

# **Enauta Participações S.A.**

Relatório sobre a Revisão de  
Informações Trimestrais - ITR  
do Período de Três Meses Findo  
em 30 de Junho de 2021

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

## RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da  
Enauta Participações S.A.

### **Introdução**

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

### **Alcance da revisão**

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - “Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity”, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis, e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

### **Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas**

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais consolidadas incluídas nas informações trimestrais anteriormente referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) e com a norma internacional IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte [www.deloitte.com/about](http://www.deloitte.com/about) para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende : quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

## Outros assuntos


### *Demonstrações do valor adicionado*


As informações financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (“DVA”), individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias 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. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

### *Auditoria e revisão dos valores correspondentes*

Os balanços patrimoniais, individuais e consolidados, em 31 de dezembro de 2020, apresentados para fins comparativos, foram examinados por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 31 de março de 2021, com opinião sem ressalva. As informações financeiras intermediárias da Companhia para o período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório de revisão em 20 de abril de 2021, sem modificação em sua conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias. Os valores correspondentes relativos às DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2020, foram submetidos aos mesmos procedimentos de revisão por aqueles auditores independentes e, com base em sua revisão, aqueles auditores emitiram relatório reportando que não tiveram conhecimento de nenhum fato que os levasse a acreditar que as DVA não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 11 de agosto de 2021

  
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” RJ

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

# Enauta divulga resultados do 2T21

Rio de Janeiro, 11 de agosto de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre 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	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	349,4	243,8	43,3%	530,1	534,1	-0,7%
EBITDAX <sup>1</sup> - R\$ milhões	1.104,2	312,4	253,5%	1.227,6	503,6	143,8%
Margem EBITDAX	316,1%	128,1%	188 p.p	231,6%	94,3%	137 p.p
Lucro Líquido - R\$ milhões	635,7	112,7	464,2%	619,9	56,5	997,5%
Caixa Líquido - R\$ milhões	2.033,2	1.597,1	27,3%	2.033,2	1.597,1	27,3%
CAPEX realizado - US\$ milhões	7,0	6,2	12,9%	13,5	14,8	-8,8%
Produção Total (mil boe)	1.562,2	1.436,5	8,7%	2.614,9	2.992,1	-12,6%
Produção de Óleo (mil bbl)	664,4	1.148,3	-42,1%	869,5	2.190,6	-60,3%
Produção de Gás (mil boe)	897,7	288,3	211,4%	1.745,5	801,5	117,8%

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

## DESTAQUES

- ▲ **Lucro líquido recorde de R\$ 635,7 milhões no 2T21, o maior da história da Enauta.**
- ▲ **Registro do valor justo** da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta de **R\$ 542,1 milhões**, líquido de impostos, em função da conclusão do processo de cessão. **Reconhecimento de 100% dos resultados de Atlanta a partir de 25 de junho de 2021.**
- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2,0 bilhões.**
- ▲ **Produção total de 1,56 milhão de boe no trimestre**, equivalente à produção média diária de 17,2 mil boe.
- ▲ **Projeção de produção de óleo da Enauta, do Campo de Atlanta, passou de 7.000 para 10.000 barris de óleo por dia para 2021 com margem de variação positiva ou negativa de 10%**, com a incorporação dos 50% adicionais da Enauta e alteração da projeção de produção do Campo de Atlanta para 2021.
- ▲ **Otimização dos custos operacionais em Atlanta** com redução de US\$ 3 por barril no 2T21 em relação ao 1T21.
- ▲ **Processo licitatório do FPSO e demais equipamentos para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta** em andamento e início da licitação dos equipamentos e serviços necessários para perfuração previsto para agosto de 2021.
- ▲ **Perfuração do quarto poço do Campo de Atlanta previsto para o terceiro trimestre de 2022.**
- ▲ **Assinatura dos contratos de concessão na Bacia do Paraná** em parceria com a Eneva.
- ▲ Criação de uma **gerência executiva de novos negócios** responsável por uma equipe multidisciplinar com foco nos processos de M&A e próximos desafios da Companhia.
- ▲ Criação de uma **gerência exclusiva de Sustentabilidade** para aprimorar os resultados da integração dos aspectos ESG à gestão estratégica.
- ▲ **Redução de 26% das emissões CO2e do escopo 3 no 2T21**, comparado ao 2T20, com o aprimoramento da eficiência operacional no Campo de Atlanta e otimização da logística. Intensidade de emissões de 15,2 kgCO2e/boe para escopo 1 e 2 em 2020, montante 25% menor que a média das empresas da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI).
- ▲ **Zero acidentes** com afastamento em 2021 e **zero vazamentos** de óleo desde o início da produção do Campo de Atlanta em maio de 2018.



## Mensagem da Administração

Iniciamos o segundo semestre de 2021 com perspectivas promissoras para a Enauta. Setorialmente, a demanda global por petróleo mantém sua trajetória de alta com a retomada econômica, gerando impacto positivo nos preços. No Brasil, o processo de desinvestimentos da Petrobras continua trazendo oportunidades de aquisição de ativos. Na Enauta, importantes eventos do trimestre posicionam a Companhia em um patamar inédito em termos de capacidade de produção e geração de receita futura. É neste cenário extremamente favorável que ingressamos na segunda metade do ano bem amparados para avançar em nossa agenda estratégica. Seguimos firmes aprimorando a eficiência de nossas operações e avaliando oportunidades para diversificar nosso portfólio.

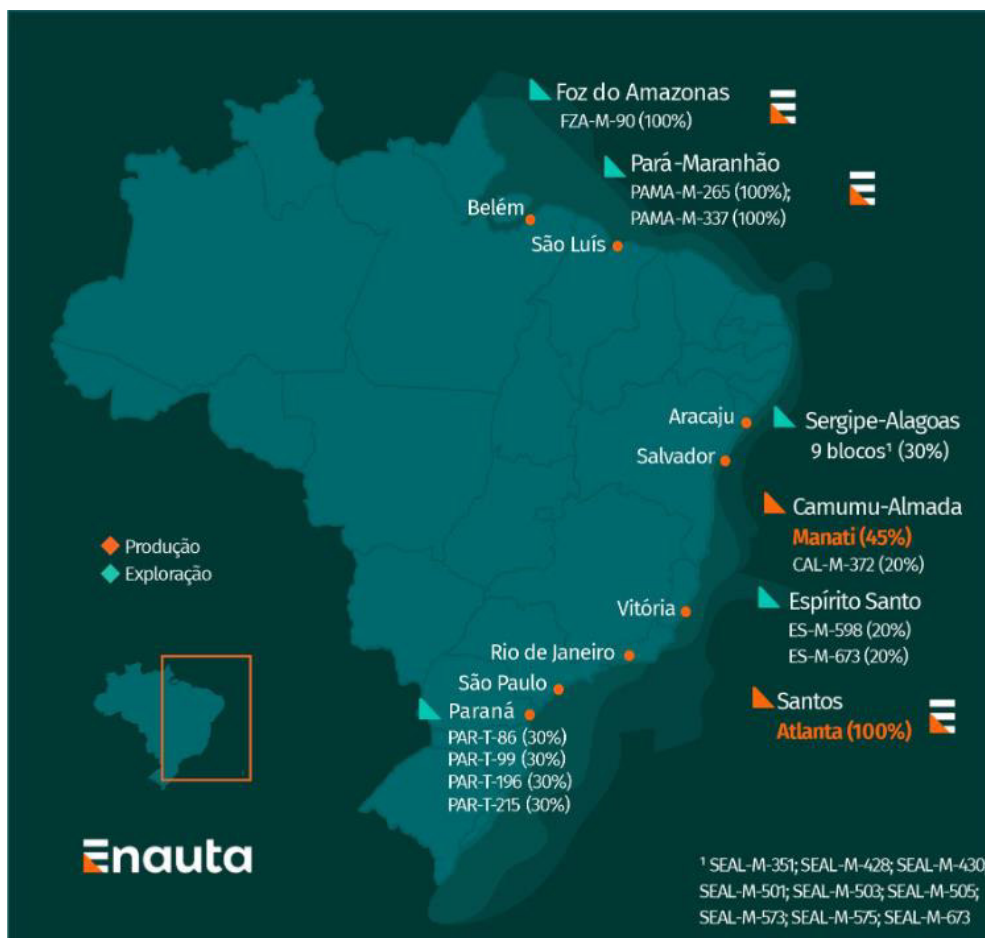
O final do segundo trimestre de 2021 foi um marco para a Companhia. Assinamos o aditivo ao contrato de concessão do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. Com isso, assumimos a totalidade dos resultados do ativo, ampliando em mais 50% nossa produção de petróleo. Atualmente, contamos com dois poços em Atlanta e um terceiro poço retornará a produção ainda nesse mês de agosto. Ganharemos importante reforço na geração de caixa, beneficiados pela forte demanda pelo óleo com baixo teor de enxofre produzido em Atlanta. Ainda, o processo licitatório da unidade de processamento (FPSO) e demais equipamentos do Sistema Definitivo segue conforme o planejado, o que permitirá a ampliação da produção com a início do Sistema Definitivo do Campo. Nesse mês, iniciamos a licitação dos itens e serviços necessários para a perfuração do quarto poço que deve ocorrer no segundo semestre de 2022.

Concluimos o segundo trimestre de 2021 com resultado recorde para a Enauta, principalmente em função do impacto da incorporação dos 50% adicionais do Campo de Atlanta no valor de R\$ 542,1 milhões, líquido de impostos. O Campo também contribuiu positivamente para um melhor resultado operacional, tendo recuperado gradualmente a produção ao longo do trimestre. A receita proveniente de Manati também foi relevante, atingindo R\$ 132,7 milhões, em função da demanda crescente por gás. No consolidado, nossa receita líquida cresceu cerca de 43% na comparação anual, alcançando R\$ 349,4 milhões. A Companhia se mantém capitalizada, com saldo de caixa de R\$ 2,0 bilhões, em um ambiente favorável para a realização de aquisições. Seguimos focados na diversificação do portfólio e avaliação de ativos em produção, incluindo campos maduros *onshore* e *offshore*.

Por fim, é importante ressaltar que os avanços em nossa agenda estratégica, que inclui ganhos de eficiência e otimização de recursos, vêm acompanhados de conquistas relevantes no âmbito ESG. Em linha com nossa estratégia para o desenvolvimento sustentável e constante aprimoramento da gestão de nossas emissões, registramos uma redução de 26% de CO<sub>2</sub>e da intensidade das emissões de Gases de Efeito Estufa (escopo 3) no trimestre em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, com a otimização das operações de logística no Campo de Atlanta. Também destacamos o importante resultado de zero acidentes com afastamento em 2021. Em governança, contamos com 40% de liderança feminina em nosso quadro de pessoal, percentual superior à média da indústria. Esses resultados mostram que o atual processo de transformação da Enauta está firmemente comprometido com avanços nas iniciativas que garantam a sustentabilidade da Companhia.



## Portfólio de Ativos



## Ambiental, Social e Governança (ESG)

A gestão estratégica da sustentabilidade da Companhia tem sido prioridade e tema de constante evolução na integração dos aspectos operacionais. No segundo trimestre, criamos a Gerência de Sustentabilidade, ampliando ainda mais o foco nos controles e na integração dos temas ESG com as demais áreas da Companhia. Possuímos nota B do CDP Clima (anteriormente denominado Carbon Disclosure Project), instituição sem fins lucrativos que administra um sistema de divulgação global para que investidores, empresas e regiões gerenciem seus impactos ambientais, um importante reconhecimento que confirma a seriedade no gerenciamento das emissões de gases de efeito estufa (GHG) pela Enauta. Em nosso 11º Relatório Anual de Sustentabilidade, publicado em 31 de março de 2021, incluímos pela primeira vez os indicadores da Sustainability Accounting Standards Board (SASB) e reforçamos nosso compromisso com a Agenda 2030 e os Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável da ONU.

Compartilhamos alguns destaques do período:

### **Ambiental:**

- ▲ Redução de 26% das emissões CO<sub>2</sub>e do escopo 3 no 2T21, comparado ao 2T20, com o aprimoramento da eficiência operacional no Campo de Atlanta e otimização da logística. Intensidade de emissões de 15,2 kgCO<sub>2</sub>e/boe para escopo 1 e 2 em 2020, montante 25% menor que a média das empresas da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI).
- ▲ Menor impacto ambiental - Baixo teor de Enxofre 0,33% – Óleo de Atlanta - IMO 2020 (Organização Marítima Internacional) <0.5%.



- Investimento para a descarbonização – Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria com a UERJ - Contribuição das florestas de mangue do estado do Rio de Janeiro ao processo de mitigação do aquecimento global através do armazenamento de carbono, foi selecionado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) para representar iniciativas da indústria brasileira, na Conferência do Clima da ONU (COP26 - Glasgow) em novembro desse ano.

#### **Social:**

- Zero taxa de acidentes com afastamento.
- Equidade de gênero - 40% de participação e liderança feminina vs. a média do setor de energia de 19% (cargos de gestão), conforme estudo divulgado pela FESA Executive Research em julho de 2021.

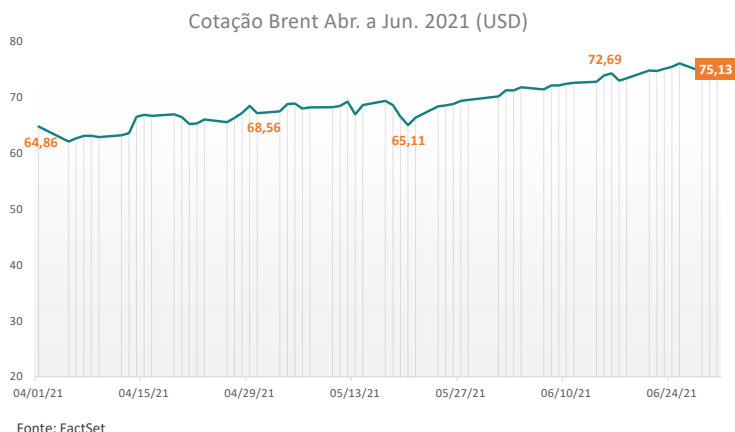
#### **Governança:**

- 6 anos de atuação consolidada do Comitê de Ética, Governança e Sustentabilidade.
- Implementação em andamento do Comitê de Auditoria Estatutário.
- Aprovação da Política de Controles Internos que estabelece os conceitos, os princípios e as diretrizes a serem observados para o fortalecimento e funcionamento do sistema de controles internos da Companhia.

