



Relatório anual contendo o Relatório da
Administração e as Demonstrações
Financeiras em 31 de dezembro de 2024 e
2023 com Relatório dos auditores
independentes

Resultados | 4T24 & 2024

Rio de Janeiro, 20 de março de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao quarto trimestre e exercício de 2024 (“4T24” ou “2024”). As Demonstrações Financeiras de 2024 incorporam os resultados da Enauta a partir de 1º de agosto de 2024, sendo considerado os doze meses de resultados da Brava Energia (antiga denominação 3R Petroleum), e cinco meses de resultados Enauta. **Sendo assim, para efeitos comparativos, demonstraremos os resultados proforma trimestrais e anuais das empresas combinadas antes da data efetiva de incorporação, somando os resultados das duas companhias, entre o 1T23 e o 4T24, e incluindo, portanto, o resultado apurado pela Enauta desde o primeiro trimestre de 2023.**

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação sobre informações financeiras e operacionais históricas da Companhia. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída em 1º de janeiro de 2023, assim como os dados quantitativos operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores.

Os valores, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

Principais indicadores Proforma	4T24	4T23	Δ A/A	3T24	Δ T/T	2024	2023	Δ A/A
Receita Líquida (R\$ milhões)	1.949,8	2.276,2	-14,3%	2.193,5	-11,1%	10.095,9	7.008,6	44,1%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	505,2	856,7	-41,0%	727,4	-30,5%	3.507,7	2.318,1	51,3%
Margem EBITDA Ajustada	25,9%	37,6%	-11,7 p.p.	33,2%	-7,2 p.p.	34,7%	33,1%	5,0%
Produção Média Total ¹ (boe/dia)	39.350	63.636	-38,2%	51.729	-23,9%	55.674	49.212	13,1%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	29.196	47.316	-38,3%	41.205	-29,1%	43.723	34.647	26,2%
Produção média diária de gás (boe/dia)	10.154	16.321	-37,8%	10.524	-3,5%	11.951	14.565	-17,9%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	68,9	75,2	-8,4%	75,2	-8,4%	74,1	72,0	2,9%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,9	8,7	-20,6%	7,3	-4,7%	7,6	8,0	-5,0%
Lifting Cost (US\$/boe)	17,5	21,5	-18,7%	20,0	-12,7%	19,9	24,4	-18,5%

¹corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² inclui transações *intercompany*.

DESTAQUES DO 4T24 & 2024

- **Primeiro óleo do FPSO Atlanta:** primeira empresa independente de petróleo e gás natural a desenvolver um sistema de produção em águas profundas desde sua fase inicial;
- **Retomada da produção no Offshore:** Papa-Terra retomou produção em dezembro de 2024 após parada programada, com registro de 15,0 mil bbl/d¹ em fevereiro de 2025;
- **Parque das Conchas:** Conclusão da aquisição de 23% de participação em Parque das Conchas em dezembro de 2024 – aumento de escala e oportunidade de crescimento no segmento *offshore*;

¹ Considera 100% do ativo.

- **Maior eficiência do portfólio onshore:** redução no custo de extração (*lifting cost*) para US\$ 17,5/boe no 4T24 (queda de -17,3% T/T) impulsionado pelo melhor resultado de produção no Complexo do Recôncavo desde aquisição do ativo;
- **Criação da Brava Energia, após a Incorporações da Enauta e da Maha Holding:** Captura de resultados significativos com a criação de uma das maiores e mais diversificadas plataformas de O&G da América Latina, considerando a integração dos segmentos *upstream* e *mid&downstream*;
- **Parceria nos Campos de Atlanta:** venda de 20% de Atlanta para parceiro estratégico.

Destaques financeiros

- **Receita líquida Proforma consolidada de R\$ 10.095,9 milhões, +44,1% A/A no ano**, sendo R\$ 1.949,8 milhões no 4T24;
- **EBITDA Ajustado proforma de R\$ 3.507,7 milhões ou US\$667 milhões em 2024, +51,3% A/A**, e margem EBITDA Ajustada de 34,7% no ano de 2024, +1,7 p.p. A/A (considerando *upstream* e *midstream*).
- **Estrutura de capital robusta:** posição de caixa de aproximadamente US\$ 1,0 bilhão;
- **Primeira etapa para destravamento de sinergias concluída em 2024:**
 - ✓ Otimização de equipes de operação e corporativa
 - ✓ Pré-pagamento de linhas de crédito com custo mais elevado
 - ✓ Avanço da reestruturação societária para viabilizar otimizações fiscais e de crédito
 - ✓ Início da amortização da mais valia decorrente da transação
 - ✓ Campanha integrada para novos poços em Atlanta e Papa-Terra
 - ✓ Otimização de recursos operacionais *offshore* (embarcações de apoio e logística)

Produção atingindo patamares históricos em 2025 e ramp-up em andamento

- **Nível recorde de produção na história da Companhia:**
 - Produção de 73,9 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d) no mês de fevereiro, +88% quando comparado com a produção do 4T24 atingindo nível recorde para Companhia;
 - Retomada do segmento *offshore* e produção: Papa Terra, Atlanta e Parque das Conchas;
 - Recorde no *onshore* em fevereiro de 2025.

Conferência em português	Conferência em inglês
21 de março de 2025	
14:00 (BRT)	1:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 870 5650 1397	
Senha: 116137	
	
Acesso à Conferência de Resultados 4T24 & 2024	
Clique aqui	

Mensagem da Administração

A Brava Energia nasceu da fusão entre a 3R e a Enauta em 31 de julho de 2024. Somos uma das principais empresas que atuam de forma integrada na cadeia de petróleo e gás na América Latina. Possuímos um amplo portfólio de ativos de produção de petróleo e gás natural, suportado por uma infraestrutura completa de tratamento, estocagem, refino e comercialização de produtos e serviços. A **diversificação de campos em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*)** mitiga riscos à concentração das operações em projetos específicos, nos permite equilibrar o desempenho geral do portfólio e assegura resiliência em um mercado dinâmico.

Em 2024, avançamos de forma significativa na ampliação da nossa capacidade de produção e na maximização da eficiência operacional. No Campo de **Atlanta**, **concluímos a ancoragem e conexão da nova unidade de produção, o FPSO Atlanta, com capacidade para produzir até 50 mil barris por dia.** O primeiro óleo extraído para esta unidade ocorreu em dezembro, marcando um **novo ciclo para o ativo e para a Companhia.** Em **Papa-Terra**, conduzimos um extenso programa de manutenção e recuperação da integridade das unidades, permitindo a retomada da produção também em dezembro. Em breve, o **processo de revitalização dos sistemas de tratamento do óleo e a recuperação da integridade do sistema de geração de energia permitirá a otimização da produção, com a abertura de poços já conectados às plataformas, além de viabilizar a redução de custos operacionais relacionados ao consumo de diesel.** Também implementamos melhorias em **Peroá**, que segue **operando com baixo custo de extração e garantindo flexibilidade na comercialização de gás** da Companhia, por ser um campo de gás seco.

No *onshore*, a intensificação dos programas de revitalização de campos nas Bacias Potiguar e do Recôncavo ao longo do ano permitiu que a Companhia atingisse no 4T24 o maior patamar de produção desde que assumiu tais campos da Petrobras, atingindo custos de extração competitivos. Atualmente, com a conclusão de diversos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade, **a maior parte do CAPEX planejado para os campos *onshore* está relacionada a incremento de produção** (e/ou compensação do declínio natural dos campos), propiciando à Companhia **enorme flexibilidade para antecipar ou postergar investimentos de forma dinâmica** (comparado aos portfólios exclusivamente *offshore*, que requerem planejamento prévio de 18 a 24 meses). Vale ressaltar que nossos ativos em terra são únicos quando comparados a outros complexos da América Latina. Mais de 90% da produção de óleo é escoada por dutos próprios, além de ser armazenada, processada, refinada e/ou exportada utilizando nossa infraestrutura no Ativo Industrial de Guamaré, que também presta serviços aos operadores vizinhos às nossas instalações. Na Bahia, a conclusão de algumas melhorias nas instalações e mudanças na forma de gerir o ativo permitiram atingir o **menor custo de operação por barril desde que concluímos a assunção das operações em 2022.**

Encerramos o ano com uma produção total bruta de 55,7 mil barris de óleo equivalente por dia e **já atingimos em fevereiro de 2025 nosso *recorde* de produção comparado ao histórico integrado de 3R e Enauta: 73,9 mil barris de óleo equivalente por dia.** Esse volume será elevado nos próximos meses, com a continuidade dos projetos em andamento, sobretudo **a conexão dos quatro poços em Atlanta ao novo FPSO (poços que já produziram anteriormente ao FPSO anterior).**

Em 2025, a dedicação das nossas lideranças estará voltada para **(i) ampliar as melhorias operacionais**, que vão se traduzir em aumento da produção e redução de custos por barril, **(ii) selecionar criteriosamente os projetos de investimento**, proporcionando maior eficiência e rentabilidade aos recursos alocados; **(iii) fortalecer o sentimento de dono em nossa cultura**, com maior abrangência dos programas de remuneração variável atrelados ao valor da ação e **(iv) prosseguir com a implementação acelerada das sinergias** decorrentes do merge entre a 3R e a Enauta. Sempre com um **olhar atento à segurança, proteção à vida e respeito ao meio ambiente**, valores inegociáveis que orientam nossas decisões na busca de operações responsáveis, sem acidentes e vazamentos.

Administração da Brava Energia

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava Energia está empenhada em aprimorar e aplicar de forma contínua as melhores práticas ambientais, sociais e de governança corporativa, fundamentais para a execução do seu plano estratégico de longo prazo. A Companhia tem como pilar do desenvolvimento do seu negócio o cumprimento de aspectos regulatórios, transparência, aprimoramento de sua estrutura de governança e fortalecimento do relacionamento com seus stakeholders. Desde sua concepção, a Brava iniciou a implementação de ações de gestão para integrar de forma eficaz as práticas ESG adotadas previamente à fusão das empresas, com esse processo sendo suportado de maneira integrada pelo Conselho de Administração, pelo Comitê de Sustentabilidade e por diversas áreas da Companhia.

Nesse contexto, a Brava segue o processo de fortalecimento de sua estrutura de Governança Corporativa. No segundo semestre de 2024, aderiu ao Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção do Instituto Ethos, comprometendo-se a promover a ética, combater o suborno e a corrupção, e garantir transparência em suas operações e contribuições políticas. A Companhia também iniciou o processo de adesão ao Pacto Global da ONU, comprometendo-se a implementar princípios universais de sustentabilidade e apoiar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Para 2025, com a publicação de seu primeiro Relatório Anual e de Sustentabilidade, a Brava reforçará seu compromisso com a transparência e a prestação de contas aos múltiplos *stakeholders* da Companhia, alinhando-se às principais normas e melhores práticas de mercado. Com expectativa de publicação em abril de 2025, o documento cobrirá o período de janeiro a dezembro de 2024, refletindo as práticas de gestão e o desempenho da Companhia no ano, com os mesmos critérios de qualidade e conformidade adotados para as Demonstrações Financeiras Consolidadas. Os dados quantitativos consolidarão, quando aplicável, o período anterior à criação da Brava, quando 3R e Enauta ainda operavam de forma independente.

O Relatório é elaborado com base nas Normas GRI, principal padrão internacional de relato de sustentabilidade, e aprovado pela Diretoria da Companhia. Também atenderá aos requisitos do *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD), que estrutura recomendações para divulgações financeiras relacionadas ao clima.

Além disso, incorporará os requisitos do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) para o setor de exploração e produção de óleo e gás, bem como o *framework* do Relato Integrado (IR). Esses referenciais de mercado já integram as normas internacionais IFRS de Divulgação de Sustentabilidade, emitidas pelo *International Sustainability Standards Board* (ISSB), cuja adoção será obrigatória para companhias brasileiras a partir de 2026.

Ao final de 2024, a Companhia implementou ainda o novo Canal de Denúncias Brava, com o objetivo de aprimorar o processo de gestão e coleta de informação para a gestão de denúncias. Ainda, em 2024, foram realizados workshops sobre relações humanas e respeito no trabalho, abordando temas como diversidade e assédio, com a participação de mais de 300 colaboradores. Adicionalmente, em 2025, a Brava lançará, em fevereiro, um programa EAD de Integridade e Sustentabilidade com 13 módulos para capacitar sua força de trabalho até maio de 2025.

Na pauta ambiental, seguimos apoiando iniciativas voltadas à preservação do meio ambiente, com destaque no 4T24 para continuidade do projeto de reuso da água produzida em Fazenda Belém, que busca alternativas sustentáveis para destinação da água produzida em suas operações. Em outubro de 2024, foi concluída a construção do Centro de Reabilitação e Despetrolização Capixaba (CRD/CC), com o apoio financeiro da Brava Energia. O CRD/CC, gerido pelo Instituto de Pesquisa e Reabilitação de Animais Marinhos (IPRAM), localizado em Vila Velha/ES, tem um papel fundamental no atendimento de

animais resgatados de emergências ambientais. A nova estrutura aumenta a capacidade de reabilitação e despetrolização reforçando o estado do Espírito Santo como referência no cuidado à fauna marinha.

Em relação à gestão de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), a Companhia se prepara para a consolidação de indicadores de todo o portfólio, para então estabelecer planos de ação e novas metas, por meio de processos de monitoramento, relato e verificações alinhados às diretrizes do *Petroleum Guidelines* e ao *GHG Protocol*. O objetivo é manter um aprimoramento contínuo na gestão de emissões.

