentes e o Comitê em relação às demonstrações financeiras.

O Comitê não tomou ciência da ocorrência de denúncia, ato ou omissão por parte da Administração ou fraude que, por sua relevância, colocassem em risco a continuidade da Companhia ou a fidedignidade de suas demonstrações financeiras.

Emissão das Demonstrações Financeiras

O Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e alcance de sua atuação, recomenda ao Conselho de Administração que autorize a emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A., auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda., correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

16 de março de 2022

José Manuel Matos Nicolau

Coordenador do Comitê de Auditoria
e especialista em contabilidade societária

Leduvy de Pina Gouvêa Filho

Membro do Comitê de Auditoria

Luiz Carlos de Lemos Costamilan

Membro do Comitê de Auditoria

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO(COMPLEMENTO)

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2021

Ao Conselho de Administração da

Enauta Participações S.A.

Emissão das Demonstrações Financeiras Reapresentadas

Em 16 de março de 2022 o Comitê de Auditoria emitiu seu Relatório Anual Resumido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e, naquela ocasião, recomendou ao Conselho de Administração que autorizasse a emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda, referentes ao exercício findo naquela data. Posteriormente, a Companhia identificou erros de classificação nas demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado, bem como necessidades de melhorar a divulgação em certas notas explicativas e decidiu reapresentar essas demonstrações financeiras.

O Comitê de Auditoria revisou essas alterações e, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e alcance de sua atuação, recomenda ao Conselho de Administração que autorize a emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. (Reapresentadas), auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda, correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

17 de junho de 2022

José Manuel Matos Nicolau

Coordenador do Comitê de Auditoria
e especialista em contabilidade societária

Leduvy de Pina Gouvêa Filho

Membro do Comitê de Auditoria

Luiz Carlos de Lemos Costamilan

Membro do Comitê de Auditoria

Sérgio Tuffy Sayeg

Membro do Comitê de Auditoria