## Desempenho Setorial

A retomada econômica, principalmente em países da Europa e nos Estados Unidos, impulsionou a demanda global por petróleo no segundo trimestre de 2021. Outros fatores importantes foram a manutenção da recuperação econômica da China e o retorno gradual da Índia após a forte crise humanitária causada pelo COVID-19. Atualmente, o mercado de óleo já apresenta um déficit na oferta de 2 milhões a 2,5 milhões de barris por ano. Os estoques de diversos produtos se encontram em níveis inferiores ao ideal em diferentes países, como no caso da gasolina nos Estados Unidos, agravando a situação. O recente acordo da OPEP+ para o incremento de 400 mil barris de óleo por dia para os próximos meses será insuficiente para o déficit entre a oferta e a demanda. A produção mundial já não será capaz de atender a demanda ao final de 2021. Estima-se que só haverá equilíbrio entre oferta e demanda no final de 2022 ou início de 2023.

O Brent iniciou o segundo trimestre de 2021 cotado a US\$ 64,86 por barril, e encerrou o período a US\$ 75,13 por barril, uma alta de 15,83%, reflexo do aumento consistente na demanda por petróleo, da manutenção e controle da produção pela OPEP+, bem como do alívio das medidas restritivas de distanciamento social, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Estima-se que, já em setembro de 2021, a demanda global por petróleo atinja os níveis pré-pandemia.

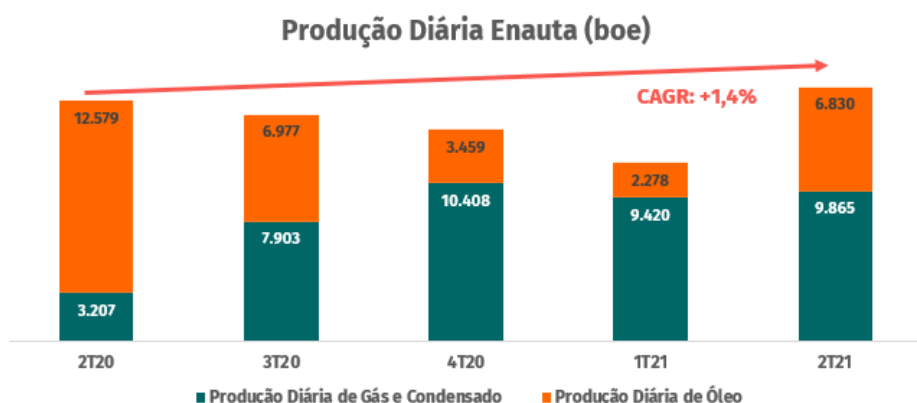


O gás natural também segue com alta demanda no mercado global. Os investimentos em plantas de liquefação continuam expressivos em países da Ásia e do Pacífico, bem como da Europa. No caso de países membros da União Europeia, essa questão se transformou em ponto importante de atenção, uma vez que estão comprometidos com a emissão zero de carbono até 2050, atendendo aos objetivos do Acordo de Paris.



No Brasil, além do gás natural, a crise hídrica relacionada à piora dos níveis dos reservatórios nas hidrelétricas também gerou uma maior demanda por diesel e óleo combustível pelas térmicas, as quais fazem uso desses produtos em seus processos de geração de energia.

## Desempenho Operacional



## Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%

Conforme fato relevante divulgado ao mercado, em 25 de junho de 2021 foi assinado o aditivo ao contrato de concessão do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta, concluindo o processo de cessão dos 50% de participação da Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. para a Enauta Energia S.A. A partir dessa data, a Companhia passou a reconhecer a totalidade dos resultados de Atlanta em suas demonstrações financeiras, ante os 50% de participação detidos anteriormente.

### Dados Operacionais

Atlanta	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.243,0	2.289,4	-45,7%	1.653,0	4.361,5	-62,1%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,7	25,2	-45,6%	9,1	24,0	-62,1%
Produção da Companhia (Mil bbl)	664,4	1.144,7	-42,0%	826,5	2.180,8	-62,1%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	569,6	1.085,4	-47,5%	752,1	2.132,4	-64,7%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,29	5,39	-1,9%	5,4	4,94	9,3%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	70,7	34,1	107,3%	65,8	41,4	58,9%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-2	5-8	-	0-2	2-8	-

### PRODUÇÃO

O Campo de Atlanta registrou produção média diária de 13,7 mil barris de óleo por dia no 2T21. Atlanta operou com um poço ao longo do mês de abril e com dois poços a partir de 5 de maio até o final do trimestre, em função das atividades que ocorreram na unidade de processamento para a troca definitiva dos tubos dos aquecedores de óleo. O retorno da produção do terceiro poço está previsto para agosto de 2021, quando conclui-se o reparo nos aquecedores de óleo da plataforma.

Adicionalmente, estão em andamento atividades para ampliar a capacidade de tratamento de água no FPSO a fim de liberar a planta de processo para o aumento da produção de óleo. A primeira etapa desta ampliação está prevista para ser concluída até o final deste ano. A Enauta também avalia a possibilidade de antecipar a perfuração do quarto poço no Campo.





Em julho, o Campo de Atlanta operou por meio de um poço por um período de 15 dias, resultado de falha no sistema de bombeio dos outros dois poços existentes no Sistema de Produção Antecipada. Os três poços produtores de Atlanta foram projetados para operar com bombas dentro dos poços ou com bombas localizadas no leito marinho. Com a falha da bomba de dentro de dois poços, as bombas do leito marinho foram acionadas e estão habilitadas a operar. Com isso, atualmente, dois poços estão em operação e o terceiro já foi testado e está em condições operacionais.

Como resultado do desempenho do Campo de Atlanta de janeiro a julho de 2021 e da curva de produção esperada até o final do ano, a Companhia estima uma produção média para o ano de 12.000 barris de óleo por dia com margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual. Mesmo com a redução na expectativa de produção total do Campo, em função dos 50% adicionais de participação, a Enauta estima reportar um aumento importante na sua produção média de Atlanta em 2021 de 7.000 para 10.000 barris de óleo por dia com margem de variação de 10% positiva ou negativa.

### LIFTING COSTS<sup>2</sup>

A média do custo diário no 2T21 foi de US\$ 343,8 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 25,2 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 382,8 mil por dia no 2T20, equivalentes a US\$ 15,3 por barril.

Com foco na otimização dos custos operacionais, através da redução das redundâncias do projeto, o lifting cost do 2T21 representou uma queda de cerca de US\$ 3 por barril na comparação com o trimestre anterior. A média do custo diário no 1T21 foi de US\$ 277,8 mil (100% do Campo) equivalente a US\$ 28,1 por barril, excluindo o período sem produção.

#### Lifting Costs

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Opex <sup>1</sup> (US\$ milhões)	31,3	34,8	-10,1%	53,3	80,0	-33,4%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia)	343,8	382,8	-10,2%	294,1	439,8	-33,1%
Lifting cost (US\$/bbl)	25,2	15,3	64,7%	32,2	18,6	73,1%

<sup>1</sup>Opex: 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 informações trimestrais (ITR).

<sup>2</sup>Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.

### COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, com todos os custos logísticos incluídos. Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo com início a partir de 1º de maio de 2021 e término ao final de 2022, que prevê um desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent.

O óleo do Campo já é amplamente conhecido, com alta demanda, mantendo uma diversidade de clientes no mercado internacional, com destaque para Singapura no segundo trimestre. Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, faz com que esse tipo de óleo seja altamente procurado como “bunker” e óleo combustível para geração de energia.

### LICITAÇÃO DO SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

No primeiro trimestre de 2021, foi iniciado o processo de licitação do FPSO para o Sistema Definitivo. A licitação considera um FPSO com capacidade para processar 50 mil bbl por dia, ao qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, três deles a serem remanejados do Sistema de Produção Antecipada. A licitação considera a adaptação de um FPSO existente e ainda não utilizado, o OSX-2, possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses assinado pela Enauta, com opção de



compra ao final do processo licitatório. Para o sistema definitivo, a Enauta considera a assinatura de um contrato de afretamento do FPSO e operação e manutenção com o vencedor da licitação. Estima-se que o processo seja concluído até o primeiro trimestre de 2022.

No segundo trimestre, foi iniciado o processo de licitação dos demais sistemas submarinos e barcos de apoio para a próxima fase de Atlanta, com prazos de conclusão sincronizados à licitação do sistema flutuante de produção. Em agosto, a Companhia também iniciou o processo de licitação dos equipamentos e serviços necessários para a perfuração do próximo poço produtor, com previsão de início da perfuração no terceiro trimestre de 2022.

## Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm <sup>3</sup> )	317,2	101,8	211,6%	616,7	283,2	117,8%
Produção Média Diária do Campo (MMm <sup>3</sup> /dia)	3,5	1,1	218,2%	3,4	1,6	112,5%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm <sup>3</sup> )	142,7	45,8	211,6%	277,5	127,4	117,8%

### PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,5 milhões de m<sup>3</sup> no 2T21. Em razão da pandemia, o segundo trimestre de 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado, fato que não se repetiu em 2021, levando a um incremento de 211,6% na comparação entre os dois períodos.

### VENDA DO CAMPO DE MANATI

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e de condições regulatórias e comerciais. O resultado contábil apurado no período de 31 de dezembro de 2020 até a data efetiva de conclusão da transação será descontado do valor total da venda. Para a assinatura do contrato, é necessário ainda o cumprimento de uma série de condições precedentes, as quais devem ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

## Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

Os blocos situados na Bacia de Sergipe-Alagoas são ativos de alta prospectividade. O início da perfuração do primeiro poço exploratório, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, é esperado para o quarto trimestre de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA já sido protocolado junto ao IBAMA. Em função do carregamento negociado com os parceiros, por ocasião do processo de *farmout*, prevê-se um investimento por parte da Enauta de US\$ 8 milhões nesse poço.

Além desse prospecto, a Enauta identificou outras oportunidades com volumes consideráveis. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na região ultrapassem 1,2 bilhão de boe.



## Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL E LESTE

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337, 20% nos blocos ES-M-598 e ES-M-673

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. A interpretação desses dados está em fase adiantada. Os processos de obtenção das licenças ambientais junto ao IBAMA continua em andamento.

Na Bacia do Espírito Santo, foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Conforme fato relevante divulgado em 02 de agosto de 2021, o consórcio devolverá o Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará, para a ANP, no final do primeiro período exploratório que se encerra ainda em 2021. Baseada em análises geológicas e econômicas, e na busca contínua da otimização de seu portfólio, a Enauta decidiu pela devolução do bloco.

## Portfólio de Exploração: BACIA DO PARANÁ

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

Em dezembro de 2020, a Enauta arrematou 30% de participação em quatro blocos na Bacia do Paraná no segundo ciclo da Oferta Permanente da ANP, em parceria com a Eneva. Os blocos estão localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, com aproximadamente 11.544 km<sup>2</sup> de extensão, área superior à de toda a tradicional Bacia do Recôncavo na Bahia. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás potencializa o valor do aproveitamento da sua produção. O consórcio poderia ainda replicar o modelo de sucesso de reservoir-to-wire (R2W), com a geração de energia elétrica a partir do gás natural.

No dia 28 de junho de 2021, foram assinados os contratos de concessão dos blocos arrematados. O valor do bônus de assinatura para estes blocos foi de R\$ 2,1 milhões. O Programa Exploratório Mínimo (PEM) ofertado para 100% dos blocos foi equivalente a 1.000 km de sísmica 2D, a ser executado em até seis anos. Estão previstos investimentos da ordem de R\$ 15 milhões em atividades exploratórias para a Companhia.

## Desempenho Financeiro

### RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Campo de Atlanta	216,7	210,6	2,9%	273,4	441,0	-38,0%
Campo de Manati	132,7	33,2	299,7%	256,7	93,1	175,9%
<b>TOTAL</b>	<b>349,4</b>	<b>243,8</b>	<b>43,3%</b>	<b>530,1</b>	<b>534,1</b>	<b>-0,7%</b>

A receita do segundo trimestre apresentou aumento de 43,3% em comparação ao 2T20, principalmente em função da elevação da receita do Campo de Manati em 299,7%.

A receita do Campo de Atlanta, que representa 62% do montante total, aumentou 2,9% na comparação com o 2T20, devido à alta do Brent no período e à redução do desconto do óleo para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, com o novo contrato assinado para a venda do óleo. A variação entre os períodos foi atenuada pelo exercício da opção de hedge no 2T20, que gerou uma receita de R\$ 49,8 milhões, sendo que no 2T21 gerou uma despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 4,7 milhões.

Na comparação com o acumulado do ano, a receita se manteve estável. A parcela referente a Manati registrou alta de 175,9%, compensando a queda de 38,0% na parcela de Atlanta.

**CUSTOS OPERACIONAIS****Campo de Atlanta  
(R\$ MM)**

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Custos de produção	20,2	26,2	-22,9%	40,8	52,4	-22,1%
Custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS 16	- 9,4	9,3	-201,1%	- 40,8	22,5	-281,3%
Custos de manutenção	0,0	0,1	100,0%	0,0	0,3	100,0%
Royalties	12,9	10,1	27,7%	17,0	26,0	-34,6%
Depreciação e amortização	135,3	105,9	27,8%	204,3	219,5	-6,9%
<b>TOTAL</b>	<b>158,9</b>	<b>151,7</b>	<b>4,8%</b>	<b>221,4</b>	<b>320,8</b>	<b>-31,0%</b>

**Campo de Manati  
(R\$ MM)**

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Custos de produção	15,6	8,2	91,0%	32,6	22,2	46,5%
Custos de manutenção	0,0	1,9	0,0%	0,0	1,9	-100,0%
Royalties	10,3	2,3	340,3%	20,0	6,8	193,7%
Participação especial	1,3	0,0	0,0%	1,3	0,0	n.a.
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	0,0%	1,4	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	19,8	14,8	34,2%	41,2	25,5	61,4%
<b>TOTAL</b>	<b>48,4</b>	<b>27,2</b>	<b>78,1%</b>	<b>96,4</b>	<b>56,4</b>	<b>70,8%</b>

<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>207,3</b>	<b>178,8</b>	<b>15,9%</b>	<b>317,8</b>	<b>377,2</b>	<b>-15,8%</b>
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

Os custos operacionais de Manati no 2T21 foram 78,1% maiores em comparação aos registrados no 2T20, principalmente em função do aumento na produção. Em Atlanta, os custos aumentaram 4,8%, onde o incremento na depreciação e *royalties* foi compensado pela diminuição nos custos de produção.

Os custos operacionais totais no 6M21 totalizaram R\$ 317,8 milhões, 15,8% menores em comparação ao mesmo período do ano anterior. O aumento nos custos do Campo de Manati, foi compensado pela diminuição nos custos do Campo de Atlanta. O custo de produção em Atlanta foi amplamente afetado pela redução do custo diário relacionado ao FPSO e pelo impacto do IFRS-16 no período.

Os “custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS” concentram todos os contratos classificados pela norma do IFRS 16, sendo o mais representativo o contrato de afretamento do FPSO, onde sua taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta. O montante credor no 2T21 reflete a redução da taxa diária cobrada no período em relação à média do contrato.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 54,9 milhões, 93,5% superiores ao mesmo período do ano anterior, sendo esse valor diretamente ligado ao aumento da produção. Já em Atlanta, os custos tiveram redução de 3,0%, totalizando R\$ 180,9 milhões.