Já na esfera social, a Brava tem realizado ações em comunidades ao redor de suas instalações no Rio Grande do Norte e Bahia. Dentre as iniciativas, vale destacar a entrega de 3 mil kits infantis, o apoio ao Projeto Capacita, que formou 167 alunos em áreas da indústria de óleo e gás, e o programa "Empresário Sombra", que proporcionou experiência profissional para jovens de Candeias e Catu. A empresa também apoiou a construção de um parque infantil na Bahia e a campanha "Natal Sem Fome", arrecadando mais de 2 toneladas de alimentos para 300 famílias.

Essas ações refletem o compromisso da Brava em fortalecer as comunidades e promover a inclusão social, alinhando-se às necessidades locais e aos objetivos do negócio. A empresa atua em parceria com diferentes entidades e organizações, nos estados onde tem operações, como a APAE de São Francisco do Conde e o SENAI RN, e implementa projetos de capacitação e apoio técnico, com foco no fortalecimento institucional, empreendedorismo e preservação ambiental. Essas iniciativas contribuem para o bem-estar das comunidades e o desenvolvimento sustentável, com a participação ativa das lideranças locais, que são protagonistas das ações.

A Brava busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e fomentar o desenvolvimento social por meio de projetos e iniciativas que priorizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. No 4T24, a Companhia manteve a promoção de serviços odontológicos para moradores de comunidades próximas às suas operações no Rio Grande do Norte. Na Bahia, a Companhia avançou com as iniciativas do Programa INTERAGIR de Relacionamento Comunitário, dando continuidade a projetos voltados ao apoio técnico rural e à sustentabilidade no campo. Entre as ações em andamento destacam-se o mapeamento de quintais produtivos, o fomento ao empreendedorismo comunitário e o diagnóstico para implementação de horta comunitária e aprimoramento das casas de farinhas.

No âmbito de educação, a Companhia concluiu a segunda edição do projeto "Trilha de Aprendizagem", capacitando mais de 100 jovens em empregabilidade, empreendedorismo, sustentabilidade e inovação. Além disso, demos continuidade ao Projeto Super ENEM com aulas presenciais preparatórios para o exame nos municípios de Catu e Candeias - BA. A Companhia também patrocinou eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro e apoiou a Arena Jockey, evento no Rio de Janeiro com uma programação cultural diversificada, incluindo shows, samba e teatro, incentivando a prática de esportes e à cultura, promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores.

Portfólio

A Brava é uma companhia brasileira independente, com portfólio diversificado e atuação abrangente entre os segmentos da indústria de óleo e gás. A concepção de seu portfólio foi pensada para garantir a integração, a geração de sinergias e a maximização do retorno do capital investido através do ganho de eficiência e redução de custo em suas operações. Atualmente, o portfólio *upstream* da Companhia é composto por ativos localizados em seis bacias sedimentares distintas, de cinco estados do Brasil:

Portfólio Onshore

(1) Complexo Potiguar - reúne os campos de óleo e gás natural em terra e águas rasas na Bacia Potiguar, conectados por ampla infraestrutura própria de dutos de escoamento. Os principais campos deste complexo são: Macau, Canto do Amaro, Alto do Rodrigues, Estreito, Salina Cristal e Fazenda Pocinho;

(2) Complexo Recôncavo – reúne os campos de produção de óleo e gás natural em terra na Bacia do Recôncavo. Os principais campos deste complexo são: Água Grande e Candeias;

Portfólio Offshore

(3) Papa-Terra: campo *offshore* de produção de petróleo, localizado na Bacia de Campos, o qual a Companhia opera e detém participação de 62,5%²;

(4) Atlanta: campo de óleo *offshore*, operado pela Companhia e localizado na Bacia de Santos, este ativo foi incorporado ao portfólio após a incorporação da Enauta pela 3R, atualmente denominada Brava Energia. Em 26 de setembro de 2024, a Brava concluiu a transação de venda de 20% da Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e Oliva, para afiliadas da Westlawn Americas *Offshore* LLC, empresa do Westlawn Group LLC, passando a deter 80% sobre o ativo. A transação foi concluída mediante o pagamento de US\$ 234 milhões à Companhia (já considerando os ajustes previstos no contrato), que, somados aos US\$ 75 milhões recebidos em março de 2024 junto à assinatura do contrato, perfazem um total de US\$ 309 milhões;

(5) Polo Peroá: formado por campos de gás natural e condensado de petróleo localizados em águas rasas e profundas da Bacia do Espírito Santo. A Brava opera e detém 100% de participação no ativo;

(6) Parque das Conchas: concessão formada pelos campos Abalone, Ostra e Argonauta, localizada na Bacia de Campos. No 4T24, a Brava concluiu a aquisição de 23% de participação não-operada,



² Conforme descrito na sessão "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra" abaixo, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (*forfeiture*), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar determinando a suspensão do processo até a decisão da arbitragem.

anteriormente detida pela QatarEnergy Brasil Ltda., após o cumprimento de todas as condições precedentes. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação;

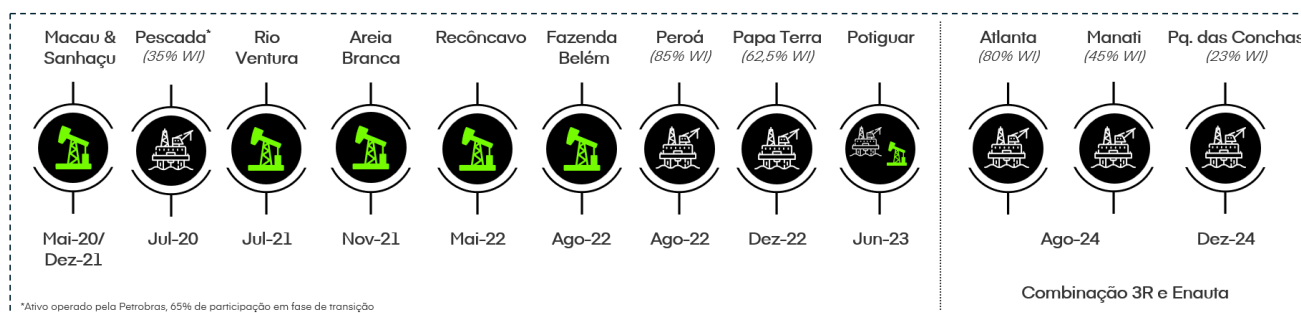
(7) Manati: campo não-operado de produção de gás natural em águas rasas, situado na Bacia de Camamu-Almada, no qual a Brava detém 45% de participação. A operação é conduzida pela Petrobras, que detém 35% do ativo;

(8) Pescada e Ubarana: o Polo Pescada integra o Complexo Potiguar, mas para análise do portfólio segregamos o ativo por se tratar de uma operação *offshore* (águas rasas) e por ainda ser uma participação não-operada. A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo o restante detido pela Petrobras, atual operadora da concessão. O polo Pescada está geograficamente próximo ao *sub-cluster* de Ubarana, detido 100% pela Companhia, também localizado em águas rasas da Bacia Potiguar, no Rio grande do Norte. Assim como no Polo Pescada, há dutos próprios da Companhia para escoamento da produção até o ativo industrial de Guamaré.

A diversificação do portfólio e a exposição à produção de óleo e gás natural são vantagens competitivas, pois permitem a integração da cadeia produtiva, a captura de sinergias operacionais, o aumento da escala e da margem dos produtos comercializados, além de maior resiliência às oscilações de preços das commodities.

No que se refere à produção de gás natural, a Brava está inserida entre as maiores produtoras de gás não-associado da América Latina. Esse posicionamento confere à Companhia um diferencial estratégico ao permitir a diversificação das receitas, bem como garante um importante insumo para diversas etapas da cadeia de produção, entre elas: (i) a geração de vapor, utilizado no desenvolvimento da produção de campos de óleo pesado no Rio Grande do Norte e Ceará e (ii) o consumo para geração de energia e calor nas atividades de refino no Rio Grande do Norte.

No encerramento do 3T24, a Brava Energia operava todos os ativos que compõem o seu portfólio, com exceção de Manati e Pescada, que permanecem sob a operação da Petrobras, e Parque das Conchas, cuja participação de 23% foi consolidada no 4T24 e é operada pela Shell, conforme detalhado acima. A figura a seguir ilustra o fluxo de aquisição e a evolução na construção do portfólio da Companhia, com as respectivas datas de conclusão das transações.



Mid & Downstream

A Companhia dispõe de ativos no segmento *mid & downstream* localizadas no Rio Grande do Norte, cuja operação foi assumida em 08 de junho de 2023. Dentre eles, destacam-se: (i) o Terminal Aquaviário de Guamaré (terminal de uso privado), com vasta capacidade de tancagem e com dois sistemas de escoamento e transferência (monoboias), possibilitando exportação, importação e fluxos comerciais domésticos por meio de cabotagem de petróleo cru e produtos derivados; (ii) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade nominal instalada de processamento diário de aproximadamente 40 mil barris; e (iii)

as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade para processamento de cerca de 1,8 milhão de m³ por dia e com conexão à malha de gás das regiões Nordeste e Sudeste do país. Esses ativos são estratégicos e reforçam a independência da Companhia em relação à infraestrutura de terceiros, permitindo acessar os mercados local e internacional por meio de ativos próprios. Ao redor dos ativos de *mid & downstream* supramencionados há plantas de tratamento primário de óleo e gás, oficinas, subestações elétricas, laboratórios e estações de recebimento e retirada de óleo cru e refinados por modal rodoviário, compondo o importante Ativo Industrial de Guamaré (AIG) da Companhia.

A integração entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream* no Rio Grande do Norte é um importante gerador de valor, pois: (i) adiciona flexibilidade e independência de escoamento da produção do *upstream*, já que a refinaria e o terminal aquaviário oferecem alternativas diretas para a comercialização dos produtos; (ii) proporciona escala à Companhia para a comercialização de óleo cru e produtos refinados, uma vez que o AIG recebe produção própria e de terceiros; (iii) gera receitas pela prestação de serviços para escoamento e processamento de gás natural, além de serviços de estocagem e logística; (iv) amplia a capacidade de estocagem da produção; e (v) gera oportunidade de acesso aos mercados doméstico e internacional por meio do terminal aquaviário.



Venda de Participação em Infraestrutura de Gás Natural no Rio Grande do Norte

Durante o 4T24, a Brava firmou um acordo estratégico com a PetroReconcavo, visando a criação de uma parceria na infraestrutura de *midstream* de gás natural. O valor acordado para transação é de US\$ 65 milhões e contempla a venda de 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural na Bacia Potiguar. O perímetro de ativos engloba (i) as Unidades de Processamento de Gás Natural II e III ("UPGNs"), (ii) as Esferas de GLP, localizadas no Ativo Industrial de Guamaré (AIG), e (iii) o gasoduto que interliga os campos produtores da Brava e da PetroReconcavo ao AIG; além de compromissos de suprimento de gás entre as empresas.

O acordo prevê ainda: (i) a criação de comitês operacionais com membros de ambas as companhias, sendo a Brava a operadora do consórcio; (ii) o compartilhamento de utilidades e serviços do AIG que suportam a operação das UPGNs; e (iii) a assinatura de compromisso de aquisição de gás natural da PetroReconcavo pela Brava por cinco anos, a partir do segundo semestre de 2025 (volume contratado médio de 150Mm³/d durante a vigência do contrato).

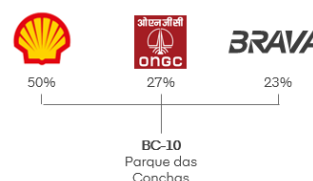
A parceria entre as empresas no *midstream* de gás natural do Rio Grande Norte visa aprimorar a eficiência e maximizar a utilização dos ativos de infraestrutura, reduzindo custos operacionais por volume processado/escoado e ampliando a confiabilidade da produção e escoamento de gás natural e derivados na região.

Aquisição de Participação no Parque das Conchas

Em dezembro de 2023, a Companhia iniciou o processo para aquisição de 23% de participação nos campos de Abalone, Ostra e Argonauta ("Parque das Conchas"), anteriormente detida pela QatarEnergy Brasil Ltda.. Após o atingimento de todas as condições precedentes e anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Companhia concluiu o processo de aquisição do ativo em 30 de dezembro de 2024.

O Parque das Conchas é operado pela Shell, que detém 50% de participação, e a ONGC é parceiro no ativo com os 27% remanescentes. Os contratos de concessão têm vigência até 2032, com possibilidade de extensão.

A valor da transação, desconsiderando os ajustes contratuais, é de US\$150 milhões, divididos em: (i) US\$15 milhões, pagos na assinatura do contrato de aquisição; (ii) aproximadamente US\$ 430 mil desembolsados no fechamento da transação, já considerando o ajuste pelo fluxo de caixa acumulado do período desde 1º de julho de 2023 (data efetiva do contrato) e (iii) duas parcelas de US\$30 milhões a serem pagas em 12 e 24 meses após a



conclusão da transação. Vale destacar que a geração de caixa, considerando investimentos foi de aproximadamente US\$ 75 milhões no período entre a data efetiva do contrato e data de conclusão (cerca de 18 meses).

A conclusão dessa aquisição é um marco estratégico para o portfólio *offshore* da Companhia. Além da diversificação e maior escala em projetos *offshore*, o óleo produzido no Parque das Conchas tem características semelhantes aos demais óleos

produzidos pelo portfólio *offshore* da Companhia, podendo representar sinergias logísticas e comerciais.