**Campo de Atlanta  
(R\$ MM)**

	2T21 Ex-IFRS	2T20 Ex-IFRS	Δ%	6M21 Ex-IFRS	6M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	72,4	92,0	-21,3%	125,9	188,0	-33,0%
Custos de manutenção	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Royalties	12,9	10,1	27,1%	17,0	26,0	-34,6%
Depreciação e amortização	95,6	84,4	13,2%	127,8	157,4	-18,8%
<b>TOTAL</b>	<b>180,9</b>	<b>186,5</b>	<b>-3,0%</b>	<b>270,7</b>	<b>371,4</b>	<b>-27,1%</b>



Campo de Manati (R\$ MM)	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Custos de produção	27,5	20,6	33,2%	57,2	45,3	26,5%
Custos de manutenção	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Royalties	10,3	2,3	340,3%	20,0	6,8	193,7%
Participação especial	1,3	-	100,0%	1,3	0,0	100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	-	100,0%	1,4	-	100,0%
Depreciação e amortização	14,5	5,4	167,7%	30,5	11,8	158,1%
<b>TOTAL</b>	<b>54,9</b>	<b>28,4</b>	<b>93,5%</b>	<b>110,4</b>	<b>63,9</b>	<b>72,8%</b>
<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>235,8</b>	<b>214,9</b>	<b>9,7%</b>	<b>381,1</b>	<b>435,3</b>	<b>-12,4%</b>

### GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 46,9 milhões no 2T21, R\$ 29,2 milhões acima do montante registrado no 2T20, principalmente em função do impacto negativo de R\$ 37,0 milhões da provisão de devolução do Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará.

O montante de R\$ 37,0 milhões é composto pelo (i) valor dos compromissos assumidos pela Enauta no Programa Exploratório Mínimo (PEM) do Bloco CE-M-661 de R\$ 26,9 milhões e (ii) pelo valor referente ao bônus de assinatura contabilizado de R\$ 10,1 milhões.

### DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Despesas com Pessoal	(23,3)	(20,2)	15,3%	(42,5)	(39,2)	8,3%
Alocação Projetos de E&P	8,8	12,6	-30,6%	17,5	23,6	-25,8%
Outras Despesas Administrativas	(7,5)	(8,8)	-15,0%	(17,0)	(17,0)	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>(22,0)</b>	<b>(16,4)</b>	<b>34,5%</b>	<b>(42,0)</b>	<b>(32,6)</b>	<b>28,7%</b>

As despesas gerais e administrativas (G&A) aumentaram R\$ 5,6 milhões em relação ao 2T20, totalizando R\$ 22,0 milhões, principalmente em função da menor alocação de gastos em projetos nos quais a Enauta é o operador e pelo aumento da provisão de participação nos lucros (PLR). Na comparação com o acumulado, as despesas G&A aumentaram 28,7% em comparação com o mesmo período do ano anterior, justificado pelos mesmos fatores na comparação trimestral.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 6,3%, alta de 413 pontos base em relação ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 6,7%.

### OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

As outras receitas operacionais no 2T21 foram 443,0% maiores em comparação às registradas no 2T20, totalizando R\$ 838,3 milhões. Desse montante, R\$ 821,4 milhões referem-se ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, e R\$ 10,7 milhões referem-se ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta. Os demais valores no montante de R\$ 7,1 milhões são referentes aos créditos fiscais da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, em complemento ao valor registrado no ano passado, devido a uma decisão do Supremo Tribunal Federal publicada no Diário Oficial da União no dia 13 de maio de 2021.



No 2T20, as outras receitas operacionais foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes, a saber (i) R\$ 121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. (“AFBV”); e (ii) R\$ 62,0 milhões referentes ao crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, dos quais R\$ 39,6 milhões foram registrados nessa rubrica.

### VALOR JUSTO DA PARTICIPAÇÃO ADICIONAL DE 50% DO CAMPO DE ATLANTA

A transferência dos 50% dos direitos e obrigações anteriores da Barra Energia foi analisada e concluída no 2T21 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3. A transação resultou em um ganho por compra vantajosa no valor de R\$ 797,0 milhões, principalmente pelo valor agregado do direito exploratório do Campo de Atlanta adquirido e pela contraparte, Barra Energia, ter abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto. O ganho foi registrado no resultado do período findo em 30 de junho de 2021 no item “outras receitas e despesas operacionais” na demonstração do resultado.

O valor justo da participação do Campo de Atlanta foi estimado aplicando o método de projeção dos fluxos de caixa descontados. A estimativa de valor justo se baseia no seguinte:

- ▲ Taxa de desconto real estimada em 8,0%.
- ▲ Curva de produção 1P e 2P (desenvolvida e não desenvolvida) certificadas em 31 de dezembro de 2020 por GaffneyCline (certificação mais recente contratada pela Companhia) ponderadas pela expectativa de realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- ▲ Sistema de Produção Antecipada (SPA) com perfuração de 3 poços e operação por 4 anos.
- ▲ Sistema Definitivo (SD) com 5 poços adicionais produzindo a partir de meados de 2024 com troca de 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 contabilização dos ativos líquidos dos passivos adquiridos nas informações financeiras do 2T21 foi feita com base em uma avaliação preliminar do valor justo pelo método do fluxo de caixa, uma vez que a avaliação independente do negócio adquirido à luz do CPC 15 e IFRS 3 não havia sido concluída quando da aprovação destas informações financeiras trimestrais.

### RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>1.067,2</b>	<b>312,3</b>	<b>241,7%</b>	<b>1.190,5</b>	<b>503,3</b>	<b>136,5%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais <sup>(2)</sup>	37,0	0,1	n.a	37,1	0,3	n.a
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>1.104,2</b>	<b>312,4</b>	<b>253,5%</b>	<b>1.227,6</b>	<b>503,6</b>	<b>143,8%</b>
<i>Margem EBITDA<sup>(4)</sup></i>	305,5%	128,1%	177 p.p.	224,6%	94,2	130 p.p
<i>Margem EBITDAX<sup>(5)</sup></i>	316,1%	128,1%	188 p.p	231,6%	94,3%	137 p.p

(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 2T21 foi de R\$ 1.104,2 milhões, alta de 795,1% quando comparado ao 1T21, resultado do maior lucro operacional e, principalmente, registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta. Em comparação ao 2T20, houve alta de 253,5%, também em função das outras receitas operacionais não recorrentes registradas em ambos os períodos. A margem EBITDAX subiu 188 p.p. Excluindo os efeitos não recorrentes, o EBITDAX do 2T21 registrou alta de 68,4% reflexo da melhora do resultado operacional observada no período.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 2T21, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 26,6 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 23,2 milhões no 2T20. Esse resultado reflete a variação cambial sobre os contratos de arrendamento em moeda estrangeira, em função da contabilização do IFRS-16.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 2T21 totalizou saldo negativo de R\$ 28,6 milhões, queda de 166,6% em comparação ao 2T20, A redução deve-se principalmente ao impacto negativo da valorização cambial observada no 2T21, majoritariamente sobre o fundo de abandono do Campo de Manati e atualização da Selic, referente à exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS registrada no 2T20, o que gerou um impacto positivo significativo no resultado financeiro.

## LUCRO LÍQUIDO

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>1.067,2</b>	<b>310,4</b>	<b>243,8%</b>	<b>1.190,5</b>	<b>501,4</b>	<b>137,4%</b>
Amortização	(155,5)	(121,2)	28,3%	(246,3)	(246,0)	0,1%
Resultado Financeiro	26,6	(23,2)	214,7%	(32,5)	(182,3)	-82,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(302,6)	(53,4)	466,7%	(291,7)	(16,6)	1657,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>635,7</b>	<b>112,7</b>	<b>464,1%</b>	<b>619,9</b>	<b>56,5</b>	<b>997,2%</b>

<sup>(1)</sup> 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 trimestre, o lucro líquido totalizou R\$ 635,7 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 15,8 milhões reportado no primeiro trimestre de 2021. A diferença nos períodos é reflexo do aumento do resultado operacional, principalmente no Campo de Atlanta, e do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta.

Na comparação com o 2T20, o lucro aumentou 464,1%, em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, parcialmente compensado pelo reconhecimento de R\$ 152,4 milhões de outras receitas operacionais no 2T20. Excluindo-se o impacto não recorrente, o lucro líquido do 2T21 totalizou R\$ 112,9 milhões.

	2T21 Ex-IFRS	2T20 Ex-IFRS	Δ%	6M21 Ex-IFRS	6M20 Ex-IFRS	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>993,7</b>	<b>227,0</b>	<b>337,6%</b>	<b>1.003,3</b>	<b>342,6</b>	<b>192,8%</b>
Amortização	(110,5)	(72,1)	53,3%	(122,5)	(139,5)	(12,2%)
Resultado Financeiro	(28,6)	37,5	(176,3%)	(23,6)	97,2	(124,3%)
Imposto de Renda / Contribuição Social	(273,5)	(62,4)	338,4%	(272,0)	(92,5)	194,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>581,1</b>	<b>130,1</b>	<b>346,6%</b>	<b>585,2</b>	<b>207,8</b>	<b>181,6%</b>



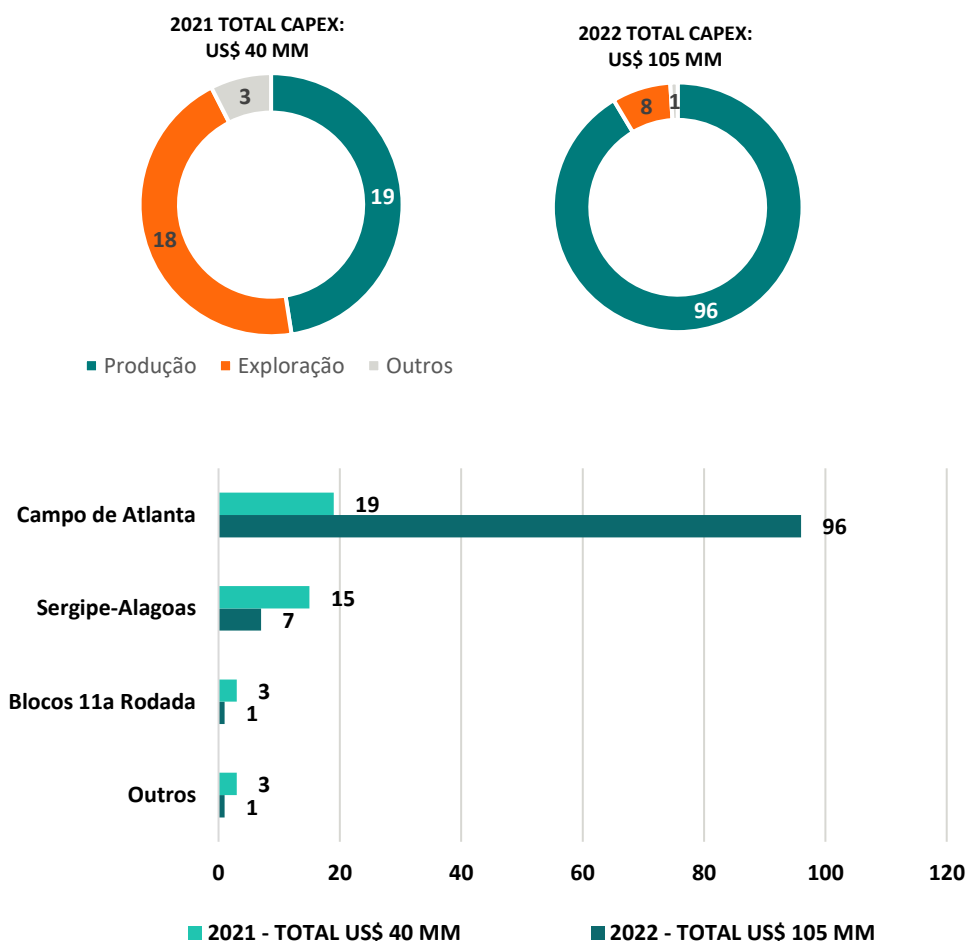
## Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no segundo trimestre do ano totalizou US\$ 7,0 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 40 milhões, sendo US\$ 19 milhões destinados ao Campo de Atlanta, incluindo valor referente à opção de compra do FPSO OSX-2 para o Sistema Definitivo. Do total de US\$ 18 milhões do investimento em exploração, US\$ 15 milhões serão destinados aos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para o final deste ano o início da perfuração de um poço exploratório na região.

Para 2022, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 105 milhões. Desse montante, US\$ 96 milhões serão destinados aos investimentos iniciais dos sistemas submarinos e de perfuração dos novos poços do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

### CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)







## Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

Em 30 de junho de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,0 bilhões, 27,3% superior ao 2T20, e 13,8% superior ao saldo registrado em 31 de março de 2021.

Com a conclusão da transferência da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, a Companhia registrou o recebimento de R\$ 212,4 milhões, em 28 de junho de 2021, referente às operações de abandono futuro dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo conforme o acordo assinado com a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de junho de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 101,3% do CDI e 85,1% deles apresentavam liquidez diária.

### RECURSOS DA VENDA DO BLOCO BM-S-8

Em julho de 2017, a Companhia recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Equinor (ex-Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda) para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$ 379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra foi pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final do ano de 2020, a Companhia já havia recebido da Equinor o montante de US\$ 234,5 milhões, referentes à primeira e à segunda parcelas da transação. O recebimento da última parcela de US\$ 144,0 milhões é contingente: (i) à aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à autarquia pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP à ANP, o que ocorrer primeiro.

### ENDIVIDAMENTO

	2T21	2T20	Δ%	1T21	Δ%
Dívida Total	188,7	232,1	-18,7%	202,6	-6,9%
Saldo de Caixa e equivalentes	2.033,1	1.597,1	27,3%	1.787,3	13,8%
Dívida Líquida Total	(1.844,5)	(1.365,0)	35,1%	(1.584,6)	16,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,2)	(1,4)	-15,9%	(2,2)	-44,2%

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 30 de junho de 2021 era de R\$ 188,7 milhões, comparado a R\$ 232,1 milhões no mesmo período do ano anterior, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016, bem como os pagamentos da dívida do BNB iniciados em outubro de 2019. Esse montante não inclui os efeitos de arrendamento mercantil IFRS 16/CPC06.

Os recursos obtidos junto à FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que amparou o desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste em duas linhas de crédito, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização de sete anos. O saldo desembolsado foi de R\$ 230,8 milhões até 30 de junho de 2021. Já o financiamento do BNB está direcionado aos investimentos em dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, possuía carência de cinco anos a partir de outubro de 2014.



## FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 167,3 milhões no 2T21, comparado a R\$ 258,4 milhões no 2T20. A redução de R\$ 91,1 milhões deve-se, principalmente, principalmente, à redução do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta.

## 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 66% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o segundo trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 2,20 por barril. Esse *hedge* cobre apenas o preço da *commodity*, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.