Encerramento da Aquisição dos Campos de Uruguá e Tambaú

Como parte do processo de racionalização do portfólio e foco em ativos com menor risco e maior retorno potencial, a Companhia encerrou o contrato de aquisição dos campos de Uruguá e Tambaú junto à Petrobras. Após a decisão de rescindir o contrato para aquisição da unidade de produção que seria utilizada na locação (FPSO Cidade de Santos), que era uma das condições precedentes para o fechamento da transação junto à Petrobras, a Companhia a notificou e iniciou as tratativas para encerramento do processo de aquisição destes campos. O processo foi concluído em dezembro de 2024 e o valor pago a título de depósito (US\$ 3 milhões) em 21/12/2023 foi retido pela Petrobras, conforme previsões contratuais.

Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a deter 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 62,5% do Campo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (*Forfeiture*), em função do inadimplemento por parte da NTE de suas obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do *Joint Operating Agreement* ("JOA"). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do *forfeiture*, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1ª instância, mantendo o *status quo* contratual até a análise da disputa pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultados nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024.

Nas Demonstrações Financeiras de 2024, a Companhia manteve a mensuração nas linhas de resultado apenas dos saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultados, assim como nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, sendo as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 10, em 31 de dezembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 526,9 milhões.

A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a liminar não alteram as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento do ativo.

Incorporação de Subsidiárias Integrais

No quarto trimestre, a Brava Energia concluiu uma etapa da reorganização societária por meio da incorporação de duas subsidiárias integrais da Companhia, a Enauta Participações S.A. e a 3R Operações Offshore Ltda.. As referidas incorporações foram aprovadas em Assembleia Geral da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024, com extinção das referidas subsidiárias e a consequente sucessão pela Companhia, de todos os seus bens, direitos e obrigações, com eficácia a partir de 1º de novembro de 2024.

Essa medida faz parte de uma estratégia maior de simplificação e otimização da estrutura corporativa do Grupo Brava e reflete o comprometimento da Companhia com a eficiência operacional e a redução de custos, eliminando redundâncias e capturando sinergias entre os recursos e patrimônios envolvidos. As referidas incorporações são uma etapa subsequente à operação de incorporação de ações da Enauta Participações S.A. e incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda., pela Companhia, concluída em 31 de julho de 2024.

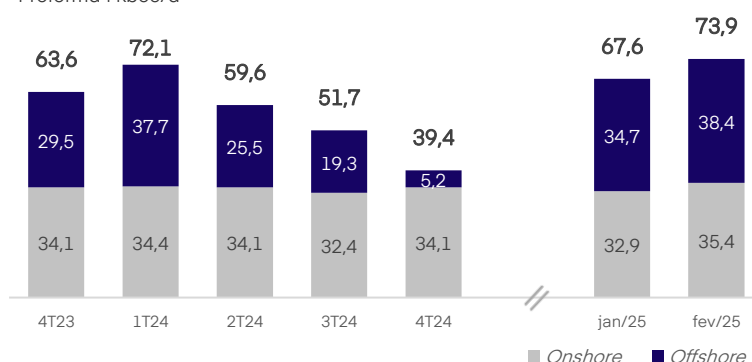
Desempenho Operacional

Upstream

A Brava encerrou o ano de 2024 com um marco significativo ao produzir o primeiro óleo através do FPSO Atlanta, se tornando a primeira empresa independente de petróleo e gás natural a desenvolver um sistema de produção em águas profundas desde sua fase inicial. Cabe destacar também a retomada da produção em Papa-Terra e a conclusão da aquisição de 23% de participação em Parque das Conchas, ambos ainda no 4T24. Além disso, como evento subsequente, a Companhia encerrou o mês de fevereiro de 2025 com recorde de produção total, registrando aumento significativo em todos os ativos operados pela Companhia e recordes históricos na operação *onshore*.

No 4T24, a produção média diária atingiu 39,4 mil barris (boe/d), com reduções de 38,2% em termos anuais (A/A) e de 23,9% em relação ao trimestre anterior (T/T). Esse desempenho é justificado principalmente por: (i) postergação do início de operação do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) em função de atrasos no obtenção de anuências regulatórias, (ii) parada de produção programada em Papa-Terra, (iii) parada programada para manutenção em Manati, com previsão de retomada para o primeiro trimestre de 2025, parcialmente compensado (iv) pelo resultado positivo do *onshore*, +5,2% T/T, com destaque para a gradativa ampliação da capacidade de injeção de vapor no Complexo Potiguar e maior eficiência operacional e de custos no Complexo do Recôncavo.

Onshore vs Offshore
Proforma | kboe/d

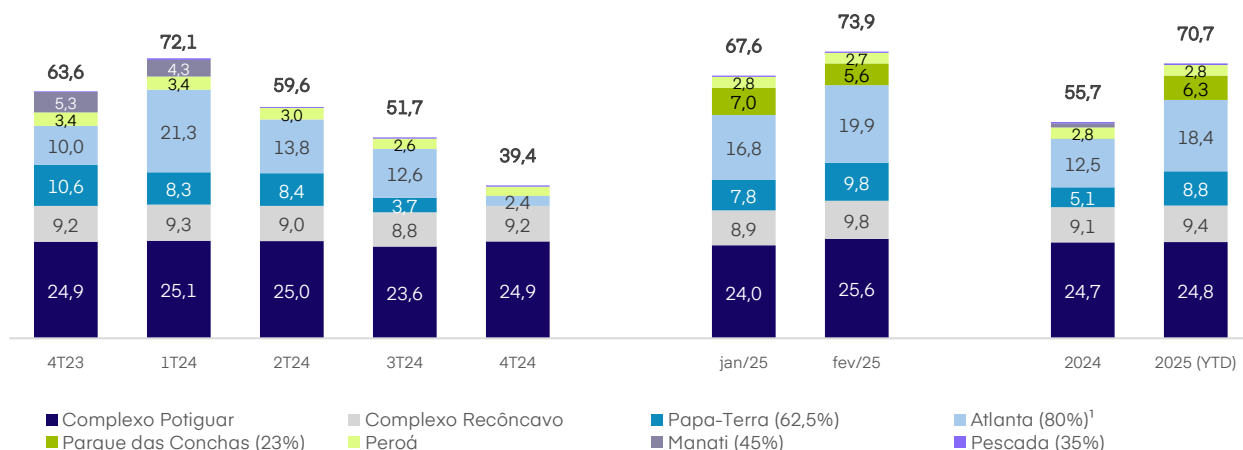


Os dados de produção consideram uma base histórica proforma até o 3T24, com a consolidação de Atlanta e Manati e o aumento da participação da Companhia em Papa-Terra (de 53,13% para 62,5%) e Peroá (de 85% para 100%), com o objetivo de gerar comparabilidade com o período anterior à incorporação da Enauta e da Maha Energy pela Brava (antiga 3R Petroleum), concluída em 1º de agosto de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a incorporação tivesse sido finalizada antes dessa data.

A Companhia iniciou o ano de 2025 com o recorde de produção em fevereiro de 73,9 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d), esse incremento é suportado pelo: (i) início da operação do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), (ii) retomada da produção em Papa-Terra, e (iii) consolidação da produção de parque das conchas, a partir de 31 de dezembro de 2024.

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



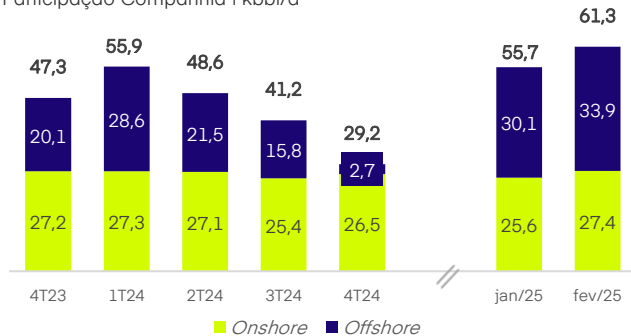
⁽¹⁾ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

A produção média diária de óleo alcançou 29,2 mil barris (bbl/d) no 4T24, -38,3% A/A e -29,1% T/T, representando 74% da produção média do período. O resultado no trimestre é explicado pela (i) postergação de início de operação do FPSO em Atlanta, decorrente do atraso nas anuências regulatórias para início da produção, e (ii) parada programada em Papa-terra.

Em fevereiro de 2025, a produção de óleo registrou 61,3 mil barris (bbl/d), com incremento de +2,1x (110%) quando comparado com o último trimestre.

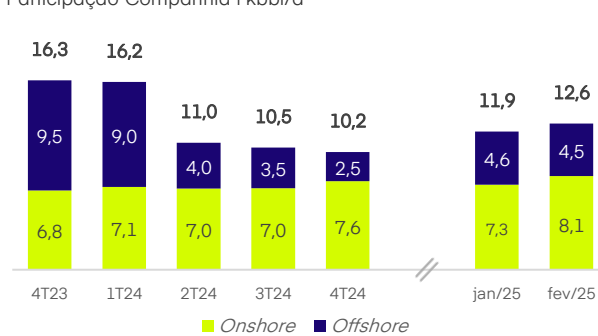
Produção de Óleo

Participação Companhia | kbbbl/d



Produção de Gás

Participação Companhia | kbbbl/d

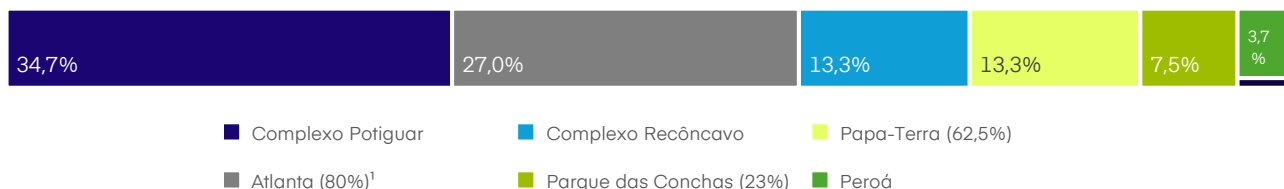


A produção média diária de gás atingiu 10,2 mil boe (1.614 mil m³/d) no 4T24, -37,8% A/A e -3,5% T/T, correspondente a 26% da produção média diária do período. O resultado é explicado por manutenções programadas na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas em novembro de 2024, para qual é escoada a produção do Polo Peroá, com redução de 12,8% T/T, parcialmente compensado por incremento de produção, +8,4% T/T, no Complexo Recôncavo com ativação de novos poços e ganho geral de eficiência operacional.

A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos que compõem o portfólio da Brava Energia, considerando o percentual de participação em cada ativo.

Portfólio	1T24	2T24	3T24	4T24	2024	JAN 25	FEV 25
Produção Total Bruta kboe/d ⁽¹⁾	72,1	59,6	51,7	39,4	55,7	67,6	73,9
Onshore	34,4	34,1	32,4	34,1	33,7	32,9	35,4
Complexo Potiguar	25,1	25,0	23,6	24,9	24,7	24,0	25,6
Complexo Recôncavo	9,3	9,0	8,8	9,2	9,1	8,9	9,8
Offshore	37,7	25,5	19,3	5,2	21,9	34,7	38,4
Papa-Terra (62,5%)	8,3	8,4	3,7	0,1	5,1	7,8	9,8
Atlanta (80%)	21,3	13,8	12,6	2,4	12,5	16,8	19,9
Parque das Conchas (23%)	-	-	-	0,1	0,02	7,0	5,6
Peroá	3,4	3,0	2,6	2,3	2,8	2,8	2,7
Manati (45%)	4,3	-	-	-	1,1	-	-
Pescada (35%)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4

Em uma distribuição total da produção, no mês de fevereiro de 2025, o Complexo Potiguar representou 34,7%, Atlanta 27,0%, Complexo Recôncavo 13,3%, Papa-Terra 13,3%, enquanto Parque das Conchas, Peroá e Pescada corresponderam a 7,5%, 3,7%, e 0,5%, respectivamente, da produção média total. Considerando a proporção por segmento, o *Onshore* e o *Offshore* representaram a sua 48,0% e 52,0% da produção total no referido mês, respectivamente. O campo de Manati encontra-se em parada programada para manutenção com retomada de produção prevista pelo operador (Petrobras) até o final de março de 2025.



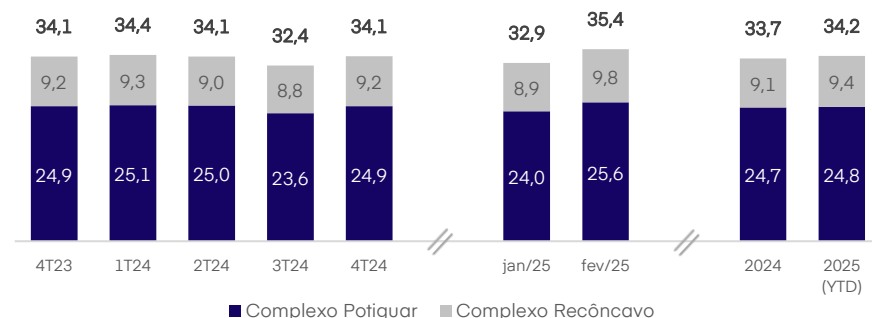
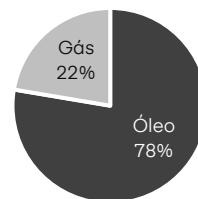
Onshore

O desempenho do segmento *onshore* foi destaque nos resultados operacionais da Companhia durante o quarto trimestre de 2024. O segmento é formado pelos (i) Complexo Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca e Fazenda Belém, e (ii) Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Recôncavo e Rio Ventura.