Para o 3T21, a Companhia contratou hedge referente a 550 mil bbl, o que ocasionará a redução do *breakeven* para geração de caixa operacional de Atlanta de US\$ 30,4 por bbl para US\$ 7,8 por bbl. No 4T21, com a contratação de *hedge* para 650 mil bbl, o *breakeven* para geração de caixa operacional será reduzido de US\$ 28,9 por bbl para US\$ 5,3 por bbl.

Dados Hedge	2T21	2T20
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Instrumento contratado		
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	390,0
Preço por barril (US\$)	2,20	2,55
Strike médio (US\$)	47,5	56,7
<b>Exercício da opção</b>		
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	390,0
Preço por barril (US\$)	0,0	23,31
<b>Resultado (R\$ milhões)</b>	<b>(4,7)</b>	<b>49,8</b>

O resultado do 2T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de *hedge* adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 400 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,7 milhões.

## Projeções

	Guidance 2021	Realizado 6M21
Produção Média Diária <b>Atlanta</b> (mil bbl/dia)	$10,8 \leq \Delta \leq 13,2$	9,1
<b>Investimentos</b> em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	$32 \leq \Delta \leq 48$	13,5

**Atlanta:** a Companhia estima produção média de 12.000 bbl por dia para 2021. As projeções possuem variação positiva ou negativa de 10% quando verificada a média diária em base anual.

**Capex:** Estimativa de US\$ 40 milhões para 2021 e US\$ 105 milhões para 2022. Essas projeções possuem margem de variação de negativa ou positiva de 20% (vinte por cento) .



## Mercado de Capitais

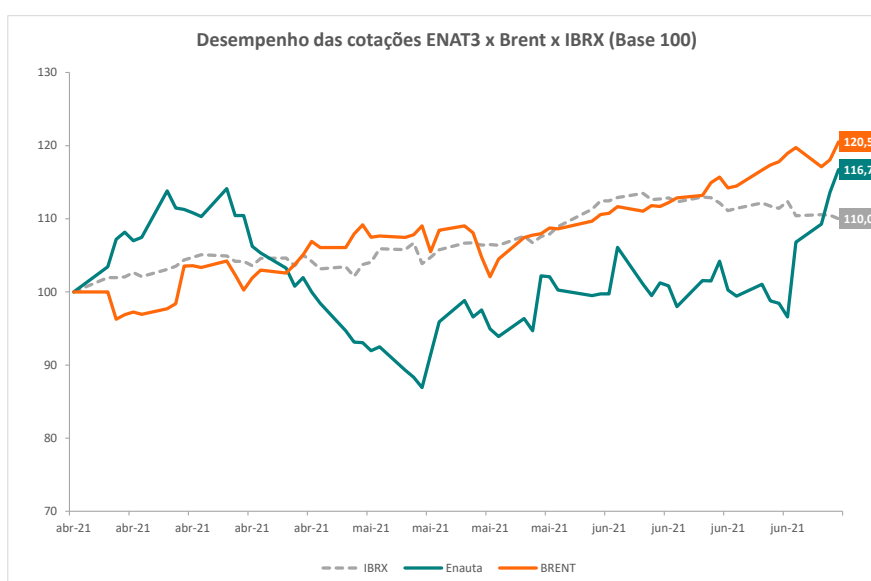
A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 2T21 cotada a R\$ 18,01, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 4,7 bilhões, valorização de 76,4% em relação à cotação registrada em 30 de junho de 2020 e de 15,5% em relação à cotação de 31 de março de 2021. Essa valorização superou o Ibovespa no período. Em relação à cotação do Brent, a Enauta acompanhou a mesma tendência, mostrando a credibilidade dos investidores na empresa ao longo da recuperação do setor.

### ENAT3

Market Cap (R\$ bilhões)
Total de ações emitidas
Variação do preço 52 semanas (%)
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)
Volume médio diário de negociação no 2T21 (R\$ milhões)

### 30/jun/2021

4,7
265.806.905
+76,4%
15,23
18,01
29,59



ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 30 DE JUNHO DE 2021  
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	273	371	190.991	103.248
Títulos e valores mobiliários	5	14.060	2.660	1.842.175	1.609.277
Contas a receber	6	-	-	282.894	87.719
Estoques	8	-	-	29.499	959
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	914	435	19.598	16.277
Contas a receber - Partes relacionadas	9	-	-	235	171
Dividendos a receber	12.2	-	16.150	-	-
Créditos com parceiros	7	-	-	10.295	46.761
Instrumentos financeiros	27	-	-	5.048	1.469
Outros		75	-	24.933	25.975
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>15.322</b>	<b>19.616</b>	<b>2.405.668</b>	<b>1.891.856</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Caixa restrito	10	-	-	468.205	581.748
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	-	71.004	60.430
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	-	66.478
Outros ativos não circulantes		-	-	26.443	3.182
Investimentos	12.2	3.323.091	2.749.257	15.971	27.138
Imobilizado	13	-	-	748.929	929.105
Intangível	14	-	-	1.197.340	389.479
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	693.737	398.224
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>3.323.091</b>	<b>2.749.257</b>	<b>3.221.629</b>	<b>2.455.784</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>3.338.413</b>	<b>2.768.873</b>	<b>5.627.297</b>	<b>4.347.640</b>
<b>PASSIVO</b>					
<b>CIRCULANTE</b>					
Fornecedores		209	134	78.249	155.478
Arrendamentos	15	-	-	426.856	208.814
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	54.323	56.054
Impostos e contribuições a recolher	11.2	98	1.815	36.731	17.036
Remuneração e obrigações sociais		89	55	22.281	14.395
Contas a pagar - partes relacionadas	9	12.056	11.383	57.344	18.526
Dividendos a pagar		5	1	5	1
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	1.686	1.848
Obrigações de consórcios	19	-	-	34.278	7.324
Provisão de multas	22	-	-	37.434	32.524
Outras obrigações		-	5	14.184	12.217
<b>Total passivo circulante</b>		<b>12.457</b>	<b>13.393</b>	<b>763.371</b>	<b>524.217</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Arrendamentos	15	-	-	376.001	356.162
Provisão para abandono	18	-	-	746.898	485.566
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	134.377	161.019
Impostos e contribuição a recolher	11.2	-	-	8.167	7.274
Obrigações de consórcio	19	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	214.605	-
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.537.970</b>	<b>1.067.943</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
Capital social integralizado	28	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital	28	30.759	30.084	30.759	30.084
Reserva de lucros	28	527.446	578.445	527.446	578.445
Outros resultados abrangentes		97.115	102.080	97.115	102.080
Ações em tesouraria	29	(27.401)	(33.245)	(27.401)	(33.245)
Lucro (prejuízo) líquido do período		619.921	-	619.921	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>3.325.956</b>	<b>2.755.480</b>	<b>3.325.956</b>	<b>2.755.480</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>3.338.413</b>	<b>2.768.873</b>	<b>5.627.297</b>	<b>4.347.640</b>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021 E 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
RECEITA LÍQUIDA	20	-	-	-	-	349.383	530.111	243.799	534.079
CUSTOS	21.1	-	-	-	-	(207.286)	(317.760)	(178.838)	(377.206)
LUCRO BRUTO		-	-	-	-	142.097	212.351	64.961	156.873
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS									
Gerais e administrativas	21.2	(2.140)	(3.594)	(1.578)	(3.239)	(22.014)	(41.967)	(16.369)	(32.619)
Equivalência patrimonial	12	637.726	623.330	114.233	59.647	178	(162)	5.903	11.066
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	22	-	-	-	-	(46.897)	(63.847)	(17.710)	(32.397)
Outras operacionais líquidas	23	2	2	-	-	838.326	837.836	154.387	154.401
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		635.588	619.738	112.655	56.408	911.690	944.211	191.172	257.324
Rendimento das aplicações financeiras	24	133	188	26	87	(6.055)	18.015	18.308	65.380
Outras receitas e despesas financeiras	24	(8)	(5)	(7)	(11)	32.616	(50.560)	(43.432)	(249.615)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		125	183	19	76	26.561	(32.545)	(25.124)	(184.235)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		635.713	619.921	112.674	56.484	938.251	911.666	166.048	73.089
Imposto de renda e contribuição social correntes	11.3	-	-	-	-	(9.855)	(10.669)	6.416	(26.158)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	-	-	-	-	(292.683)	(281.076)	(59.790)	9.553
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		635.713	619.921	112.674	56.484	635.713	619.921	112.674	56.484
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	28	2,42	2,36	0,43	0,22				

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021 e 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Lucro (prejuízo) líquido do período		635.713	619.921	112.674	56.484	635.713	619.921	112.674	56.484
Outros resultados abrangentes									
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		(12.003)	(2.389)	(60.330)	31.758	(12.003)	(2.389)	(60.330)	31.758
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	12	(9.724)	(2.576)	9.176	80.693	(9.724)	(2.576)	9.176	80.693
Resultado abrangente do período		<u>613.986</u>	<u>614.956</u>	<u>61.520</u>	<u>168.935</u>	<u>613.986</u>	<u>614.956</u>	<u>61.520</u>	<u>168.935</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021 e 2020

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reserva de lucros			Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
		Capital social integralizado	Plano de opções de ações	Reserva legal	Reserva de Investimentos	Outros resultados abrangentes				
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2020		2.078.116	29.588	93.713	390.684	50.797	300.000	(36.452)	(29.909)	2.876.537
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	80.693	-	-	-	80.693
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	31.758	-	-	-	31.758
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	(300.000)	-	-	(300.000)
Realização do plano de opção de ação	28	-	524	-	-	-	-	3.155	-	3.679
Lucro (prejuízo) líquido do período	26	-	-	-	-	-	-	-	56.484	56.484
SALDOS EM 30 DE JUNHO DE 2020		2.078.116	30.112	93.713	390.684	163.248	-	(33.297)	26.575	2.749.151
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2021		2.078.116	30.084	98.413	429.033	102.080	50.999	(33.245)	-	2.755.480
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	(50.999)	-	-	(50.999)
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	(2.576)	-	-	-	(2.576)
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	(2.389)	-	-	-	(2.389)
Realização do plano de opção de ação	12.2	-	675	-	-	-	-	5.844	-	6.519
Lucro líquido do período	28	-	-	-	-	-	-	-	619.921	619.921
SALDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021		2.078.116	30.759	98.413	429.033	97.115	-	(27.401)	619.921	3.325.956

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021 e 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2021 a 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
Lucro líquido do período		619.921	56.484	619.921	56.484
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial		(623.330)	(59.647)	162	(11.066)
Amortização e depreciação	13/14	-	-	181.869	178.947
Amortização e depreciação - IFRS 16	15	-	-	95.302	76.176
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.4	-	-	281.076	(9.553)
Encargos financeiros IFRS 16	15	-	-	(21.952)	27.653
Variação cambial IFRS 16	15	-	-	13.006	253.813
Aquisição de investimento		-	-	-	(120.982)
Aumento de participação em consórcio	14	-	-	(821.399)	-
Encargos financeiros - empréstimos	16	-	-	4.872	5.640
Baixa de imobilizado / intangível	13/14	-	-	10.115	30
Despesa com plano de opção de ação	29	5.844	3.154	5.844	(1.634)
Provisão para imposto de renda e contribuição social	11.3	-	-	10.669	26.158
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	(162)	(1.805)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	6	-	-	(195.175)	111.510
Impostos a recuperar	11.1	(479)	441	(13.895)	(60.654)
Partes relacionadas	9	-	123	(64)	25.040
Instrumentos financeiros		-	-	(3.579)	40.833
Outros ativos		(74)	(36)	(14.292)	(59.752)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		75	42	(77.229)	5.308
Impostos a recolher	11.2	(1.717)	(14.695)	20.588	(25.224)
Partes relacionadas	9	673	-	38.818	(6.342)
Obrigações de consórcios	19	-	-	26.954	-
Outros passivos		33	(1)	16.687	66.375
Juros pagos	16	-	-	(5.743)	(4.828)
Provisão para abandono (AVP)	18	-	-	4.387	3.351
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>946</u>	<u>(14.135)</u>	<u>176.780</u>	<u>575.478</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Caixa restrito	10	-	-	113.543	(77.693)
Aplicações financeiras	5	(11.400)	8.679	(232.898)	83.203
Pagamentos de imobilizado	13	-	-	(17.829)	(17.071)
Pagamentos de intangível	14	-	-	(1.809)	-
Recebimento por transação de combinação de negócio	18	-	-	278.313	-
Recebimento de dividendos		61.355	305.655	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>49.955</u>	<u>314.334</u>	<u>139.320</u>	<u>(11.561)</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Amortização de empréstimo	16	-	-	(27.634)	(25.627)
Pagamento de dividendos	28	(50.999)	(300.000)	(50.999)	(300.000)
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	15	-	-	(152.300)	(156.576)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		<u>(50.999)</u>	<u>(300.000)</u>	<u>(230.933)</u>	<u>(482.203)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	2.576	(105.694)
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>(98)</u>	<u>199</u>	<u>87.743</u>	<u>(23.980)</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		371	245	103.248	51.278
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		<u>273</u>	<u>444</u>	<u>190.991</u>	<u>27.298</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>(98)</u>	<u>199</u>	<u>87.743</u>	<u>(23.980)</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais



ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2021 e 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020	01/01/2021 a 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020
RECEITAS		-	-	1.439.168	736.925
Vendas de gás e óleo		-	-	552.427	509.112
Outras receitas		-	-	871.403	205.477
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	15.338	22.336
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(1.158)	(976)	(111.393)	(148.456)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(91.826)	(127.019)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(1.158)	(976)	(19.567)	(21.438)
Outros		-	-	-	1
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(1.158)	(976)	1.327.775	588.469
DEPRECIÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	13/14	-	-	(246.287)	(245.992)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(1.158)	(976)	1.081.488	342.477
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		623.531	59.737	23.992	133.865
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	12.2	623.330	59.647	(162)	11.066
Receitas financeiras	24	201	90	20.080	84.681
Outros		-	-	4.074	38.118
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>622.373</u>	<u>58.761</u>	<u>1.105.480</u>	<u>476.342</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		1.958	1.819	30.533	22.420
Benefícios		81	81	3.604	9.027
F.G.T.S		-	-	1.525	1.534
Outros		0	-	38	28
		<u>2.039</u>	<u>1.900</u>	<u>35.700</u>	<u>33.009</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		395	364	324.775	31.536
Estaduais		-	-	29.494	14.979
Municipais		-	-	38.436	32.971
		<u>395</u>	<u>364</u>	<u>392.705</u>	<u>79.486</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	18.142	5.904
Aluguéis		-	-	457	329
Despesas bancárias		18	13	30.953	32.844
Variação monetária / cambial		-	-	7.602	268.286
		<u>18</u>	<u>13</u>	<u>57.154</u>	<u>307.363</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período	28	619.921	56.484	619.921	56.484
		<u>619.921</u>	<u>56.484</u>	<u>619.921</u>	<u>56.484</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>622.373</u>	<u>58.761</u>	<u>1.105.480</u>	<u>476.342</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

## ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

### NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 30 DE JUNHO DE 2021

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

---

#### 1. CONTEXTO OPERACIONAL

##### Estrutura societária:

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 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”.