O resultado no trimestre é explicado: (i) pela maior produção no Complexo Potiguar, +5,6% boe/d T/T, decorrente principalmente da gradativa ampliação da capacidade de injeção de vapor, e (ii) maior eficiência operacional no Complexo Recôncavo, com incremento de +8,4% boe/d T/T na produção de gás.

Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d

**Perfil da Produção Onshore**
(4T24 - boe/d)

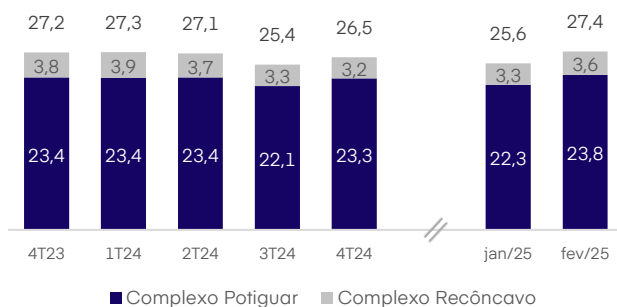
No 4T24, o *onshore* registrou 34,1 mil boe/d, *flat* A/A e +5,2% T/T. A produção média de óleo atingiu 26,5 kbbbl/d, -2,8% A/A e +4,4% T/T, e representou 78% da produção do segmento no trimestre. A produção média diária de gás foi de 7,6 mil boe (1.212 mil m³/d), +11,4% A/A e +8,4% T/T.

A produção total no trimestre foi de 2,4 milhões barris de óleo e 0,7 milhões de boe (111.470 mil m³) de gás, totalizando 3,1 milhões de barris de óleo equivalente, sendo a produção no Complexo Potiguar de 2,1 milhões de barris de óleo e 0,15 milhões boe (24.416 mil m³) de gás e a produção do Complexo do Recôncavo de 0,3 milhões de barris de óleo e 0,55 milhões de boe (87.054 mil m³). A produção de gás natural nos ativos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

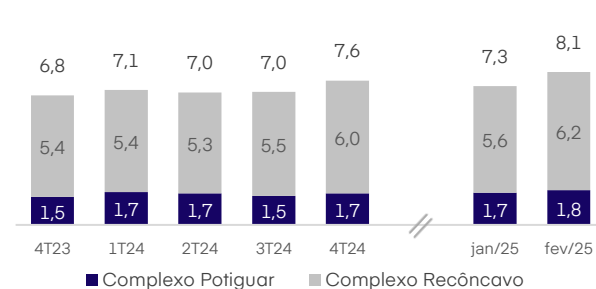
Vale destacar que o segmento *onshore* atingiu a maior produção mensal da história da Companhia em fevereiro de 2025, com os campos da Bahia (Bacia do Recôncavo) registrando a melhor produção mensal desde dezembro de 2016.

Produção de Óleo

Portfólio Onshore Companhia | kboe/d

**Produção de Gás**

Portfólio Onshore Companhia | kboe/d



As atividades operacionais realizadas no *Onshore* durante o 4T24 foram suportadas por 13 sondas de *workover*, 3 sondas de *pulling* e 4 sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no trimestre, destaque para 211 *pullings*, 70 *workovers*, 21 perfurações e 3 abandonos.

No ano de 2024, o segmento *onshore* atingiu 33.748 boe/d, +39,3% A/A. A produção média de óleo representou 79% da produção total, atingindo 26.554 bbl/d, +42,2% A/A, enquanto a produção média diária de gás foi de 7.194 boe (1.144 mil m³), +29,5% A/A.

O volume de produção total no ano foi de 9,7 milhões barris de óleo e 2,6 milhões boe (417.480 mil m³) de gás, totalizando 12,3 milhões barris de óleo equivalente. Sendo a produção no Complexo Potiguar de 8,4 milhões de barris de óleo e 0,6 milhões boe (95.829 mil m³) de gás e a produção do Complexo do Recôncavo de 1,3 milhões de barris de óleo e 2,0 milhões boe (321.651 mil m³) de gás.

Em 2024, a Companhia realizou intensa campanha de atividades em poços dos ativos *onshore*: (i) 679 *pullings*; (ii) 356 *workovers*; (iii) 99 reativações, (iv) 39 perfurações e (v) 21 abandonos. Adicionalmente,

houve a execução de projetos de revitalização e expansão de instalações operacionais, alguns deles ainda em curso, de forma a compatibilizar a infraestrutura dos ativos ao crescente nível de produção, com destaque para: (a) ampliação das estações coletoras e das plantas de tratamento da produção, (b) recuperação de dutos de escoamento, (c) construção de linhas para conexão de novas zonas de produção, (d) implantação de linhas de abastecimento elétrico *backup*, e (e) digitalização de processos e ampliação dos sistemas de gestão da produção.

Ao final de 2024, após concluir a avaliação do portfólio combinado (com a incorporação da Enauta e Maha), a Companhia decidiu ajustar o quantitativo de sondas em terra para que os investimentos em 2025 sejam otimizados e compatíveis com a capacidade de emissão de anuências ambientais pelos órgãos estaduais. Atualmente, a Companhia conta com 8 sondas de *workover*, 2 sondas de *pulling* e 3 sondas de perfuração subcontratadas.

Com a conclusão de diversos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade ao longo de 2024, a maior parte do *CAPEX* planejado para os campos *onshore* nos próximos 12 a 24 meses estão relacionados a incremento de produção (e/ou compensação do declínio natural dos campos), propiciando à Companhia enorme flexibilidade para antecipar ou postergar investimentos de forma dinâmica (comparado aos portfólios exclusivamente offshore, que requerem planejamento prévio de 18 a 24 meses).

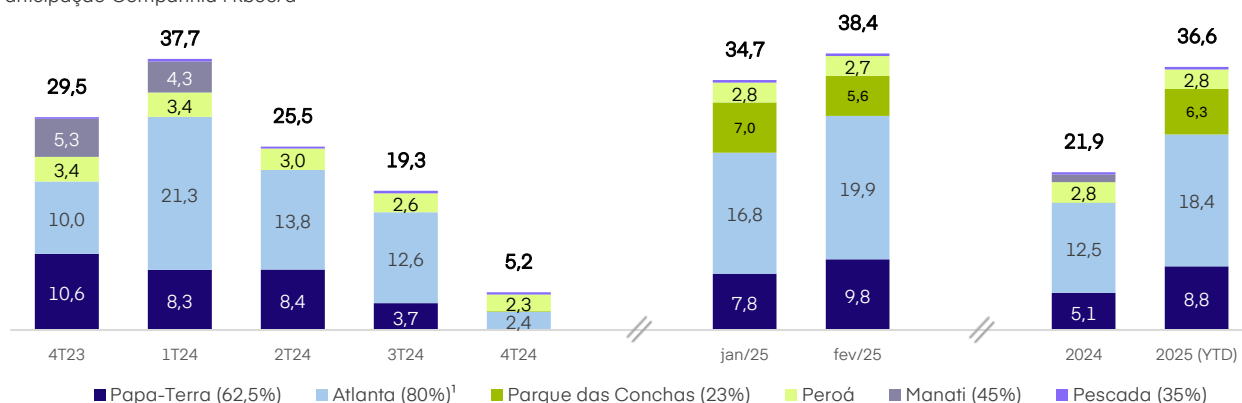
Offshore

O segmento *offshore* é composto pelos ativos Atlanta³ (80%), Papa-Terra (62,5%), Peroá, Parque das Conchas (23%), Manati (45%) e Pescada (35%). No 4T24, a performance operacional do segmento foi limitada pela postergação do início de operação do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), a parada de produção programada em Papa-Terra, para de manutenção em Manati e restrições operacionais em Peroá, em função da parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, operada pela Petrobras.

Os dois primeiros meses de 2025 foram marcados pela retomada da escala de produção no segmento *offshore*, com um incremento significativo na produção em virtude do início das operações em Atlanta, o retorno da produção em Papa-Terra e a consolidação da produção referente à participação de 23% em Parque das Conchas. Em fevereiro de 2025, o *offshore* registrou 38,4 kboe/d, um incremento de 7,4x quando comparado com o 4T24, sendo 33,9 kboe/d referente à produção de óleo, correspondente a 88% da produção total, e 4,5 kboe/d referente à produção de gás.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



³ Considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

▪ Papa-Terra (WI 62,5%)

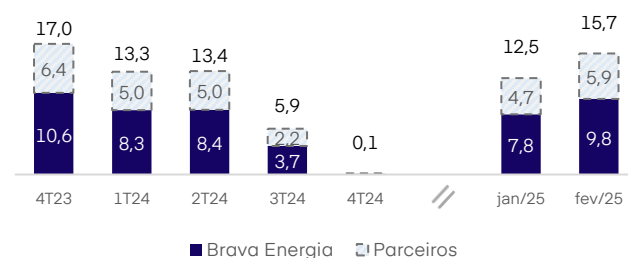
Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados nessa sessão equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

O resultado de 4T24 em Papa-Terra foi impactado pela parada programada iniciada durante o 3T24 e concluída na última semana de dezembro de 2024. Após concluir esta intensa etapa de manutenção e recuperação de integridade, a Companhia iniciou em 2025 a retomada gradual da produção.

Em janeiro de 2025, o *workover* no poço PPT-51 foi concluído com retomada da produção em 1º de fevereiro de 2025. Atualmente, a companhia está gerindo a produção dos poços PPT-37, PPT-50 e PPT-51 de forma a otimizar os volumes de óleo e gás produzidos. Em fevereiro de 2025, Papa-Terra registrou 15,7 kboe/d, referente a 100% do ativo.

Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d



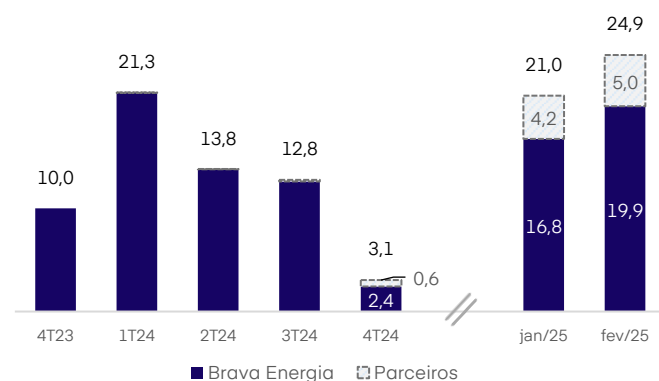
Ainda no primeiro semestre de 2025, a Companhia implementará solução para otimizar os sistemas de tratamento de óleo e estabilizar a geração de energia do FPSO a partir do gás produzido, reduzindo o consumo de diesel e permitindo a retomada gradual de produção dos demais poços conectados às unidades flutuantes de Papa-Terra (FPSO e TLWP).

▪ Atlanta (WI 80%)⁴

A performance operacional do ativo no trimestre é explicada, principalmente, pela desconexão de poços do FPSO Petrojarl I (Sistema Provisório) e postergação do início de produção no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), que aguardava as anuências regulatórias para o início da operação. Após cumprimento de todas as condicionantes regulatórias relacionadas ao início da operação, o primeiro óleo do FPSO Atlanta foi produzido em 31 de dezembro de 2024.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



A produção foi iniciada através dos novos poços 6H e 7H, que estão alocados em uma nova área do reservatório, comprovando o sucesso da concepção e desenvolvimento do projeto. A bomba multifásica destes poços está operando conforme projetado e o FPSO Atlanta apresenta eficiência operacional acima do previsto para uma etapa de testes e início de operação. A Companhia planeja concluir a conexão dos quatro poços remanescentes (2H, 3H, 4H e 5H), que já produziram por meio do FPSO Petrojarl I, durante o primeiro semestre de 2025.

Atlanta registrou de 24,9 kboe/d no mês de fevereiro de 2025, sendo a parcela de 80% da Companhia, equivalente a 19,9 kboe/d.

⁴ considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

O FPSO Atlanta reúne o que há de mais moderno na indústria e foi adaptado para operação em Atlanta, garantindo um enorme salto de tecnologia, capacidade e resiliência na operação do ativo. Quando comparado com o sistema de produção provisório, a unidade representa uma evolução em todos os parâmetros técnicos de operação conforme é possível observar abaixo no comparativo entre as principais características técnicas das unidades.

 FPSO Petrojarl I Sistema antecipado de produção 3+2+2 anos de contrato		 Sistema de Produção de Atlanta 15+5 anos de contrato	
Capacidade:			
Produção	20-30 kbbl/dia		50 kbbl/dia
Estocagem	0,18 Mbbl		1,3 Mbbl
Processamento de água	11.500 bpd		140.000 bpd
Número de poços	3		> 10
Sistema de bombeio	3 MOBOs		fase 1: 3 MPPs

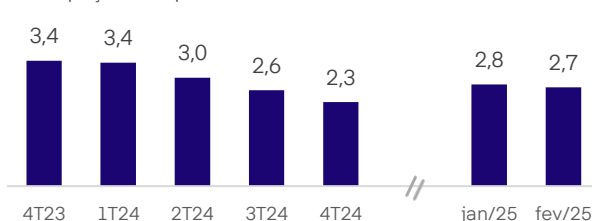
• Peroá (WI 100%)

A performance operacional no ativo durante o 4T24 é explicada principalmente pela parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, em novembro de 2024, para qual é escoada a produção do Polo Peroá.