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 e partilha da produção.

Em 30 de junho de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia detém participação em 22 consórcios, 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, 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. Assim, Barra Energia 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 entre as duas Partes, incluindo as afiliadas, restringe novos litígios e extingue todos os litígios existentes. Assim, a transferência da participação dos 20% da Dommo já realizada para a Enauta em exercícios anteriores não será mais objeto de qualquer litígio no contexto do consórcio.

O valor do acordo foi estabelecido em USD 2 milhões (equivalentes a R\$10.770 reconhecidos em 30 de abril de 2021), onde USD1 milhão foi pago em 30 de abril de 2021 e os saldos remanescentes serão pagos em quatro parcelas com vencimentos em abril e dezembro dos anos findos 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 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 Companhia passará 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 R\$216.000) para a Enauta Energia, referente às operações de abandono futuro dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo de Atlanta, quando da desistência do parceiro, valor esse recebido pela Companhia em 28 de junho de 2021 (notas explicativas 14.1 e 18).

Essa transação de transferência dos 50% dos direitos e obrigações da Barra Energia foi analisada e concluída pela Administração nesse trimestre findo em 30 de junho de 2021 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3 (nota explicativa 14 para referência).

#### 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 está sujeito a uma série de condições precedentes, as quais até a data da elaboração destas informações financeiras trimestrais findas em 30 de junho de 2021 não haviam sido concluídas. Após o preenchimento de todas essas condições, a Companhia fará 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 será transferido para a adquirente Gás Bridge S.A..

Aquisição e baixas no período intermediário 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 é de R\$2.100, sendo R\$633 a parcela da Enauta, foram pagos em dezembro de 2020. O Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) será executado em até 6 anos.

No período findo em 30 de junho de 2021 ocorreu a provisão de baixa do bloco exploratório CE-M-661, no montante de R\$37.068, conforme descrito na nota explicativa 22 (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, quando comparado ao último trimestre findo em 31 de março de 2021 e o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, em decorrência da pandemia.

## 2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das informações financeiras trimestrais, individuais e consolidadas estão definidas a seguir:

### 2.1. Declaração de conformidade

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

### 2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais compreendem as informações financeiras trimestrais 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 incluídas 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 informações financeiras trimestrais foram elaboradas no curso normal dos negócios. A Administração efetuou uma avaliação da capacidade da Companhia em dar continuidade às suas atividades e não identificou dúvidas da capacidade operacional.

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pelo Grupo Enauta encontra-se descrito nos tópicos abaixo:

### 2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

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

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

Nas informações financeiras trimestrais individuais da Companhia as informações financeiras trimestrais das controladas diretas e indiretas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

Quando necessário, as informações financeiras trimestrais 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 informações financeiras trimestrais consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture.

#### Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	País de operação	Controle	Participação	
			30/06/2021	31/12/2020
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

A Enauta Energia 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, na Holanda 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.

### Participações da Companhia em fundo de investimento

As informações financeiras trimestrais 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:

Fundo exclusivo	CNPJ
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*”

Uma “*joint venture*” é um acordo contratual por meio do qual uma Companhia exerce uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da “*joint venture*” requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Os acordos de “*joint venture*” que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A controlada indireta QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas informações financeiras trimestrais usando o método de equivalência patrimonial.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda 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.

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 transferida integralmente à Enauta em 07 de julho de 2021 conforme descrito na nota explicativa 34.ii (eventos subsequentes). Em 30 de junho de 2021 os resultados apurados na controlada em conjunto foram capturados por equivalência patrimonial. Quando a Companhia realiza uma transação com uma joint venture do Grupo, os lucros e prejuízos resultantes da transação com a joint venture são reconhecidos nas informações financeiras trimestrais consolidadas somente na extensão das participações na joint venture que não estejam relacionadas ao Grupo.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de operação	Controle	Tipo de negócio	Participação	
				30/06/2021	31/12/2020
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto ( <i>Joint venture</i> )	50%	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.

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 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 que 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, desenvolvimento e produção 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 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 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 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 18). 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, no trimestre findo em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020, indicativos de deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. As principais premissas utilizadas pela Companhia em seu teste de recuperação de ativos efetuado em 31 de dezembro de 2020 encontram-se divulgados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes aquele exercício.

#### 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 informações financeiras trimestrais 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 27). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de 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).

A provisão 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 17).

## 2.16. Obrigações legais

Os valores referentes aos litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outras obrigações desta natureza são provisionados com base na avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente e/ou divulgado em suas informações financeiras trimestrais.

## 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 informações financeiras trimestrais. 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 ano de 2020 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\$2.000.

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

O plano de remuneração baseado em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa nº 28 .

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. As informações financeiras trimestrais do Grupo foram preparadas de acordo com o CPC 48 (IFRS 9), classificando os ativos financeiros entre as três principais categorias: mensurados ao custo amortizado, VJORA (valor justo por meio de outros resultados Abrangentes) e VJR (valor justo por meio do resultado).

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.

### 2.21.1. Ativos financeiros

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.

#### 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 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 classificado 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 período de relatório. 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 todos os ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte;
- Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal;
- Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira;
- Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros; ou
- Aumento significativo do risco de crédito da contraparte.

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. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em exercícios subsequentes.

A Companhia apura as perdas estimadas em PECLD das contas a receber com base na abordagem simplificada prevista no CPC 48.

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 informações financeiras trimestrais, 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. A controlada indireta e a controlada em conjunto sediadas na Holanda, utilizam o dólar norte-americano ("US\$") como moeda funcional. As informações financeiras trimestrais das controladas e controlada em conjunto são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

### 2.22.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais 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 informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.



A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PECLD), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

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

Esta demonstração é preparada de acordo com o CPC03 (R2) (IAS7) através do método indireto. A Companhia classifica na rubrica de caixa e equivalentes de caixa os saldos de numerários conversíveis imediatamente em caixa e os investimentos de alta liquidez sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

#### 2.25. Lucro líquido por ação

O lucro líquido por ação básico e lucro líquido por ação diluído são computados pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

#### 2.26. Novas normas, alterações e interpretações

As normas revisadas apresentadas a seguir passaram a ser aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2021 e, portanto, estão sendo adotadas nas informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2021. As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto significativo nas informações financeiras trimestrais 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 data de autorização destas informações financeiras intermediárias, a Companhia não aplicou as normas e interpretações novas e revisadas que foram emitidas, mas ainda não tem sua adoção mandatória, apresentadas a seguir.

Norma ou interpretação	Descrição	Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após
Alterações ao CPC 15/IFRS 3	Referência à Estrutura Conceitual	01/01/2022
Alterações ao CPC 27/IAS 16	Imobilizado: Receitas antes do uso pretendido	01/01/2022
Alterações ao CPC 25/IAS 37	Contrato oneroso – custo de cumprimento do contrato	01/01/2022
Melhoras anuais ciclo 2018-2020	Alterações diversas no IFRS 1, IFRS9, IFRS 16 e IAS 41	01/01/2022
Alterações ao CPC 23/IAS 8	Definição de estimativas contábeis	01/01/2023
Alterações ao CPC 26/IAS 1	Divulgação de políticas contábeis materiais	01/01/2023
Alterações ao CPC 26/IAS 1	Classificação do Passivo em Circulante ou Não Circulante	01/01/2023
Alterações ao CPC 36(R3)/ IFRS 10 e ao CPC 18(R2)/ IAS 28	Venda ou Constituição de Ativos entre um Investidor e sua Coligada ou “Joint Venture”	Postergada indefinidamente
Alterações ao CPC 32/IAS 12	Imposto diferido relacionado a ativos e passivos de uma transação única	01/01/2023

Não é esperado que a adoção das normas listadas acima tenha impacto relevante sobre as informações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, em períodos futuros.

## 2.27. Arrendamentos - direitos de uso

O IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 Operações de Arrendamento Mercantil (IAS 17) e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). O Grupo aplicou inicialmente o CPC 06(R2) (IFRS 16) a partir de 1º de janeiro de 2019. O Grupo adotou o CPC 06(R2) utilizando a abordagem retrospectiva modificada, na qual o efeito cumulativo da aplicação inicial foi reconhecido no saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019.

O IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário 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. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento mudou, pois a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional por um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento

## 2.28. Receita de contrato com cliente

A Companhia reconhece a sua receita de acordo com o CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente. Neste sentido, os efeitos decorrentes dos contratos com os clientes somente são registrados quando todos os critérios estabelecidos pela norma são atendidos, incluindo a aprovação do contrato, a identificação dos direitos de cada parte frente aos produtos a serem transferidos e, quando os termos de pagamento são identificáveis e quando se observar que é provável que a Companhia receberá pela contraprestação à qual terá direito em troca dos ativos a serem transferidos ao cliente.

O contrato entre as partes também avalia os produtos prometidos e as respectivas obrigações de desempenho, bem como determina o preço da transação em bases contratuais e suas práticas de mensuração que leva em consideração a contraprestação especificada. Nesse contexto, as receitas referentes à extração de petróleo e gás natural, dentre outros, 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.

Assim, a receita é reconhecida quando a Companhia satisfaz a obrigação de desempenho que acontece quando o a transferência do bem prometido é efetivada para o cliente. O bem é considerado transferido quando está de posse do cliente, ou seja, quando o cliente tem controle e obtém substancialmente todo 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 14 – aumento de participação em consórcio Atlanta).

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 ser atribuídos a estas unidades.

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 doze meses esses serão registrados contabilmente no valor justo inicial da combinação de negócios. Caso identificados fora desse período de doze meses, esses ajustes serão registrados na demonstração do resultado como alterações decorrentes de estimativas e julgamentos.

### 3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa nº 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, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social 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 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro 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. As principais premissas utilizadas para determinar o valor justo 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. A nota explicativa 27 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 o período, 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, 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 informações financeiras trimestrais os passivos fiscais diferidos são apresentados como redutores de ativo fiscal diferido quando se referem a mesma Entidade.

#### 3.2.5. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das informações financeiras trimestrais é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 17). 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 informações financeiras trimestrais 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, 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 (nota explicativa 18).

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 planejada pelo comitê de operações de cada bloco.

## 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, conforme as diretrizes da Lei Federal nº 10.101/2000, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

## 4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalentes de caixa

	<u>Controladora</u>	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	273	371
Total	<u>273</u>	<u>371</u>
	<u>Consolidado</u>	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	190.991	103.248
Total	<u>190.991</u>	<u>103.248</u>

Em 30 de junho 2021 e 31 de dezembro 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.

## 5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	<u>Controladora</u>	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	14.060	2.660
Total	<u>14.060</u>	<u>2.660</u>
Circulante	<u>14.060</u>	<u>2.660</u>



	Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	40.510	85.267
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	1.801.665	1.524.010
CDB (pós-fixado CDI)	16.167	15.942
Títulos públicos (LFT/NTN)	1.448.238	1.134.872
Letras financeiras (ii)	337.260	373.196
Total	1.842.175	1.609.277
Circulante	1.842.175	1.609.277

- i. A controlada Enauta Energia 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 dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI.
- ii. Letras Financeiras dos Bancos ABC, Alfa, BNP, Bradesco, Daycoval, Itaú, Safra, Volkswagen e Votorantim.

a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 101,35% da variação da taxa CDI acumulada em 30 de junho 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 de um volume mínimo anual de gás à Petrobras 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*.

Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao referido contrato de venda de gás que previa a compra do volume de 23 bilhões de m<sup>3</sup> de gás, que elevou o volume contratado para toda a reserva do campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

Até 30 de abril de 2021 a controlada Enauta Energia possuía um contrato com a Shell para a comercialização da produção do sistema de produção antecipada (“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 e 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 Landing. 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\$282.894 e R\$87.719 registrados em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras (R\$109.097 em 30 de junho de 2021 e R\$87.719 em 31 de dezembro de 2020). O prazo médio de recebimento é de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

Em Manati, a produção ficou suspensa de 22 de fevereiro a 25 de maio de 2020. Em março de 2020, fomos notificados pela Petrobras de que a atual pandemia de Covid-19 configurava, no seu entender, evento de força maior, ocasionando diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e afetando seu compromisso de retirada.

Em outubro de 2020, o consórcio concluiu a negociação relacionada à notificação acima citada e assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia. Desta forma, não há saldo a receber de take or pay em 30 de junho de 2021.

- Operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell, no montante de R\$173.797 no período findo em 30 de junho 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, conforme divulgado no fato relevante em 19 de novembro de 2020. Essa situação operacional, resolvida no primeiro semestre de 2021, justifica a variação entre os saldos de contas a receber junto ao cliente Shell entre 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020.

Em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente, inadimplência ou atrasos nestes contratos.

## 7. 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 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os créditos com parceiros não vencidos montam a R\$10.295 e R\$46.761, respectivamente.

Em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os débitos com parceiros (registrados na conta de fornecedores) não vencidos montam de R\$19.964 e R\$89.318, respectivamente.

## 8. ESTOQUES

Em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	389	751
Produtos acabados		
Óleo (a)	<u>29.110</u>	<u>208</u>
Total	<u>29.499</u>	<u>959</u>
Circulante	<u>29.499</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 a falha operacional em seus equipamentos, fazendo com que os estoques de óleo em 31 de dezembro de 2020 fosse atipicamente baixo. Ressaltamos que em função do acordo com a Barra Energia conforme descrito na nota explicativa 1, a produção e estoques a partir de 25 de junho de 2021 passam a ser integralmente da Enauta Energia.

## 9. PARTES RELACIONADAS

## (i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas que são suas partes relacionadas, 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			
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>		
<u>Contas a receber - circulante</u>				
Constellation _ QGOG (a)	122	50		
QGEP BV (b)	<u>113</u>	<u>121</u>		
Total	<u>235</u>	<u>171</u>		
	Controladora		Consolidado	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Contas a pagar - circulante</u>				
AFBV (c)	-	-	57.344	18.526
Enauta Energia (d)	<u>12.056</u>	<u>11.383</u>	-	-
Total	<u>12.056</u>	<u>11.383</u>	<u>57.344</u>	<u>18.526</u>

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
Serviços compartilhados (a)	40	103	28	55
Despesas de plano de opção de ações (d)	-	-	(67)	5.549
Leasing de equipamentos subsea e FPSO (c)	(31.842)	(54.564)	(56.467)	(117.674)
Total	<u>(31.802)</u>	<u>(54.461)</u>	<u>(56.506)</u>	<u>(112.070)</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 no FPSO. O pagamento do subcharter é mensurado pela produção dos períodos, onde no mês de dezembro de 2020 foi impactado significativamente pela diminuição da produção devido a reparos feitos no FPSO.
- (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			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Benefícios de curto e longo prazos	1.452	2.430	1.127	2.264

	Consolidado			
	<u>01/04/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/04/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>
Benefícios de curto e longo prazos	3.064	7.708	2.971	5.317

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 benefícios de aposentadoria descrito na nota explicativa 31.

Na AGOE de 30 de abril de 2021 foram aprovadas 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 a se encerrar em 31 de dezembro de 2021, no valor total de até R\$4.616.

Adicionalmente, foi aprovada em AGOE da mesma data 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 a se encerrar em 31 de dezembro de 2021.

#### 10. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação financeira - garantidoras (a)	95.152	223.310
Fundo de abandono (b)	373.053	358.438
Total	<u>468.205</u>	<u>581.748</u>
Circulante	-	-
Não circulante	<u>468.205</u>	<u>581.748</u>

#### Composição:

- (a) Garantia para empréstimos e financiamentos no montante de R\$68.879. O valor de R\$26.273 refere-se à garantia de PEM dos blocos SEAL-M-430, SEAL-M-503 e SEAL-M-573. Em dezembro de 2020 a Companhia substituiu a garantia do Banco Citibank pelo Banco Daycoval por ter menor custo de fiança cobrado a Companhia.
- (b) O “fundo de abandono” é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta, sendo as regras dos fundos aprovadas pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati é representado por 50% do volume aplicado em títulos de renda fixa, atrelado ao CDI, e 50% em fundo cambial. A rentabilidade consolidada do fundo foi de -0,96% (saldo acumulado de R\$241.310 - participação Enauta) para o período findo em 30 de junho de 2021 (15,87% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

O fundo de abandono de Atlanta, no montante de R\$131.743 em 30 de junho de 2021 (R\$127.374 em 31 de dezembro de 2020) é representado por 30% do volume aplicado em títulos de renda fixa, atrelados ao CDI e 70% em fundo cambial. A rentabilidade acumulada do fundo cambial foi de -3,56% para o período findo em 30 de junho de 2021 (0,01% acumulada no exercício findo em 31 de dezembro de 2020), sendo a rentabilidade consolidada do fundo de -2,35% para o período findo em 30 de junho de 2021 (2,64% acumulada no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

Conforme descrito na nota explicativa 1, a partir de 25 de junho de 2021, a integralidade do fundo de abandono passou a ser da Enauta Energia. Dos montantes totais apresentados de aplicação do fundo de abandono de Atlanta em 31 de dezembro de 2020, 50% (R\$63.687 em 31 de dezembro de 2020) refere-se a parte do parceiro Barra Energia mantida na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia.

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

Campos	Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020
Manati	241.310	231.064
Atlanta	<u>131.743</u>	<u>127.374</u>
Total	<u>373.053</u>	<u>358.438</u>

## 11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

### 11.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
Antecipação IR e CSLL (b)	887	382	11.756	5.308
Imposto retido na fonte (a)	27	53	7.682	9.112
Recuperação PIS / COFINS (c)	-	-	68.263	57.099
Crédito PIS/COFINS	-	-	2.697	4.694
ICMS - ativo imobilizado	-	-	144	202
Outros créditos	-	-	60	292
Total	<u>914</u>	<u>435</u>	<u>90.602</u>	<u>76.707</u>
Circulante	<u>914</u>	<u>435</u>	<u>19.598</u>	<u>16.277</u>
Não circulante	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>71.004</u>	<u>60.430</u>

## 11.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
IR e CSLL	-	-	4.594	-
ICMS (d)	-	-	11.880	10.234
PIS/COFINS (c)	2	1.758	7.880	-
IRRF sobre serviços/salários	94	55	1.012	1.561
<i>Royalties</i> (f)	-	-	10.378	2.964
Participação especial (f)	-	-	1.263	173
IRRF sobre remessas estrangeiras (g)	-	-	4.601	4.601
Outros (h)	2	2	3.290	4.777
Total	98	1.815	44.898	24.310
Circulante	98	1.815	36.731	17.036
Não circulante	-	-	8.167	7.274

- (a) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas", na controlada Enauta Energia.
- (b) Antecipação de IR e CSLL a compensar de períodos anteriores.
- (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, em que foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS. Em maio de 2021, após julgamento do STF sobre a matéria atualizamos o cálculo desses créditos conforme decisão judicial em definitivo e adicionamos R\$10.700 como PIS e COFINS a recuperar (nota explicativa 17).
- (d) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 20.
- (e) O valor da controladora refere-se aos juros sobre capital próprio ("JCP") e no consolidado refere-se, principalmente, aos débitos incidentes sobre a venda de gás natural do campo de Manati.
- (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 25.
- (g) O valor 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) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.

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

	Controladora			
	<u>01/04/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/04/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>
Prejuízo antes do IR e CSLL	635.713	619.921	112.674	56.484
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de IR e CSLL às alíquotas oficiais	(216.142)	(210.773)	(38.309)	(19.205)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	216.827	211.932	38.839	20.281
Prejuízos fiscais não ativados	(685)	(1.159)	(524)	(1.076)
Despesas indedutíveis/ receita não tributável:				
Permanentes	-	-	(6)	-
IR/CS correntes	-	-	-	-
IR/CS diferidos	-	-	-	-
	Consolidado			
	<u>01/04/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/04/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>
Lucro antes do IR e CSLL	938.251	911.666	166.047	73.090
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de IR e CSLL às alíquotas oficiais	(319.005)	(309.966)	(56.456)	(24.851)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	60	(55)	-	-
Prejuízos fiscais não ativados(a)	(686)	(1.165)	(524)	(1.076)
Incentivos fiscais	18.172	22.055	7.241	11.652
Despesas indedutíveis/ receita não tributável:				
Permanentes	(1.079)	(2.614)	(3.634)	(2.328)
IR/CS correntes	(9.855)	(10.669)	6.416	(26.158)
IR/CS diferidos	(292683)	(281.076)	(59.790)	9.553

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de junho de 2021 a Enauta Participações possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$3.409, (R\$900 para Prejuízo Fiscal e 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.



## 11.4. 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>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	137.732	117.991
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	573	628
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	56.282	75.984
Provisões diversas	<u>22.274</u>	<u>8.449</u>
Total	<u>216.861</u>	<u>203.052</u>

	<u>Consolidado</u>	
	<u>30/06/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição passivo fiscal diferido</u>		
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(39.129)	(40.739)
Crédito de exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(23.209)	(19.414)
Provisão venda de óleo	(10.904)	-
Depreciação acelerada	(45.920)	(45.920)
Provisão para abandono	(29.699)	(26.373)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	<u>(279.276)</u>	<u>-</u>
Provisões diversas	<u>(3.329)</u>	<u>(4.128)</u>
Total	<u>(431.466)</u>	<u>(136.574)</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido</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	19.741
Arrendamento - IFRS 16/CPC 06	(19.702)
Provisões diversas - adições e reversões	<u>13.770</u>
Saldo em 30 de junho de 2021	<u>216.861</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.	1.610
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(3.796)
Provisão venda de óleo	(10.904)
Provisão para abandono	(3.325)
Ajuste a valor justo – campo de Atlanta	<u>(279.276)</u>
Provisões diversas - exclusões e reversões	799
Saldo em 30 de junho de 2021	<u><u>(431.466)</u></u>
<u>Saldo do passivo diferido, líquido</u>	<u><u>214.605</u></u>

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2020 com as realizações até 30 de junho de 2021. O estudo demonstra a viabilidade da recuperação desses créditos fiscais registrados em 30 de junho de 2021.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 30 de junho de 2021:

<u>Ativo diferido</u>	
2021	21.298
2022	520
A partir de 2023	<u>195.043</u>
Total	<u><u>216.861</u></u>
<u>Passivo diferido</u>	
2021	(11.037)
2022	(46.086)
A partir de 2023	<u>(374.343)</u>
Total	<u><u>(431.466)</u></u>

## 12. INVESTIMENTOS

## 12.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do exercício:

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação no capital votante e total detidos
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	50%

## 12.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

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

	30/06/2021		
	Enauta Energia	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50% (a)
	R\$	R\$	R\$ (*)
Capital social	2.042.553	2	2
Patrimônio líquido	3.323.091	70.677	31.941
Resultado do período	623.330	(2.858)	(324)
Ativo total	5.621.220	73.720	627.444
Passivo total	2.298.129	3.043	595.503
Receita operacional líquida	530.111	-	34.197

- (a) 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” .

	31/12/2020		
	Enauta Energia	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50%
	R\$	R\$	R\$ (*)
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	2.749.257	76.112	54.727
Lucro líquido 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.

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

	30/06/2021	
	Controladora Enauta	Consolidado AFBV
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257	27.138
Redução de Capital	-	(9.839)
Plano de opção de ações	675	-
Pagamento de dividendos (a)	(45.206)	-
Ajustes acumulados de conversão	(2.576)	(1.166)
Hedge	(2.389)	-
Resultado do período	<u>623.330</u>	<u>(162)</u>
Saldo em 30 de junho de 2021	<u><u>3.323.091</u></u>	<u><u>15.971</u></u>

	31/12/2020	
	Controladora	Consolidado
	Enauta	AFBV
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	<u>2.749.257</u>	<u>27.138</u>

- (a) A Administração da Companhia propôs a distribuição de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório no valor de R\$45.206 O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia em 11 de maio de 2021.
- (b) Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 15 de abril de 2020, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao JCP (item b) no valor de R\$218.500. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.

### 13. IMOBILIZADO

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		30/06/2021		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.915	(2.182)	733
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.136)	420
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.533	(3.423)	1.110
Imóveis	4%	6.363	(1.244)	5.119
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>19.648</u>	<u>(12.092)</u>	<u>7.556</u>
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(15.914)	928
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)		1.377.369	(738.393)	638.976
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.062.859</u>	<u>(961.390)</u>	<u>101.469</u>
Subtotal		<u>2.457.070</u>	<u>(1.715.697)</u>	<u>741.373</u>
Total		<u>2.476.718</u>	<u>(1.727.789)</u>	<u>748.929</u>

	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 Atlanta (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, os quais já estão em fase de produção.
- (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 25 (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				
	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás -Atlanta	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2020	18.869	16.844	916.888	1.007.641	1.960.242
(+) Adições do exercício	578	-	453.393	66.157	520.128
(-) Baixas do exercício	-	(2)	(111)	-	(113)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	19.447	16.842	1.370.170	1.073.798	2.480.257
(+) Adições do período	201	-	7.199	(10.939)	(3.539)
(-) Baixas do período	-	-	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2021	19.648	16.842	1.377.369	1.062.859	2.476.718

Em 31 de dezembro de 2020 as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se principalmente a: (d) R\$132.510 de provisão de abandono e R\$329.127 a aquisição de equipamentos da AFBV, (e) R\$ R\$61.158 de provisão de abandono de Manati e (f) baixa do campo de Oliva.

Em 30 de junho de 2021 as principais variações de imobilizado no período referem-se a provisão de abandono de campos em produção Manati e BS-4 (principalmente variação cambial na mensuração da provisão de abandono que nesse trimestre teve o efeito de apreciação do real perante à moeda americana).

Depreciações e amortizações	Depreciações imobilizado corporativo	Amortizações gastos com exploração de recursos naturais	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo-Atlanta	Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2020	(10.588)	(15.347)	(346.532)	(890.027)	(1.262.494)
(-) Adições do exercício	(1.020)	(332)	(246.244)	(41.062)	(288.658)
(+) Baixas do exercício	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>(11.608)</u>	<u>(15.679)</u>	<u>(592.776)</u>	<u>(931.089)</u>	<u>(1.551.152)</u>
(-) Adições do período	(484)	(235)	(145.617)	(30.301)	(176.637)
(+) Baixas do período	-	-	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2021	<u>(12.092)</u>	<u>15.914</u>	<u>738.393</u>	<u>(961.390)</u>	<u>(1.727.789)</u>

## 14. INTANGÍVEL

### 14.1. 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 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 informações financeiras trimestrais.

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 em R\$1.594.000, aplicando o método de projeção dos fluxos de caixa e baseando-se nas premissas descritas abaixo, tendo gerando um ganho bruto de compra vantajosa de R\$821.399.

- 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 *GaffneyCline* (certificação mais recente contratada pela Companhia), ponderadas pela expectativa da Administração em realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- Sistema de produção antecipado (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 USD 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).

O ganho por compra vantajosa gerou um imposto de renda diferido passivo de R\$ 279.276 (vide nota 11.4) registrado em 30 de junho de 2021.

Ativos adquiridos e passivos assumidos – Participação adicional de 50% - no campo de Atlanta:

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

	R\$
Intangível	797.000
Direito de uso	330.986
Passivos de arrendamento	<u>(330.986)</u>
Total dos ativos identificáveis líquidos ao valor justo	<u>797.000</u>
Contra-prestação transferida	-
Ganho por compra vantajosa	<u>797.000</u>



A parcela do ganho por compra vantajosa referente a participação adicional de 50% foi de R\$797.000, principalmente pelo valor agregado do direito exploratório do Campo de Atlanta adquirido e pela contraparte Barra Energia ter abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio (Campo de Atlanta) quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto. O ganho foi registrado no resultado do período findo em 30 de junho de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração do resultado.

No período de 26 a 30 de junho de 2021, os 50% adicionais de participação no Campo de Atlanta não contribuíram para a formação receitas operacionais ou de lucro para a Companhia pois não ocorreu venda de óleo neste período (emissão do conhecimento de embarque). Se a combinação de negócios tivesse ocorrido no início do período (01 de janeiro de 2021), as receitas da Companhia totalizariam R\$546.744, e o prejuízo das operações seria de R\$(129.767).

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:

	<u>Valor justo da participação anterior</u>	<u>Valor registrado da participação anterior</u>	<u>Ganho na remensuração</u>
Campo de Atlanta	797.000	772.601	24.399

Esse ganho no montante de R\$24.399 foi registrado também na demonstração do resultado do período findo em 30 de junho de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração de resultado.

A contabilização dos ativos líquidos adquiridos nas informações financeiras trimestrais de 30 de junho de 2021 foi efetuada com base em uma avaliação preliminar do valor justo uma vez que a Companhia contratou uma assessoria independente para a realização do PPA (“Purchase Price Allocation”) que até a data de aprovação dessas informações financeira trimestrais ainda não havia sido concluído. Essa conclusão é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

Em continuidade a 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\$65.872 em contra-partida a provisão de abandono do Campo assumida integralmente pela Companhia a partir de 25 de junho de 2021, no montante de R\$ 278.314.