No 4T24, o ativo registrou produção de 2.305 boe/d, retração de 33,0% A/A e de -12,3% T/T. A produção média de óleo atingiu 103 bbl/d, -20,4% A/A e estável quando comparado ao último trimestre. A produção média diária de gás foi de 2.202 boe (350 mil m³), -35,5% A/A e -12,8% T/T.

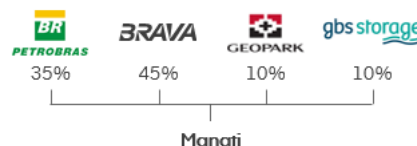
Produção de Peroá

Participação Companhia I kboe/d



• Manati (WI 45%)

A Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, tendo ainda a Petrobras como parceira e operadora com 35% de participação, e a parcela remanescente com outras empresas.



Em março de 2024, a produção do ativo foi paralisada para adequação de equipamentos em atendimento a requisitos da ANP. A previsão de retorno da produção vem sendo atualizada pelo operador desde então, sendo a expectativa atual de retomada para o primeiro trimestre de 2025.

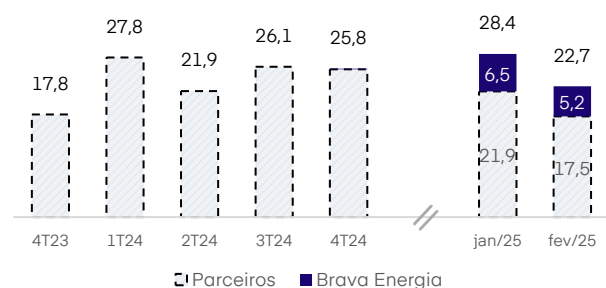
• Parque das Conchas (WI 23%)

Em 30 de dezembro de 2024, após cumprimentos de todas as condições precedentes e anuência da ANP, a Brava Energia concluiu a aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy Brasil nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação, e a ONGC é parceiro no ativo com os 27% remanescentes. Para mais detalhes sobre aquisição do Campo de Parque das Conchas, verificar a seção “Portfólio” deste relatório.

Considerando a totalidade do ativo, a produção de óleo no trimestre registrou 25,8 kbb/d e a produção de gás alcançou 1,7 kboe/d (270 mil m³/d), totalizando 27,5 kboe/d. Importante destacar que dentre os ativos de águas profundas da Companhia, Parque das Conchas é o único que tem sua produção de gás monetizada.

Produção de Óleo | Parque das Conchas

Participação Companhia | kbb/d



Produção de Gás | Parque das Conchas

Participação Companhia | kboe/d



• Pescada (WI 35%)

A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros. A parcela remanescente de 65% pertence a Petrobras, que é a operadora do ativo. A Brava possui contrato de compra e venda (*Sales and Purchase Agreement*) junto à Petrobras para aquisição da parcela de 65% no ativo e encontra-se em tratativas para concluir a transação.

No 4T24, a produção correspondendo a totalidade de Pescada foi de 904 boe/d, +50,0% A/A e -8,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 240 bbl/d, +111,5% A/A e 10,2% T/T. A produção média diária de gás foi de 664 boe (106 mil m³), +35,7% A/A e -14,2% T/T.

Campanha integrada de desenvolvimento em Atlanta e Papa-Terra

Em novembro de 2024, a Brava aprovou a primeira campanha integrada de desenvolvimento em Atlanta e Papa-Terra, com opção de desenvolvimento de Malombe por meio de uma interligação à Peroá (*tieback*). O início da campanha se dará no 4T25 com previsão de conclusão das primeiras conexões de poços para o segundo trimestre de 2026.

A companhia assinou contratos com os principais fornecedores para campanha, assegurando a disponibilidade de equipamentos e serviços essenciais para o aumento do fator de recuperação dos seus principais campos *offshore*.

A campanha consistirá na perfuração e interligação de dois poços em Atlanta e dois poços em Papa-Terra, com a possibilidade de perfuração de um poço em Malombe, cuja decisão final de investimento está prevista para o 2T25. Serão utilizadas tecnologias comprovadas e com parceiros de primeira linha, os quais foram engajados conforme descrito a seguir:

(i) Sonda: contratação da sonda Lone Star da Constellation Oil Services para perfuração e completação de quatro poços, com a possibilidade de um quinto poço a ser definido pela Companhia.

(ii) Árvore de Natal Molhada (ANM): aquisição de duas ANMs para o campo de Atlanta (fornecedor: OneSubsea). Papa-Terra e Malombe já possuem tais equipamentos disponíveis.

(iii) Linhas Flexíveis e Risers: aquisição de linhas e risers destinados aos poços de Atlanta, com opção para Malombe (fornecedor: Baker Hughes). Os poços de Papa-Terra utilizarão linhas existentes.

O valor destes contratos, referente aos quatro primeiros poços, é de aproximadamente US\$ 200 milhões (ou cerca de US\$ 147 milhões, se considerarmos 80% em Atlanta e 62,5% em Papa-Terra). O cronograma de desembolso será baseado em marcos contratuais, com previsão da seguinte forma: cerca de 9% do valor total no 1S25, 12% no 2S25, 72% em 2026 e 7% no 1S27.

Os demais contratos referentes a umbilical, PLSV e demais contratações críticas foram realizadas em fevereiro de 2025.

Midstream & Downstream

A Brava possui instalações de *mid & downstream* no Rio Grande do Norte, essenciais para o recebimento, tratamento, processamento, estocagem e escoamento de toda produção da região. No Ativo Industrial de Guamaré (AIG), destacam-se: (i) Refinaria Clara Camarão, (ii) Terminal Aquaviário de Guamaré, (iii) Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e (iv) parque de tanques. As instalações do ATI são integradas ao *upstream*, proporcionando flexibilidade operacional e oportunidades comerciais, além de gerar valor por meio da monetização da infraestrutura e da prestação de serviços a terceiros na região.

Ao longo de 2024, a Brava abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP (gás líquido de petróleo) e exportou, por meio do terminal próprio de uso privado, *bunker* (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel para *blend* (mistura) na refinaria.

A seguir listamos algumas das atividades de integridade, atualização de equipamentos e manutenção realizadas no 4T24: (i) aquisição e instalação de novos equipamentos para aumento da confiabilidade do sistema elétrico e o lançamento de novos cabos alimentadores, trazendo melhorias nos sistemas de geração e transmissão de energia no AIG; (ii) manutenção e recuperação de tanques de tratamento, carga e armazenamento; e (iii) inspeção e melhorias nos equipamentos na estação de armazenamento de GLP (gás líquido de petróleo) na Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). As atividades implementadas permitem não apenas a continuidade operacional das unidades, mas também visam ampliar a capacidade operacional dos sistemas, equipamentos e instalações, com impacto positivo sobre a confiabilidade e segurança industrial da operação.

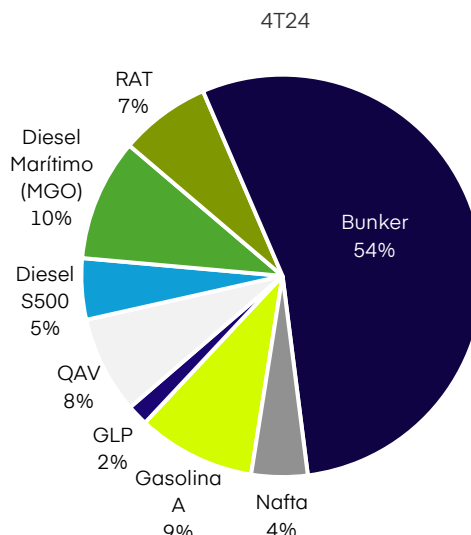
Em novembro de 2024, a Companhia recebeu a certificação SPIE (Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos) no setor de inspeção, que confirma a integridade física das instalações segundo os requisitos determinados pelos órgãos regulatórios, com prazo de validade até 2029.

No 4T24, a Companhia realizou a venda de 3.365 mil barris de produtos derivados, alta de 3,1x (206,8%) em termos anuais (A/A) e 5,7 % T/T. O desempenho reflete (i) maior fator de utilização total (FUT) na refinaria para 88% (+4% T/T) e (ii) maior comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior, parcialmente compensados pela (iii) redução da utilização das instalações da Companhia por terceiros, para tratamento e processamento de óleo e gás, sendo reflexo da menor receita em serviços no trimestre.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) a relevante participação de 54% do *bunker* (VLSFO), com venda da totalidade junto à cliente distribuidor, (b) aumento dos volumes vendidos de RAT (+50% T/T) e GLP (+15 T/T), em razão de maior oferta e melhores estratégias comerciais, e (c) menor nível de exportação de Nafta (-22% T/T).

Importante destacar que o volume de produtos derivados é função: (i) da produção de óleo do Complexo Potiguar, processada na refinaria, (ii) do volume de óleo adquirido de terceiros e processado na refinaria, e (iii) da aquisição de derivados para mistura (*blend*) com alguns produtos da refinaria, de modo a especificar para o mercado, e/ou revenda direta.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



Comercialização

A Brava monitora as condições comerciais de mercado e se posiciona como um relevante produtor independente de petróleo, gás natural e derivados na América Latina. A Companhia atende tanto a demanda das regiões onde está localizada, como oferece produtos em escala nacional e internacional através de instalações próprias, sendo esta uma importante vantagem competitiva em seu modelo de negócio.

Upstream

Faturamento	4T24
Óleo (mil bbl)	2.764
Gás ¹ (milhões m ³)	102,4
Total (mil boe)	3.408
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	68,9
Preço médio da venda de gás ¹ (US\$/MMBTU)	6,9

¹ Inclui as operações *intercompany*

Brent médio	74,7
Dólar médio	5,84
Fator de conversão MMBTU para m ³	26,808
Fator de conversão m ³ para boe	6,2898

Durante o 4T24, a Companhia realizou a venda de 2.764 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,9/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 92% do valor de referência do *Brent* médio do período. A venda de gás natural somou 3,8 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 6,9/MMBTU⁵. A venda total de óleo e gás natural foi de 3.408 mil barris de óleo equivalente.

Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 2,8 milhões de MMBTU de gás no 4T24, a um preço médio de US\$ 9,0/MMBTU, equivalente a 12,1% do valor de referência do *Brent* (medido em US\$ por MMBTU), aumento de +0,8 p.p quando comparado com o percentual de referência do *brent* do trimestre anterior (T/T), o que fortalece

⁵ Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

a estratégia comercial da Brava, focada na diversificação de contratos de gás natural e na integração com a gestão de energia.

O desempenho do trimestre foi impactado principalmente pela: (i) redução de 63,1% no volume de óleo vendido referente aos ativos *offshore* em função da parada de manutenção programada em Papa-Terra e atraso na obtenção das anuências regulatórias para início da operação do FPSO Atlanta, e (ii) pela retração do Brent, na média -7,0% T/T, parcialmente compensado (iii) pelo aumento de 5,8% no volume de óleo comercializado do Complexo Potiguar e +2,4% no volume de gás do Complexo Recôncavo, e (iv) pela variação positiva da cotação média do dólar americano (+5,3% T/T).

O Complexo Potiguar registrou venda de 2.143 mil barris de óleo (bbl), +5,8% T/T, a um preço médio de US\$ 68,5/bbl, e 0,8 milhões de MMBTU, referente a venda de gás *intercompany*.

O Complexo Recôncavo registrou a venda de 301 mil barris de óleo (bbl), -0,2% T/T, a um preço médio de US\$ 75,1/bbl, e 1,9 milhões de MMBTU, a um preço médio, considerando as operações *intercompany*, de US\$ 7,6/MMBTU, equivalente a 10,2% do valor de referência do *Brent*.

O Campo de Atlanta registrou a venda 312 mil barris de óleo (bbl), -71,0% T/T, a um preço médio de US\$ 65,4/bbl, sendo que o volume de produção vendida foi impactado pela interrupção da produção dos poços no campo, em função da substituição do FPSO Petrojarl pelo FPSO Atlanta, e a postergação do início das operações do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) devido a atrasos na obtenção das anuências regulatórias para início da produção.

Como evento subsequente em Atlanta, em fevereiro e março de 2025, a Companhia celebrou novos contratos de comercialização de óleo produzido pelo consórcio em Atlanta junto a Shell e Trafigura. Estes contratos permitem (i) compartilhamento de ganhos via combinações de carga, (ii) acesso a mercados específicos para o tipo de óleo do Campo, e (iii) precificação atrelada a preços de referência de *bunker* de baixo enxofre no mercado internacional.

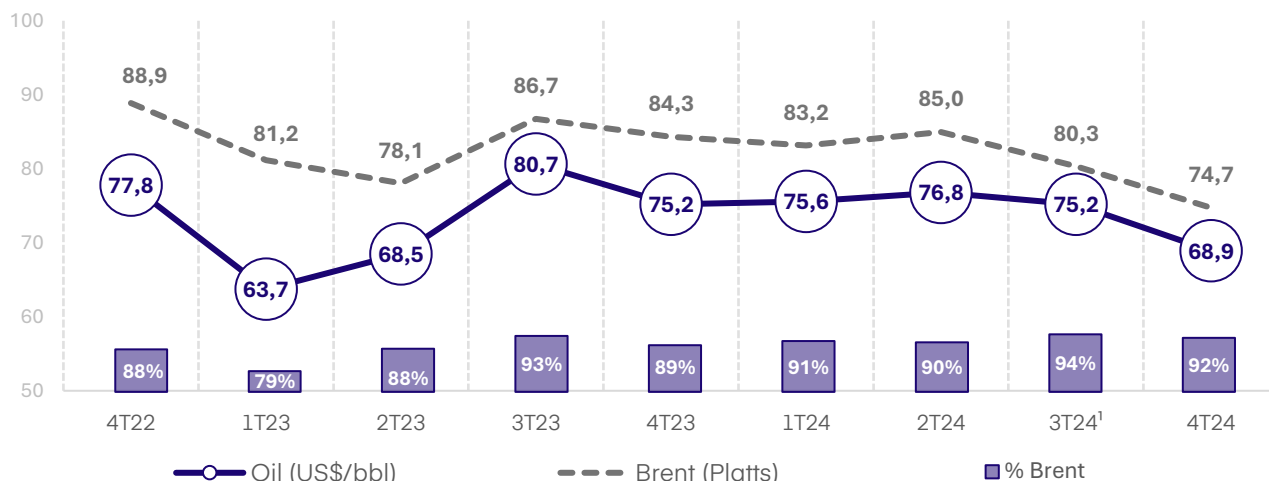
O Polo Peroá registrou a venda de 8 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 62,8/bbl, e 1,1 milhões de MMBTU no 4T24, a um preço médio de US\$ 10,7/MMBTU, equivalente a 14,3% do valor de referência do *Brent*. O desempenho comercial no trimestre foi impactado pela parada programada da Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, operada pela Petrobras, em novembro de 2024, para qual é escoada a produção do Polo Peroá. Mesmo com esta restrição, o ativo apresentou resultados comerciais competitivos e em patamares semelhantes ao dos últimos trimestres.

Os Campo de Papa-Terra e Manati não registraram resultado comercial durante o 4T24, impactados pela parada programada de produção em ambos os ativos.

Os gráficos⁶ abaixo apresentam a evolução das condições comerciais praticadas pela Companhia na venda de óleo e do gás. Cabe destacar que o aumento de escala do portfólio representa um importante efeito na precificação dos produtos, considerando o acesso a diferentes canais de comercialização e ampliação da base de clientes e tipos de produtos ofertados.

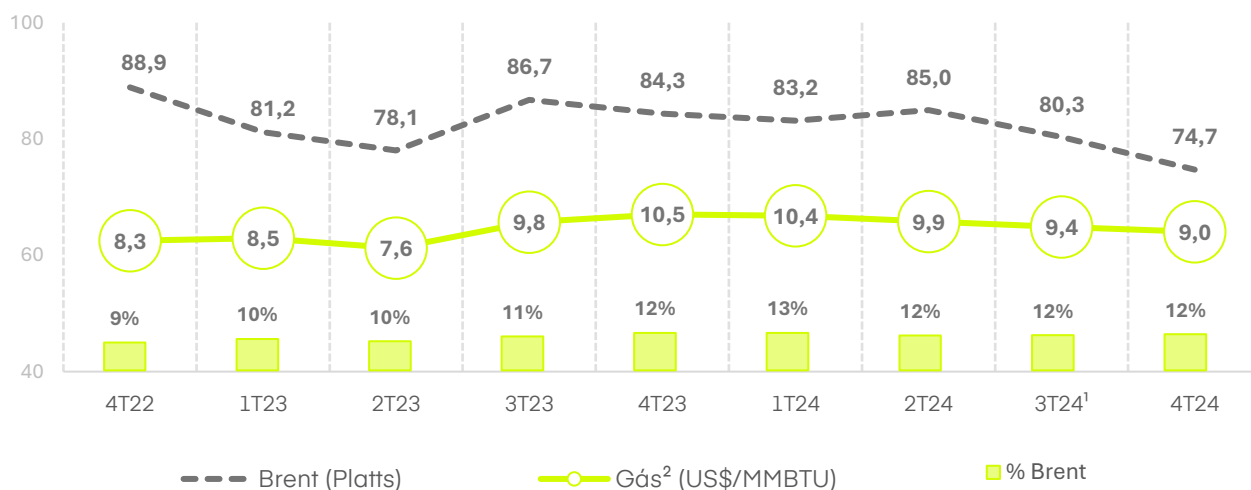
⁶ Até 2T24, inclusive, considera as condições comerciais praticadas pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), não inclui os resultados de comercialização dos ativos de Manati e Atlanta.

Preço Médio de Venda do Petróleo (US\$/bbl)



¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

A comercialização do óleo é sustentada pela diversificação da base de clientes e, no caso dos ativos *onshore*, pelo uso predominante de oleodutos próprios para o escoamento até o ponto de venda. A logística simplificada e o acesso a diversas alternativas de monetização resultam em condições comerciais mais competitivas. No 4T24, o preço médio de venda do petróleo foi de US\$ 68,9 por barril, equivalente a 92% do valor de referência do Brent.

Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros²

¹ Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

O gráfico acima demonstra o comportamento da comercialização de gás, e permite observar a manutenção do patamar competitivo de monetização da molécula vendida pela Companhia a terceiros, registrando 12% do valor de referência do *Brent* no 4T24, por milhão de BTU.

A Companhia busca maximizar a rentabilidade da molécula de gás natural produzida por meio da diversificação de clientes, fortalecimento da estratégia comercial e maior participação nesse segmento. Nessa linha, a Brava concluiu o trimestre com os seguintes marcos importantes no segmento de gás:

- (a) No dia 04 de novembro de 2024, a Companhia celebrou assinatura de contrato para fornecimento de gás natural com a Copergás, com previsão de entrega de 200 mil m³/d por dois anos.
- (b) No dia 19 de dezembro de 2024, a Brava assinou contrato de fornecimento de gás natural junto à Comgás, distribuidora de gás de São Paulo. A vigência do contrato é de três anos, com início para janeiro de 2025, com o fornecimento de volumes entre 150 mil e 450 mil m³/d ao preço fixado em 11% do Brent (US\$/MMBTU). Importante ressaltar que o gás será suprido pelas operações do Rio Grande do Norte, Recôncavo Baiano e Espírito Santo estão integradas em diferentes malhas de transporte, garantindo o suprimento em uma carteira diversificada de clientes.
- (c) No dia 20 de dezembro de 2024, a Companhia celebrou o primeiro contrato de gás com um cliente livre, a Cerâmica Serra Azul, indústria localizada no estado de Sergipe. O contrato possui prazo de três anos e início em janeiro de 2025, com o fornecimento de 77 mil m³/dia de gás natural. Assim como o contrato com a Comgás, o gás será suprido pelas operações do Rio Grande do Norte, Recôncavo Baiano e Espírito Santo.

A Companhia encerrou 2024 reforçando sua estratégia de diversificar a carteira de clientes, visando a captura de condições comerciais mais competitivas e minimização de impactos sazonais. Estão em vigor contratos firmes com distribuidoras estaduais, e parte da produção excedente é ofertada no mercado livre de gás, por meio de contratos flexíveis e transações spot.

Midstream & Downstream

A Companhia é capaz de suprir de forma autônoma o mercado regional em que atua, outras regiões do mercado doméstico (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação) utilizando as instalações integradas que compõem o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), no Estado do Rio Grande do Norte, entre elas a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGNs) e o parque de tanques de armazenamento.

Além de produzir petróleo na Bacia Potiguar, a Companhia também compra petróleo produzido por terceiros na região, com todo o volume sendo transportado para o AIG por meio de oleodutos e/ou carretas, onde a produção recebida é utilizada no abastecimento da refinaria e/ou, alternativamente, na venda direta de petróleo cru a partir do Terminal.

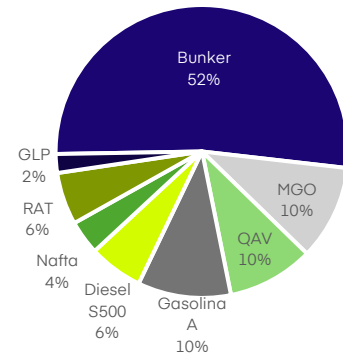
O Terminal desempenha um papel essencial na estrutura integrada no Rio Grande do Norte, pois, além da rede de dutos e estrutura para modal rodoviário, permite à Companhia comercializar seus produtos e de terceiros de forma independente, bem como serve de via de entrada para derivados e insumos utilizados no segmento *mid & downstream*.

A composição da receita líquida de produtos derivados do segmento *mid & downstream* no 4T24, de R\$ 1.508,6 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros para *blend* e/ou revenda.

Durante o quarto trimestre de 2024, o desempenho comercial no segmento *mid & downstream* é justificado: (i) pelo maior volume de produtos derivados comercializados, +5,7% T/T, reflexo do aumento da taxa de utilização da refinaria, FUT (Fator de Utilização), em 88% (+4% T/T), (ii) venda de estoque de períodos anteriores durante o trimestre, (iii) maior *crack-spread* na venda de RAT (resíduo atmosférico) e GLP, parcialmente compensados (iv) redução nas receitas de serviços em função de menor volume de óleo e gás natural de terceiros tratado e processado pelas instalações da Companhia, e (v) pelo menor *crack-spread* registrado na venda de Gasolina, Nafta e QAV.

A Companhia destaca o esforço na ampliação das regiões de abastecimento pela refinaria, especialmente para colocação dos produtos especificados de forma independente. Nesse sentido, a Companhia concluiu o comissionamento de dois terminais de carregamento rodoviário para comercialização do querosene de aviação (QAV) e diesel S500, além de realizar melhorias operacionais visando à diminuição do tempo de carregamento da frota.

Receita Líquida de Derivados
4T24 (%)



Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a seguir os resultados do quarto trimestre de 2024 ("4T24") e do ano de 2024, que refletem o desempenho financeiro de seus ativos. Os dados apresentados consideram as respectivas participações⁷ da Companhia nos ativos do seu portfólio, proporcionando uma visão da performance ao longo do período.

A visão proforma até o 3T24 busca permitir a comparação com o período anterior às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. No entanto, esses dados não foram auditados, e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a operação tivesse sido finalizada antes desta data. A Companhia apresenta a tabela abaixo com as informações trimestrais referentes ao 4T24, que refletem o desempenho financeiro dos ativos operados, considerando os efeitos explicados acima.

Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	4T24	4T23 Proforma	Δ A/A	3T24 Proforma	Δ T/T	2024 Proforma	2023 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>												
Receita Líquida	1.273,9	1.542,0	-	(866,2)	1.949,8	2.276,2	-14,3%	2.193,5	-11,1%	10.095,9	7.008,6	44,1%
Custo do Produto Vendido	(825,7)	(1.540,0)	-	851,7	(1.514,0)	(1.642,3)	-7,8%	(1.715,9)	-11,8%	(7.320,1)	(4.967,8)	47,4%
Royalties	(86,3)	-	-	-	(86,3)	(125,3)	-31,1%	(119,2)	-27,6%	(373,0)	(412,5)	-9,6%
Luoro Bruto	448,2	2,0	-	(14,5)	435,8	633,9	-31,3%	477,6	-8,7%	2.775,8	2.040,7	36,0%
Despesas O&A	(120,8)	(11,7)	(1,9)	-	(134,4)	(130,1)	3,3%	(384,4)	-65,0%	(931,3)	(595,5)	56,4%
Gastos Exploratórios	(11,3)	-	-	-	(11,3)	(4,1)	2,7x	(16,3)	-30,4%	(53,7)	(161,7)	-66,8%
Outras receitas e despesas operacionais	(122,4)	0,1	1,6	(0,0)	(120,7)	63,4	-	1.001,8	-	820,2	(3,0)	-
Luoro Operacional	193,6	(9,6)	(0,3)	(14,5)	169,4	563,1	-69,9%	1.078,7	0,2x	2.611,1	1.280,6	2,0x
Resultado Financeiro Líquido	(1.560,5)	3,2	(171,8)	(56,1)	(1.785,1)	75,0	-	(236,4)	7,6x	(4.206,2)	(755,0)	5,6x
Resultado antes de impostos	(1.366,8)	(6,3)	(172,0)	(70,6)	(1.615,7)	638,1	-	842,3	-	(1.695,2)	525,6	-
Imposto de renda e contribuição social	459,8	0,0	132,2	(4,3)	587,7	(163,4)	-	(344,0)	-1,7x	462,6	(145,7)	-
Luoro Líquido	(907,1)	(6,3)	(39,9)	(74,8)	(1.028,1)	474,7	-	498,3	-	(1.132,6)	379,8	-
Imposto de renda e contribuição social	459,8	0,0	132,2	(4,3)	587,7	(163,4)	-	(344,0)	-	462,6	(145,7)	-
Resultado Financeiro Líquido	(1.560,5)	3,2	(171,8)	(56,1)	(1.785,1)	75,0	-	(236,4)	655,2%	(4.206,2)	(755,0)	5,6x
Depreciação e Amortização	(209,2)	(17,4)	-	12,5	(214,2)	(404,0)	-	(532,3)	-59,8%	(1.841,5)	(1.215,2)	51,5%
Depreciação e Amortização O&A	(8,3)	(0,0)	(3,4)	(0,0)	(11,7)	(13,9)	-	(10,0)	16,9%	(42,5)	(70,9)	-40,0%
EBITDA	411,2	7,9	3,1	(27,0)	395,2	980,9	-59,7%	1.620,9	-75,6%	4.495,1	2.566,6	1,8x
Margem EBITDA	32,3%	0,5%	-	-	20,3%	43,1%	-22,8 p.p.	73,9%	-53,6 p.p.	44,5%	36,6%	7,9 p.p.
Ajustes não recorrentes	111,2	-	(1,1)	-	110,1	(124,2)	-	(893,6)	-0,1x	(987,4)	(248,5)	4,0x
EBITDA Ajustado	522,3	7,9	2,0	(27,0)	505,2	856,7	-41,0%	727,4	-30,5%	3.507,7	2.318,1	1,5x
Margem EBITDA Ajustado	41,0%	0,5%	-	-	25,9%	37,6%	-11,7 p.p.	33,2%	-7,2 p.p.	34,7%	33,1%	1,7 p.p.