14.2. Os valores de composição do ativo intangível no período findo em 30 de junho de 2021 e exercício findo em 31 de dezembro de 2020 são conforme abaixo:

	Consolidado			Valor contábil 30/06/2021
	Taxa de amortização	Custo	Amortizações	
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(29.253)	221.456
Bônus de assinatura (ii)	-	152.066	-	152.066
Softwares	20%	10.722	(8.303)	2.419
Aumento de participação em consórcio - Atlanta	-	<u>821.399</u>	<u>-</u>	<u>821.399</u>
Total		<u>1.234.896</u>	<u>(37.556)</u>	<u>1.197.340</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
Software	20%	<u>8.912</u>	<u>(8.095)</u>	<u>817</u>
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	Software	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	<u>236.920</u>	<u>162.110</u>	<u>-</u>	<u>561</u>	<u>399.591</u>
(+) Adições (custo)	-	633	-	502	1.135
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(562)	-	-	(562)
(-) Adições (amortização)	<u>(10.439)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(246)</u>	<u>(10.685)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>226.481</u>	<u>162.181</u>	<u>-</u>	<u>817</u>	<u>389.479</u>
(+) Adições (custo)	-	-	821.399 (iv)	1.809	823.208
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(10.115)	-	-	(10.115)
(-) Adições (amortização)	<u>(5.025)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(207)</u>	<u>(5.232)</u>
Saldo em 30 de junho de 2021	<u>221.456</u>	<u>152.066</u>	<u>821.399</u>	<u>2.419</u>	<u>0</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 25).
- (iii) Em 30 de junho de 2021, as baixas referem-se ao bloco CE-M-661 localizado na bacia do Ceará. Em 31 de dezembro de 2020 a baixa refere-se ao campo CAL-M-372 localizado no Bloco BM-CAL-12. Ambos em discussões com os parceiros do consórcio visando posterior devolução à ANP (nota 22).
- (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 14.1.

## 15. ARRENDAMENTOS

Ativo de arrendamento	Consolidado		
	Equipamentos	Imóveis	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	<u>666.811</u>	<u>2.718</u>	<u>669.529</u>
Amortização	(180.538)	(609)	(181.147)
Adições e exclusões de contratos	<u>(90.158)</u>	-	<u>(90.158)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2020	<u>396.115</u>	<u>2.109</u>	<u>398.224</u>
Amortização	(95.149)	(153)	(95.302)
Aumento participação – BS-4	330.986	-	330.986
Adições e exclusões de contratos	30.091	-	30.091
Atualização de contratos (a)	30.496	(758)	29.738
Saldos em 30 de junho de 2021	<u>692.539</u>	<u>1.198</u>	<u>693.737</u>

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 ("accretions")	-	62.618	62.618
Outros	-	2.764	2.764
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>638.109</u>	<u>(73.133)</u>	<u>564.976</u>
Pagamentos	(152.300)	-	(152.300)
Adições e exclusões de contratos	31.940	(1.850)	30.090
Aumento de participação BS-4	355.418	(24.432)	330.986
Variação cambial de arrendamentos	(14.390)	1.384	(13.006)
Reconhecimento AVP ("accretions")	-	21.952	21.952
Atualização de contratos e encargos	21.338	(1.179)	20.159
Saldo em 30 de junho de 2021	<u>880.115</u>	<u>(77.258)</u>	<u>802.857</u>

(a) Refere-se ao aditamento de determinados contratos já existentes no período findo em 30 de junho de 2021 relativas a postergação de prazo e alterações nas taxas de descontos.

Os ativos de direito de uso representam os seguintes ativos subjacentes em 30 de junho de 2021:

Ativos de direito de uso	Custo	Amortização	Total
FPSO	737.381	(262.742)	474.639
Equipamentos subsea	194.292	(69.407)	124.885
Embarcações	200.409	(107.394)	93.015
Imóveis	2.570	(1.372)	1.198
Total - ativos direito de uso	<u>1.134.652</u>	<u>(440.915)</u>	<u>693.737</u>

Impactos no período:

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. Não houve pagamentos variáveis referente aos contratos de leasings reconhecidos

## 16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

	30/06/2021	31/12/2020	Consolidado		
			Encargos	Forma de pagamento – juros	Vencimento
Moeda nacional					
BNB - Banco do Nordeste (c)	107.264	117.533	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	38.433	47.210	Subcrédito A: 3,5% a.a.	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	43.596	53.056	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a. - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
	82.029	100.266			
Total	189.293	217.799			
Circulante	54.323	56.054			
Não circulante	134.971	161.745			
Total consolidado - Saldo bruto (b)	189.294	217.799			
Custo do empréstimo Finep	(594)	(726)			
Saldo consolidado líquido	188.700	217.073			

Em junho de 2021 a TJLP foi de 4,61% a.a. (4,55% a.a em 31 de 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\$594 em 30 de junho 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.

## 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	217.799
(+) Adições de juros	4.872
(-) Amortização de principal	(27.634)
(-) Amortização de juros	(5.743)
Saldo bruto do custo de empréstimo	189.294
(-) Custo do empréstimo FINEP	(594)
Saldo final em 30 de junho de 2021	<u>188.700</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>30/06/2021</u>
2022- a partir de 1° de julho	53.613
2023	26.309
2024	17.233
2025 a 2026	<u>37.222</u>
Total	<u>134.377</u>

De acordo com os termos do contrato da 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 do 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 10). Caso os três projetos envolvidos (BM-CAL-12, BM-J-2 e BM-CAL-5) na dívida BNB sejam descontinuados e devolvidos à ANP, o contrato prevê a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderá ultrapassar setembro de 2022.

## 17. 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 nas informações financeiras trimestrais referentes a 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020.

### 17.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais, encontram-se apresentados abaixo e os valores informados estão atualizados até 30 de junho 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\$575 (participação da Enauta).

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\$178 (participação da Enauta).

### 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 causando danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$10.322 (participação da Enauta).

### 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).

### 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.

### 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 11.2 (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\$64.168 (participação Enauta).

#### 17.2. 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, na 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 30 de junho de 2021 no montante de R\$68.263 (conforme nota explicativa 11.1).

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 milhões 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.

## 18. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, conforme notas explicativas 2.10 e 3.2.5. Nesse sentido, 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 esperado 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 no período de seis meses findo em 30 de junho de 2021 e no exercício de doze meses findo em 31 de dezembro 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	<u>6.511</u>	<u>(34.406)</u>	<u>(27.895)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>260.328</u>	<u>225.238</u>	<u>485.566</u>
Atualização	(10.569)	(10.799)	(21.368)
Adição de participação consórcio (nota 14.1)	-	278.313	278.313
Ajuste a valor presente	2.108	2.279	4.387
Saldo em 30 de junho de 2021	<u>251.867</u>	<u>495.031</u>	<u>746.898</u>

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.

## 19. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020
PEM a pagar	<u>92.200</u>	<u>65.246</u>
Total	<u>92.200</u>	<u>65.246</u>
Circulante	34.278	7.324
Não circulante	57.922	57.922

Em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro 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 e R\$7.324 registrados em 30 de junho de 2020 e 31 de dezembro de 2021 como passivo não circulante referem-se ao seguro garantia do PEM do bloco CE-M-661 (30 de junho de 2021) e ao PEM do bloco BM-CAL-12, respectivamente, baixados pela Companhia até 30 de junho de 2021.

## 20. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Receita bruta	<u>377.451</u>	<u>584.498</u>	<u>250.867</u>	<u>553.834</u>
PIS	(2.345)	(4.536)	(586)	(1.644)
COFINS	(10.801)	(20.895)	(2.701)	(7.573)
ICMS	(18.652)	(36.195)	(4.725)	(13.173)
Crédito presumido ICMS (*)	<u>3.730</u>	<u>7.239</u>	<u>944</u>	<u>2.635</u>
Total de deduções	<u>(28.068)</u>	<u>(54.387)</u>	<u>(7.068)</u>	<u>(19.755)</u>
Receita líquida	<u>349.383</u>	<u>530.111</u>	<u>243.799</u>	<u>534.079</u>

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

## 21. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

## 21.1. Custos

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Custos de extração	(26.356)	(32.617)	(45.696)	(99.307)
Royalties e participação especial	(24.442)	(38.313)	(12.459)	(32.857)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.369)	(1.369)	-	-
Amortização e depreciação	<u>(155.119)</u>	<u>(245.461)</u>	<u>(120.683)</u>	<u>(245.042)</u>
Total	<u>(207.286)</u>	<u>(317.760)</u>	<u>(178.838)</u>	<u>(377.206)</u>

No período findo em 30 de junho de 2021 os custos de extração incluem custo de ociosidade referente a parada não programada do Campo de Atlanta ocorrida no período.

## 21.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Pessoal	(1.451)	(2.430)	(1.126)	(2.263)
Serviços contratados de terceiros	(323)	(719)	(349)	(548)
Impostos e taxas	(53)	(103)	(72)	(122)
Anúncios e publicações	(308)	(330)	(30)	(305)
Outras despesas	<u>(5)</u>	<u>(12)</u>	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>
Total	<u>(2.140)</u>	<u>(3.594)</u>	<u>(1.578)</u>	<u>(3.239)</u>

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Pessoal	(23.322)	(42.489)	(20.219)	(39.257)
Serviços contratados de terceiros	(4.280)	(10.743)	(5.585)	(9.573)
Seguros	(185)	(333)	(149)	(294)
Impostos e taxas	(101)	(278)	(406)	(1.532)
Anúncios e publicações	(572)	(730)	(151)	(705)
Serviços compartilhados	28	59	28	55
Amortização e depreciação	(416)	(826)	(469)	(950)
Manutenção	(1.194)	(2.470)	(768)	(1.347)
Locação	(275)	(455)	(135)	(327)
Outras despesas	(439)	(1.152)	(1.121)	(2.248)
Alocação de projetos E&P (a)	8.742	17.450	12.606	23.559
<b>Total</b>	<b><u>(22.014)</u></b>	<b><u>(41.967)</u></b>	<b><u>(16.369)</u></b>	<b><u>(32.619)</u></b>

(a) Rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela Enauta, relacionado aos seus parceiros não operadores.

## 22. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Baixa de blocos (a)	(37.024)	(37.116)	(82)	(299)
Aquisição / processamento de sísmica	(88)	(170)	(506)	(746)
Gastos com geologia e geofísica	(570)	(1.101)	(269)	(295)
Gerenciamento do projeto	(2.901)	(5.040)	(3.064)	(6.139)
Penalidades contratuais (b)	2.689	(0)	(714)	(1.159)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(21)	(72)	(151)	(261)
Serviços de perfuração	(7.771)	(17.939)	(11.664)	(21.162)
Outros	(1.211)	(2.409)	(1.260)	(2.336)
<b>Total</b>	<b><u>(46.897)</u></b>	<b><u>(63.847)</u></b>	<b><u>(17.710)</u></b>	<b><u>(32.397)</u></b>

(a) No semestre findo em 30 de junho de 2021, montante de R\$37.068 refere-se à baixa do bloco CE-M-661 devido à baixa atratividade econômica dos prospectos (nota explicativa 14 e 18).

- (b) Por meio de Ofícios da ANP, 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 apresentará 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”).

Com as informações acima, a Enauta Energia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$26.413 referente à sua participação nas multas (22,46% - BM-CAL-5 e 20% - BM-S-76). No semestre findo em 30 de junho de 2021 este montante foi reclassificado para conta de despesas financeiras - atualização monetária (nota 24).

### 23. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Controladora			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Outras despesas operacionais	<u>2</u>	<u>2</u>	=	=
Total	<u>2-</u>	<u>2</u>	=	=

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Despesas tributárias	(11)	(501)	(4.441)	(4.441)
Exclusão ICMS da Base de PIS/COFINS (a)	7.142	7.142	39.758	39.758
Alteração de participação acionária (b)	-	-	120.982	120.982
Acordo societário (c)	10.770	10.770	-	-
Aumento de participação em consórcio (d)	821.399	<u>821.399</u>	=	=
Outros	(974)	<u>(974)</u>	<u>(1.912)</u>	<u>(1.899)</u>
Total	<u>838.326</u>	<u>837.836</u>	<u>154.387</u>	<u>154.401</u>

- (a) Em 30 de junho de 2020, refere-se ao valor do principal referente ao crédito de PIS e Cofins no ganho de causa de ICMS (nota explicativa 17).
- (b) Os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de USD29.900 mil (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13) – nota explicativa 12.

- (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 a 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. (notas explicativas 1 e 14).

## 24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora			
	<u>01/04/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 30/06/2021</u>	<u>01/04/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/06/2020</u>
Rendimento de aplicações financeiras (a)	133	188	26	87
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(8)</u>	<u>(5)</u>	<u>(7)</u>	<u>(11)</u>
PIS sobre receitas financeiras	-	(2)	(1)	-
COFINS sobre receitas financeiras	(6)	(8)	(1)	(4)
Atualização sobre créditos tributários	7	22	3	7
Outros	<u>(9)</u>	<u>(17)</u>	<u>(8)</u>	<u>(14)</u>
Total	<u>125</u>	<u>183</u>	<u>19</u>	<u>76</u>

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Rendimento de aplicações financeiras (a)	(6.055)	18.015	18.308	65.380
Outras receitas e despesas financeiras	<u>32.616</u>	<u>(50.560)</u>	<u>(43.432)</u>	<u>(249.615)</u>
PIS sobre receitas financeiras	(118)	(277)	(272)	(518)
COFINS sobre receitas financeiras	(729)	(1.706)	(1.676)	(3.190)
Juros do passivo do direito de uso - IFRS 16	(10.798)	(21.952)	(12.591)	(27.653)
Atualização sobre créditos tributários (nota explicativa 17)	3.970	4.042	22.544	22.926
Variações cambiais ativas	69.574	31.715	13.148	38.118
Variações cambiais passivas	(20.009)	(35.246)	(59.127)	(268.992)
Derivativo - call option	-	(4.260)	-	-
Outros (b)	<u>(9.274)</u>	<u>(22.876)</u>	<u>(5.458)</u>	<u>(10.306)</u>
Total	<u>26.561</u>	<u>(32.545)</u>	<u>25.124</u>	<u>(184.235)</u>

- (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) A Enauta Energia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$26.413 referente a sua participação nas multas (22,46% - BM-CAL-5 e 20% - BM-S-76). No semestre findo em 30 de junho de 2021 a Companhia registrou o montante de R\$4.909 referente a atualização monetária do valor contabilizado em 2019 e está aguardando a finalização do processo administrativo (nota 22).

## 25. 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)	06/08/1998	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Petrório	35 45 10 10
	Santos	Atlanta (BS-4)	06/08/1998	Enauta Energia (operador)	100
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Enauta Energia OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Ceará	CE-M-661 (*)	30/08/2013	Enauta Energia Total (operador) Premier	25 45 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	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	23/12/2015	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	29/01/2018	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	29/01/2018	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	07/11/2018	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	07/11/2018	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	14/02/2020	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	14/02/2020	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	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Paraná	PAR-T-196	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-215	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-86	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-99	28/06/2021	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30

(\*) No semestre findo em 30 de junho de 2021, foi provisionada a baixa do bloco CE-M-661 devido a baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 22).