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio, e utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões na alocação de recursos, bem como na avaliação de desempenho. Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*).

As transações *intercompany* são avaliadas a preços internos de transferência, apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo tais transações eliminadas, em coluna segregada dos segmentos de negócio, para fins de conciliação das informações segmentadas com os resultados trimestrais consolidadas da Companhia.

Os segmentos *upstream* e *mid & downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho financeiro de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia.

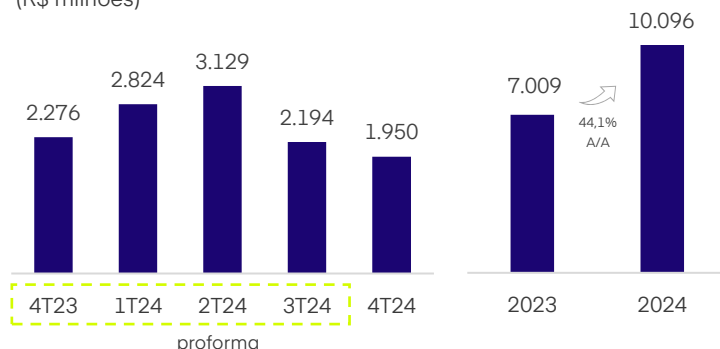
⁷ Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

O montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*, pode não ser utilizado no mesmo período de competência.

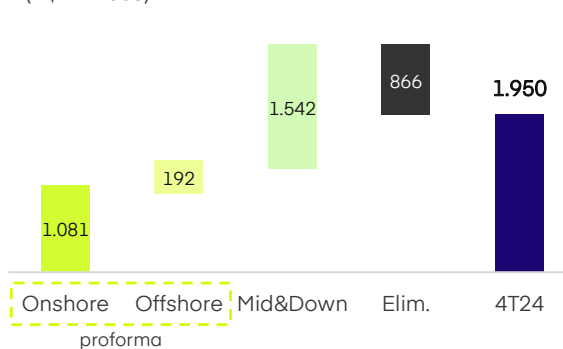
Receita Líquida

A Companhia registrou receita líquida⁸ de R\$ 1.949,8 milhões (US\$ 334,0 milhões) no 4T24, redução de 14,3% A/A e 11,1% T/T. O resultado é composto por: (i) R\$ 1.273,9 milhões registrados no segmento *upstream*, que contempla, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) R\$ 1.542,0 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) R\$ 866,2 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas da Brava.

Receita Líquida 4T24 & 2024
(R\$ milhões)



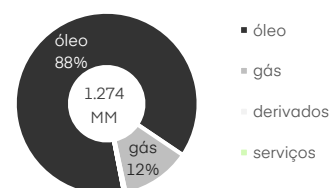
Composição da Receita Líquida 4T24
(R\$ milhões)



Em 2024, a receita líquida consolidada da Companhia acumulou R\$ 10.095,9 milhões (US\$ 1.900,3 milhões), +44,1% A/A, sendo: (i) R\$ 7.347,3 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 6.164,7 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, e (iii) R\$ 3.416,1 milhões em eliminações intragrupo.

O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.273,9 milhões no 4T24, redução de 37,4% A/A e -15,2% T/T, sendo: (i) R\$ 1.114,6 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 155,5 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 3,4 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,4 milhão referente à prestação de serviços.

Receita Líquida | *Upstream*



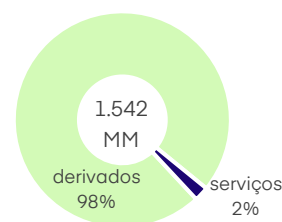
A performance financeira do segmento *upstream* é explicada pela: (i) parada programada de produção em Papa-Terra, (ii) interrupção da produção dos poços no campo de Atlanta, em função da substituição do FPSO Petrojarl pelo FPSO Atlanta, (iii) postergação do início das operações do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) em função de atrasos na obtenção das anuências regulatórias para início da produção (iv) parada de manutenção em Manati, (v) parada programada da Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas em novembro de 2024, para qual é escoada a produção do Polo Peroá, e (vi) pela retração do *Brent*, na média -7,0% T/T, e a variação positiva da cotação média do dólar americano (+5,3% T/T).

⁸ (i) Até o 3T24, a receita financeira considera a base proforma consolidando os resultados da 3R e Enauta. (ii) considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 35% em Pescada, 45% em Manati e 80% em Atlanta, nesta última, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

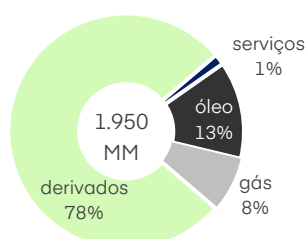
O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.542,0 milhões no 4T24, aumento de 2,6x (161,0%) A/A e +0,3% T/T, sendo: (i) R\$ 1.508,6 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 33,4 milhões referentes à prestação de serviços.

A performance do segmento *mid & downstream* no trimestre é explicada principalmente pelo (i) incremento de receitas de derivados reflexo da maior taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 88%, (ii) venda de estoque de períodos anteriores durante o trimestre, parcialmente compensados pela (iii) redução nas receitas de serviços em decorrência da menor utilização da UPGN por terceiros para processamento e tratamento de gás e redução nos serviços de logísticas. Já o desempenho anual (4T23 x 4T24) é explicado pela normalização do resultado do segmento com o retorno da refinaria Clara Camarão e da UPGN II, que tiveram períodos de manutenção programada durante o 4T23.

Receita Líquida | Mid&Down



Receita Líquida | Consolidada



De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, no quarto trimestre a receita líquida de R\$ 1.949,8 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 262,5 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 1.511,1 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 147,4 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 28,7 milhões através da prestação de serviços.

Em 2024, considerando a distribuição por produto, a receita líquida proforma de R\$ 10.095,9 milhões, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, é composta por: (i) R\$ 3.221,0 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 6.021,9 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 709,4 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 143,6 milhões através da prestação de serviços.

Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.513,9 milhões (US\$ 259,4 milhões) no 4T24, -7,8% A/A e -11,8% T/T, a redução T/T está diretamente ligada ao menor volume de produção do segmento offshore, justificado pela parada programada de Papa-Terra durante todo o 4T24 e a postergação do início das operações no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) em função de atrasos na obtenção das anuências regulatórias para início da produção.

Por segmento, o *upstream* registrou R\$ 825,7 milhões, -37,6% A/A e -21,8% T/T, o *mid & downstream* apresentou R\$ 1.540,0 milhões, +2,7x (166,7%) A/A e +4,5% T/T, em linha com a performance *onshore* no 4T24. As eliminações intragrupo somaram R\$ 851,7 milhões, +3,9x (229,4%) A/A e +4,7% T/T.

A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a estoque de período anterior e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 4T24.

Em 2024, o CPV somou R\$ 7.320,1 milhões (US\$ 1.372,2 milhões), +47,4% A/A, explicado: (i) pelos custos associados a conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em junho de 2023, (ii) por maiores custos atrelados ao incremento de produção dos ativos de Potiguar e da Bahia, parcialmente compensado por (iii) menores custos associados ao Polo Papa-Terra, em função da parada programa de produção.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 145,7 milhões (US\$ 25,0 milhões) no 4T24, +8,6% A/A e -63,6% T/T, considerando os gastos exploratórios (nota explicativa 35^o nas Demonstrações Financeiras da Companhia) ocorridos no período de R\$ 11,3 milhões, representando 7,8% do valor total do G&A neste período. O resultado no trimestre é justificado pela normalização das despesas com pessoal após as incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia, parcialmente compensado com maiores gastos com serviços prestados por terceiros e de sistemas de tecnologia da informação (TI), além de maior depreciação registrada no período. Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, o *upstream* apresentou R\$ 132,1 milhões, o *mid & downstream* registrou R\$ 11,7 milhões e R\$ 1,9 milhões são referentes à estrutura corporativa da Companhia.

Cabe destacar que a Companhia aprimorou o procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), o que justifica o aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo.

Em 2024, o G&A, considerando os gastos exploratórios de R\$ 53,7 milhões ocorridos no ano, registrou R\$ 984,9 milhões (US\$ 182,7 milhões), +30,1% A/A, sendo impactado principalmente: (i) pelo aumento nos serviços prestados por terceiros ao longo do ano, em virtude da conclusão de aquisição do Polo Potiguar, em junho de 2023, (ii) maiores gastos com pessoal e remuneração baseado em ações, parcialmente compensados (iii) por menores despesas de depreciação e amortização.

Outras receitas e despesas operacionais somaram resultado líquido negativo de R\$ 120,7 milhões (US\$ 20,7 milhões) no 4T24, comparada uma receita líquida de R\$ 1.001,8 milhões (US\$ 180,7 milhões) no 3T24, sendo esse resultado do trimestre anterior impactado pelo recebimento de R\$ 720,3 milhões referentes à venda de 20% de participação na Concessão BS-4 à Westlawn. A performance é explicada por: (i) despesa de R\$ 80,4 milhões referente ao período de aluguel em que a sonda contratada para realizar intervenções e campanha de perfuração no campo de Papa-Terra não foi utilizada em função da não obtenção das anuências regulatórias para perfuração, (ii) despesa de R\$ 34,0 milhões com desmobilização de sondas *onshore*, e (iii) ajustes de R\$ 28,7 milhões referentes à provisão no valor recuperável *impairment*, das 11 concessões (13 campos) de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar, escopo do desinvestimento dos ativos *onshore* da Companhia, conforme Fato Relevante divulgado no dia 10 de fevereiro de 2025 e nota explicativa 36.1 das Demonstrações Financeiras.

Em 2024, as outras receitas e despesas operacionais registraram resultado líquido positivo de R\$ 820,2 milhões (US\$ 148,3 milhões). Esse resultado reflete principalmente: (i) o recebimento de R\$ 720,3 milhões referentes à venda de 20% de participação na Concessão BS-4 à Westlawn, (ii) provisão de abandono de ativos em R\$ 361,1 milhões, parcialmente compensado por (iii) despesas com sonda *offshore* em R\$ 196,6 milhões, referente ao período de aluguel em que a sonda contratada para realizar intervenções e campanha de perfuração no campo de Papa-Terra não foi utilizada em função da não obtenção das anuências regulatórias para perfuração, conforme explicações supracitadas e (iv) despesas com desmobilização de sondas *onshore* em R\$ 34,0 milhões.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 4T24 com lucro bruto de R\$ 435,8 milhões (US\$ 74,7 milhões), -31,3% A/A e -8,8% T/T, dos quais: (i) R\$ 448,2 milhões de contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 2,0 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 14,5 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 169,3 milhões (US\$ 29 milhões) no 4T24, -69,9% A/A e -84,3% T/T, sendo: (i) R\$ 193,6 milhões referentes ao segmento *upstream*, reduzidos de (ii) R\$ 9,6 milhões de contribuição

⁹ A nota explicativa refere-se ao valor correspondente aos gastos acumulados durante o ano de 2024, com os resultados das empresas combinadas a partir do dia 01 de agosto de 2024.

negativa do segmento *mid & downstream*, (iii) R\$ 0,3 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 14,5 milhões em eliminações *intercompany*.

Em 2024, o lucro bruto acumulou R\$ 2.775,8 milhões (US\$ 514,8 milhões), +36,0% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 2.611,1 milhões (US\$ 484,2 milhões), +103,9% A/A.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 4T24 foi negativo em R\$ 1.785,1 milhões (US\$ 288,3 milhões¹⁰), comparado a um resultado positivo de R\$ 75,0 milhões (US\$ 15,5 milhões) no 4T23, e a um resultado negativo de R\$ 236,3 milhões (US\$ 43,4 milhões) no 3T24. A performance do 4T24 é explicada principalmente (i) pelo impacto da apreciação do dólar americano de fechamento do 4T24 em relação ao encerramento do 3T24, +13,7% T/T, com efeito negativo e não caixa na marcação a mercado de instrumentos financeiros dolarizados (variação cambial líquida), de R\$ 855,6 milhões, (ii) resultado líquido negativo referente aos contratos de hedge em R\$ 447,5 milhões, e (iii) impacto da correção monetária e de juros de empréstimos e debêntures em R\$ 396,0 milhões.

O resultado financeiro líquido com efeito caixa foi positivo em R\$ 292,8 milhões (US\$ 47,3 milhões) no 4T24. O desempenho é explicado pelo: (a) resultado líquido positivo de aplicações financeiras e do fundo cambial de R\$ 427,0 milhões, (b) resultado positivo das operações de *hedge* em R\$ 260,1 milhões, sendo R\$ 55,1 milhões referente ao *hedge* de petróleo e R\$ 205,0 milhões referentes ao *hedge* de câmbio, e (c) pagamentos de R\$ 365,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas.