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 do Grupo:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura (%Enauta) R\$ mil	Área km <sup>2</sup>	Royalties	Taxa de retenção de área por km <sup>2</sup> (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,7	7,5%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	-	745,0	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	766,3	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
CE-M-661 (*)	27,0	2013	10.116	768,5	10%	656,73	1313,46	6567,3
ES-M-598	40,7	2013	14.182	722,4	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	5,2	2013	12.562	721,2	10%	95,49	190,98	954,9
Atlanta (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200	400	2.000,00
SEAL-M-351	-	2015	19.158	756,9	10%	875,73	1.751,46	8.757,30
SEAL-M-428	-	2015	10.843	746,2	10%	875,73	1.741,46	8.757,30
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,80	10%	1.668,11	3.336,22	16.681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,6	10%	278,02	556,03	2.780,17
SEAL-M-430	9,1	2018	1.089	755,2	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-573	5,3	2018	1.089	755,9	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-505	3,7	2020	810	754,6	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-575	3,6	2020	933	753,9	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-637	4,1	2020	612	753,3	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
PAR-T-196	1,01	2021	152	2.863,5	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-215	1,01	2021	171	2.853,6	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-86	1,03	2021	133	2.917,9	5%	112,76	225,52	1.127,60
PAR-T-99	1,03	2021	178	2.909,4	5%	112,76	225,52	1.127,60
<b>Total</b>	<b>337,3</b>		<b>162.182</b>					

(\*) No semestre findo em 30 de junho de 2021, foi provisionada a baixa do bloco CE-M-661 devido a baixa atratividade econômica dos seus prospectos (nota explicativa 22).

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2022.

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).

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. 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. (nota explicativa 1).

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 período findo em 30 de junho de 2021 foram provisionados R\$37.051 (R\$32.857 em 30 de junho de 2020) de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4, dos quais R\$10.378 (R\$2.964 em 31 de dezembro de 2020) permanecem no passivo a pagar naquelas datas. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos com royalties.
- 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 período findo em 30 de junho de 2021 foi registrado valor de R\$1.263 participação especial na demonstração do resultado como custos com participação especial, assim como no balanço patrimonial (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\$1.745 para o período findo em 30 de junho de 2021, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$1.232 em 30 de junho 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 em março de 2007 e revisado em junho de 2018.

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 <sup>3</sup> ) (*)
Reserva Provada de 100% da participação em 31 de dezembro de 2020 (**)	3.160
Produção em 2021	<u>(616,7)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30 de junho de 2021	<u><u>2.543,3</u></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 de dezembro de 2020 (**)	8,6
Produção em 2021	<u>(1,6)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30 de junho de 2021	<u><u>7,0</u></u>

(\*) Não revisado pelos auditores independentes

(\*\*) Conforme relatório 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.

#### c) Garantias

Em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia cujo a beneficiária é a ANP no total de R\$337.360. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração.

## 26. COMPROMISSOS

Em 30 de junho 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:

	Consolidado (*)		
	2021	2022	2023 em diante
Total de compromissos	<u>225.048</u>	<u>360.191</u>	<u>99.624</u>

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

## 27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

## a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, contas a receber e a pagar, partes relacionadas e 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 Administração da Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme para os próximos 12 meses equivalente a 1,6 milhões de barris, a um valor de US\$54,1 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$2,2 por barril.

Janela de exercício	Opções de venda
01/07/2021 a 30/09/2021	550.000
01/10/2021 a 31/12/2021	650.000
01/01/2022 a 31/03/2022	400.000
	<u>1.600.000</u>

A Companhia optou por fazer hedge accounting no valor justo das opções de venda, entendendo que esta seja a melhor forma de demonstrar a operação efetuada.

O resultado do período findo em 30 de junho de 2021 foi impactado negativamente em R\$4.650, pelo prêmio das opções de venda vencidas no trimestre de 400 mil barris a um preço de US\$2,2 por barril. Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional.

## b) Categoria dos instrumentos financeiros

	30/06/2021			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	468.205	468.205
Caixa e depósitos bancários	273	273	190.991	190.991
Contas a receber (i)	-	-	282.894	282.894
Partes relacionadas	-	-	235	235
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	14.060	14.060	1.842.175	1.842.175
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	209	209	78.249	78.249
Partes relacionadas	12.056	12.056	57.344	57.344
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	188.700	171.790
	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 pelo nível 2 para estes 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).

## 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 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro 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	<u>209</u>	<u>209</u>
Total	<u>209</u>	<u>209</u>

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 6 anos	Total
Fornecedores	76.785	21	1.443	-	78.249
Partes relacionadas	-	-	57.344	-	57.344
Empréstimos e financiamentos	-	-	54.323	134.377	188.700
Total	<u>76.875</u>	<u>21</u>	<u>113.110</u>	<u>134.377</u>	<u>324.293</u>

Arrendamento - passivo	Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020
Ate um ano	426.891	208.814
De 1 a 5 anos	369.960	342.022
Após 5 anos	6.006	14.140
Total	<u>802.857</u>	<u>564.976</u>

## d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (39% em 30 de junho de 2021 e 100% em 31 de dezembro de 2020) e Shell (61% em 30 de junho de 2021). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos com esses clientes. Nos períodos findos em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 não foram registradas perdas com créditos junto aos seus dois 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 30/06/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 30 de junho de 2021	3,76%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			3,76%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	1.842.175	Redução do CDI	
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras - estimado		Redução do CDI	1.911.441
Receita estimada em 31 de dezembro de 2021			69.266
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2021			-

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site do BACEN do dia 19 de julho de 2021.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/06/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
CDI anual em 30 de junho de 2021	3,76%		
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			3,76%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2021	375.203	Redução do CDI	389.311
Receita estimada em 31 de dezembro de 2021			14.108
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2021			-

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site do BACEN do dia 19 de julho de 2021.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/06/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
TJLP em 30 de junho de 2021	4,61%		
Empréstimos e financiamentos:			
FINEP (b)	43.596	Alta da TJLP	
Empréstimos e financiamentos:			
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2021			4,61%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021			2.010
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2021			45.606
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2021			-

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) em 02 de julho de 2021.

(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.

	<u>Risco</u>	<u>Consolidado</u>	
		<u>30/06/2021</u>	<u>Cenário provável (a)</u>
		<u>Saldo em USD</u>	<u>Saldo em R\$</u>
Dólar efetivo em 30 de junho de 2021 (R\$5,0022)			
<u>Operação</u>			
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	18.592	93.001
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			5,05
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2021			93.890
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			889
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2021			-

(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 16 de julho de 2021, 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	
		30/06/2021	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em USD	Saldo em R\$
Dólar efetivo em 30 de junho de 2021 (R\$5,0022)			
<u>Operação</u>			
Contratos de arrendamentos – passivo	Aumento do US\$	94.333	471.872
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			5,05
Contratos de arrendamento em 31 de dezembro de 2021			476.381
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			4.509
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2021			-

(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 16 de julho de 2021, emitido pelo Banco Central do Brasil.

#### g) Risco de volatilidade de preço petróleo

Esses riscos são basicamente provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos 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 a riscos da atividade de Exploração e Produção de Óleo e Gás, a Administração optou por realizar a cobertura (hedge) de uma possível redução no preço do barril.

Essa operação de hedge do preço do petróleo, montada através de compras de opções de venda, protege a Companhia com a obtenção de um preço médio de US\$ US\$54,10 por barril, para parte da produção do campo de Atlanta. A exposição líquida da Companhia é o prêmio pago pela opção no momento da compra. Em 30 de junho de 2021 os contratos oferecem cobertura para 1,6 milhões de barris a serem vendidos ao longo de 12 meses.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no patrimônio líquido da marcação a mercado e liquidação da opção de venda.

	Risco	Consolidado	
		30/06/2021	
		Cenário provável (a)	
		Saldo em R\$	
Preço Brent em 30 de junho de 2021 R\$75,13	Alta do Brent		5.048
<u>Operação</u>			
Hedge			-
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021			-
Estimado			-

## 28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

## i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro 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 30 de junho 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 período. O cálculo do resultado por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários chaves 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 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020
<u>Lucro líquido básico por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do período	619.921	56.484
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias	263.091	262.537
Lucro líquido básico / diluído por ação ordinária	2,36	0,43

	01/01/2021 a 30/06/2021	01/01/2020 a 30/06/2020
<u>Lucro líquido diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do período	619.921	56.484
Denominador (em milhares de ações):		
Ações ordinárias em circulação	263.091	262.537
Ações diluidoras	265	130
Lucro líquido diluído por ação ordinária	2,36	0,22

## 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 preferenciais 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>Plano 2015</u>	<u>Plano 2014</u>
Data da reunião do Conselho de Administração	<u>23/02/2016</u>	<u>12/03/2015</u>	<u>24/02/2014</u>
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 movimentação das opções de ações existentes no período findo em 30 de junho de 2021 e no exercício findo 31 de dezembro de 2020 está apresentada a seguir:

	<u>Opções de 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	(1.604.853)
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	(137.821)
Opções em circulação em 30 de junho de 2021	358.979

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 período findo em 30 de junho de 2021 estão sumarizadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em 30/06/2021	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em 30/06/2021	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	7	4,88	93.915	5,98
Plano 2015	314.584	7	6,36	314.584	8,64

(\*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (“INPC”).

O saldo de plano de opção de ações no período findo em 30 de junho de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 é de R\$30.759 e R\$30.084, respectivamente, respectivamente.

#### iv. Distribuição de dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de abril de 2021, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao dividendos mínimos obrigatório 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.

## 29. 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.

Plano	Data de autorização de recompra	Volume recomprado
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:

	Ações ordinárias (*)	Valor - R\$mil
Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.579.410	36.452
Realização de stock options em 2020	(314.885)	(3.207)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.264.525	33.245
Realização de stock options em 2021	(573.869)	(5.844)
Saldo em 30 de junho 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 30 de junho de 2021:

Quantidade de ações em tesouraria	2.690.656
Cotação por ação na B3 (em R\$ em 30 de junho de 2021)	<u>18,01</u>
Valor de mercado	<u>48.459</u>

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

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de junho de 2021 e 31 de dezembro de 2020 representa 1,0% e 1,2%, respectivamente, do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

### 30. SEGUROS

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

Modalidade	Data de vigência		Importâncias seguradas
	Início	Vencimento	30/06/2021
Riscos de petróleo e operacionais (energy package)	30/06/2021	31/12/2022	4.385.239
P&L	20/02/2021	20/02/2022	1.000.440
Patrimonial	21/07/2020	21/07/2021	16.476
D&O	29/03/2021	29/03/2022	140.000
Responsabilidade civil do empregador	21/02/2021	21/02/2022	10.004
Seguro viagem	19/02/2021	21/02/2022	2.501
Total			<u>5.554.660</u>

## 31. PLANO DE BENEFÍCIOS 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			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Previdência privada (a)	<u>(26)</u>	<u>(50)</u>	<u>(25)</u>	<u>(49)</u>
Total	<u>(26)</u>	<u>(50)</u>	<u>(25)</u>	<u>(49)</u>

	Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/01/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2020 a 30/06/2020
Previdência privada (a)	<u>(349)</u>	<u>(692)</u>	<u>(82)</u>	<u>(441)</u>
Total	<u>(349)</u>	<u>(692)</u>	<u>(82)</u>	<u>(441)</u>

- (a) A Companhia usou o fundo inominado da previdência privada no valor aproximado de R\$281 (parcela da contribuição da Companhia referente a funcionários desligados que não cumpriram o período de vesting) para quitar as parcelas a contribuir referentes aos meses de abril, maio e junho (parcial)

## 32. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

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

	<u>30/06/2021</u>	<u>30/06/2020</u>
Provisão de abandono	746.898	405.614
Aumento de participação em consórcio - Atlanta	821.399	-



### 33. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 9 de agosto de 2021 e autorizadas para arquivamento junto à CVM no dia 11 de agosto de 2021.

### 34. EVENTOS SUBSEQUENTES

#### (i) Parada de produção – Poços de Atlanta

Conforme fato relevante divulgado em 5 de julho de 2021, o Campo de Atlanta teve a produção de dois poços interrompida, devido a falha no sistema de bombeio, passando a operar, desta forma, através de um único poço. Em 20 de julho de 2021 um dos poços parados retornou a operação, conforme divulgado no Comunicado ao Mercado pela Companhia.

(ii) No dia 14 de julho de 2021 foi publicada a Resolução ANP Nº 848, que estabelece as regras para a celebração do Termo de Ajuste de Conduta (“TAC”), relativo ao descumprimento de compromissos de conteúdo local dos contratos de exploração e produção. A Enauta possui multas nos blocos BM-S-76 e BM-CAL-5, explorados em parceria e operados pela Petrobras. O valor provisionado das nossas multas é de R\$ 37.434, e estamos em contato com o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (“IBP”), com a ANP e com a Petrobras, para confirmação dos nossos entendimentos da resolução, aplicabilidade para a indústria e possibilidade de adesão nossa e dos parceiros ao TAC.

(iii) Em continuidade ao processo de abandono do Bloco BS-4 descrito na nota explicativa 1, em 7 de julho de 2021 a Barra Luxemburgo e a QGEP BV concluíram o processo de transferência da participação societária de 50% das ações da AFBV anteriormente detidas pela Barra Luxemburgo para a AFBV.

A partir desta data os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passarão a ser consolidados nas demonstrações financeiras da Companhia.

(iv) O Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará, será devolvido à ANP ao final do primeiro período exploratório, conforme acordado pelo Consórcio, que termina em novembro de 2021. O montante total de R\$ 37.068 foi registrado como gastos exploratórios no resultado do segundo trimestre de 2021 (notas explicativas 14 e 22).

35. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração	Diretoria
<p>Antonio Augusto de Queiroz Galvão                      Ricardo de Queiroz Galvão                      José Augusto Fernandes Filho                      Leduvy de Pina Gouvêa Filho                      Luiz Carlos de Lemos Costamilan                      José Luiz Alqueres                      Lincoln Rumenos Guardado</p>	<p>Décio Fabricio Oddone da Costa                      Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real                      Carlos Ferraz Mastrangelo</p>
Conselho Fiscal	Controller e Contadora responsável
<p>Sérgio Tuffy Sayeg</p> <p>José Ribamar de Lemos de Souza</p> <p>João Alberto Gomes Bernacchio</p>	<p>Sabrina de Brito Ramalhoto                      CRC / RJ – 112432/O</p> <p>Leonardo Sodré de Souza                      CRC / RJ-127160/O-8</p>



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE AS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS -  
PARA FINS DO ARTIGO 25, § 1º, INCISO VI DA ICVM 480/09

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 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 30 de junho de 2021.

Rio de Janeiro, 9 de agosto de 2021.

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 INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS - PARA FINS DO ARTIGO 25, §  
1º, INCISO V DA ICVM 480/09**

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 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia referentes às informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 30 de junho de 2021.

Rio de Janeiro, 9 de agosto de 2021.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "D. Oddone" with a stylized flourish at the end.

---

Décio Fabricio Oddone da Costa  
Diretor Presidente

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

---

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

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

---

Carlos Ferraz Mastrangelo  
Diretor de Operações