Em 2024, o resultado financeiro líquido acumulou despesa de R\$ 4.206,2 milhões (US\$ 679,3 milhões), comparado a uma despesa de R\$ 755,0 milhões (US\$ 156,0 milhões) em 2023, explicado por maiores despesas de juros e serviços de dívidas contratadas e despesas financeiras não caixa, incluindo efeitos de marcação a mercado de instrumentos financeiros, principalmente relacionadas à variação cambial líquida com resultado negativo de R\$ 1.024,4 milhões, correção monetária com resultado negativo de R\$ 728,2 milhões, e resultado líquido negativo de *hedge* de R\$ 644,7 milhões. Do total, menos de R\$ 500,0 milhões tem efeito caixa no ano de 2024.

Durante o ano de 2024, foram realizadas as seguintes emissões de dívidas: (i) *Notes* de US\$ 500 milhões emitido em janeiro ("US BOND"), (ii) 4ª Emissão de debêntures da 3R de R\$ 900 milhões em fevereiro, e (iii) 3ª e 4ª Emissão de debêntures da Enauta, que somaram R\$ 2.700,0 milhões em junho 2024.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o quarto trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a 5.014 mil barris de petróleo em um horizonte de 18 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 192 mil barris a um preço médio de US\$ 76,4 por barril, por um período de 4 meses (vencimento em abril de 2025), e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 4.822 mil barris, com piso médio de US\$ 58,0 e teto médio de US\$ 89,8 por barril, até o segundo trimestre de 2026. A Companhia avalia de forma recorrente as condições de mercado e aplica a estratégia de *hedge* de petróleo com o objetivo de minimizar efeitos negativos de oscilação da *commodity*, protegendo sua produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 4T24.

¹⁰ Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 6,19.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento
NDF			
	170	\$ 76,7	1T25
	22	\$ 74,5	2T25
	-	-	-
	-	-	-
	-	-	-
	-	-	-
Total	192	\$ 76,4	-

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento
Collar		Put	Call	
	948	\$ 53,6	\$ 96,1	1T25
	1.224	\$ 54,9	\$ 91,6	2T25
	585	\$ 65,5	\$ 86,1	3T25
	825	\$ 57,5	\$ 88,2	4T25
	815	\$ 61,2	\$ 85,1	1T26
	425	\$ 60,9	\$ 87,7	2T26
Total	4.822	\$ 58,0	\$ 89,8	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram crédito de R\$ 587,7 milhões no 4T24, comparado a despesa de R\$ 163,4 milhões no mesmo período do ano anterior, e despesa de R\$ 344,0 milhões no 3T24. O resultado do trimestre é justificado pelo diferimento do imposto de renda R\$ 453,8 milhões, em razão de crédito de prejuízos fiscais de exercícios anteriores, conforme explicitado na nota explicativa 15 das Demonstrações financeiras da Companhia, sendo ocasionado pelo efeito de atualização monetária e impacto negativo de marcação a mercado sobre os instrumentos financeiros dolarizados, incluindo as operações de *hedge*.

Em 2024, o imposto de renda e contribuição social somaram crédito de R\$ 462,6 milhões (US\$ 85,8 milhões), comparados a despesa de R\$ 145,8 milhões (US\$ 29,1 milhões) em 2023. A performance no ano foi impactada pelo diferimento do imposto de renda, decorrente da mesma dinâmica explicada acima.

Lucro Líquido

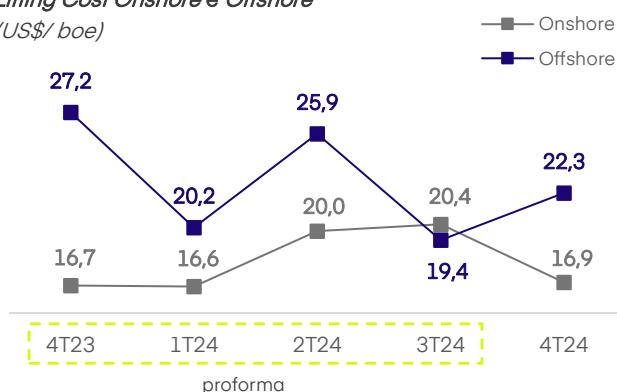
A Companhia encerrou o quarto trimestre proforma com prejuízo líquido consolidado de R\$ 1.028,1 milhões (US\$ 176,1 milhões), comparado ao lucro líquido proforma de R\$ 474,7 milhões (US\$ 95,8 milhões) no mesmo período do ano anterior (4T23), e lucro líquido de R\$ 498,3 milhões (US\$ 89,9 milhões) no 3T24, principalmente impactado pela desvalorização do câmbio, sendo um evento de natureza exclusivamente contábil, sem efeito caixa.

Lifting Cost

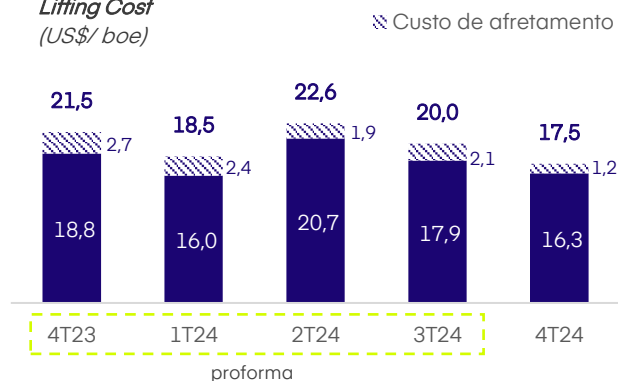
A Companhia registrou custo de extração (*lifting cost*) médio ponderado de US\$ 17,5/boe no 4T24, -18,7% A/A e -12,7% T/T. No *onshore*, o *lifting cost* registrou US\$ 16,9/boe no 4T24, -17,3% T/T, enquanto no *offshore* o indicador aferiu US\$ 22,2/boe, +14,7% T/T.

Para efeito de análise, se desconsiderarmos o custo de afretamento relacionado ao FPSO Petrojarl I (equivalente a US\$ 9,9/boe durante o período), o *lifting cost* consolidado da Companhia ficaria em US\$ 16,3/boe, e o *offshore*, sem o custo de afretamento, atingiria o patamar de US\$ 12,3/boe no 4T24.

Lifting Cost Onshore e Offshore
(US\$/ boe)



Lifting Cost
(US\$/ boe)



O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, *royalties*, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

No 4T24, a redução de *lifting cost* é justificada, principalmente, pelos menores custos de extração em ativos onshore localizados da Bahia e no Rio Grande do Norte, e a maior produção no Complexo Recôncavo, como também pelo efeito da apreciação do dólar.

O Complexo Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 17,3/boe no 4T24, -13,5% T/T, justificado por menores custos atrelados a operações e manutenções (O&M) e maior produção no fim de 2024.

O Complexo Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 15,4/boe no 4T24, -28,7% T/T, atingindo o menor nível histórico realizado pela Companhia, com destaque para registro recorde no indicador do Polo de Rio Ventura em US\$ 11,3/boe. O complexo Recôncavo atingiu no quarto trimestre de 2024 a maior nível de produção desde dezembro 2016 e a melhor eficiência operacional desde que foi adquirido pela Companhia. O desempenho dos ativos localizados no Estado da Bahia é explicado, principalmente, por menores custos operacionais e de manutenção, e melhora significativa na produção, com redução de aproximadamente US\$ 2/boe no indicador.

Em Atlanta, o *lifting cost* registrado foi de US\$ 34,3/boe no 4T24, justificado pela desconexão de poços do sistema provisório de produção do campo (para serem conectados posteriormente ao FPSO Atlanta) e consequentemente menor volume de produção no período e menor diluição dos custos fixos de operação. Desconsiderando o custo de afretamento, o indicador registrou US\$ 11,0/boe no trimestre. Com a retomada de produção no ativo, após a conclusão das conexões dos dois novos poços no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), a perspectiva de médio prazo para Atlanta é de diluição considerável dos custos de operação, sobretudo após a conexão dos quatro poços (que estavam anteriormente conectados ao FPSO anterior) durante o primeiro semestre de 2025.

O Polo Peroá encerrou o 4T24 com *lifting cost* médio de US\$ 7,4/boe, -12,9% T/T. O resultado reflete a redução nos custos de operação e manutenção (O&M) no período, mantendo a operação de ativo bastante eficiente e resiliente.

Não houve registro de *lifting cost* em Manati e Papa-Terra devido a parada de produção em ambos os ativos durante o período.

EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 505,2 milhões (US\$ 86,6 milhões) no quarto trimestre de 2024, -41,0% A/A e -30,5% T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 522,4 milhões registrados no segmento

upstream, (ii) o resultado positivo de R\$ 7,9 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, (iii) incremento de R\$ 2,0 milhões segmento corporativo referente ao *earnout* do antigo controlador da Companhia, e (iv) ajuste negativo de R\$ 26,9 milhões em eliminações *intercompany*.

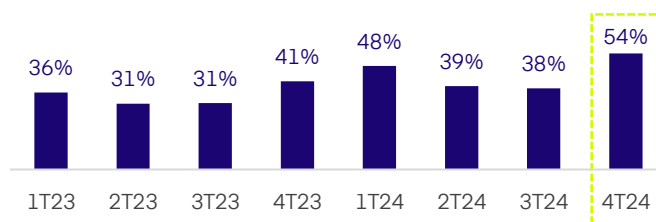
No trimestre, os ajustes não-recorrentes somaram R\$110,1 milhões (US\$ 18,9 milhões) no EBITDA sendo: (i) R\$ 114,3 milhões referentes ao aluguel de sonda *offshore* não utilizada e desmobilização de sondas *onshore* durante o período, conforme supracitado, (ii) ajustes de R\$ 28,7 milhões referentes à provisão no valor recuperável, *impairment*, das 11 concessões (13 campos) de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar, escopo do desinvestimento dos ativos *onshore* da Companhia, conforme Fato Relevante divulgado no dia 10 de fevereiro de 2025 e nota explicativa 36.1 das Demonstrações Financeiras, parcialmente compensados pela (iii) reversão de despesa de abandono de ativos, reversão de IFRS-16 da empresa incorporada Enauta e reversão do *earnout* do antigo controlador da Companhia, que somaram R\$ 33,2 milhões.

Os ativos de Papa-Terra, Atlanta e Manati tiveram restrições relevantes de produção durante o 4T24, conforme explicações apresentadas nas seções anteriores, e com isso contribuíram negativamente em R\$ 138,1 milhões para o resultado do EBITDA no 4T24. Nesse contexto, com a retomada da produção em Papa-Terra e início de operação do novo FPSO Atlanta em dezembro de 2024 e a provável retomada de produção de Manati ainda no 1S25 (conforme informações do operador, Petrobras), o EBITDA no 4T24 não reflete o potencial da Companhia para os próximos trimestres. O patamar de produção já apresenta uma reversão significativa nos dois primeiros meses de 2025 quando comparado à média do 4T24, conforme dados de produção divulgados pela Companhia.

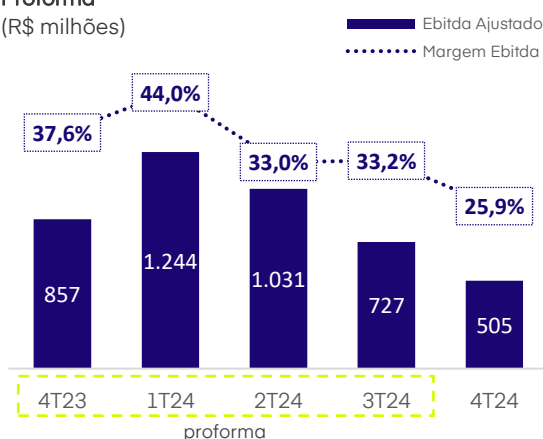
A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 25,9% no 4T24, --11,7 p.p. A/A e -7,2 p.p. T/T. A performance do trimestre é justificada (i) pela redução em 7,6 p.p. no segmento *upstream*, impactado pela parada programada de produção em Papa-Terra e postergação do início das operações no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo) decorrente do atraso na obtenção das anuências

regulatórias para início da produção, parcialmente compensada (ii) pela performance positiva dos ativos *onshore* localizados Bahia (com margem EBITDA de 54,4%) e Potiguar (com margem EBITDA de 58,7%), em função do maior volume de produção e otimização de custos e despesas. Além disso, o resultado do segmento *mid & downstream* teve impacto negativo na consolidação dos resultados da Companhia devido a penalidades contratuais relacionadas a *demurrage* registradas no 4T24.

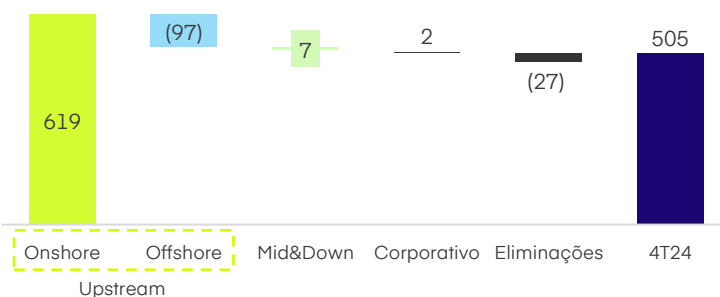
Margem Ebitda Ajustada e *Lifting Cost*
Complexo Recôncavo (Bahia)



Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada
Proforma
(R\$ milhões)



Composição do EBITDA Ajustado 4T24
(R\$ milhões)



Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 41,0% no 4T24, -11,5 p.p. A/A e -7,6 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 0,5%, -21,7 p.p. A/A e +1,8 p.p. T/T.

No ano de 2024, o EBITDA Ajustado da Companhia foi de R\$ 3.507,7 milhões (US\$ 666,8 milhões), -41,0% A/A, sendo: (i) R\$ 3.500,1 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, R\$ 2.297,1 milhões referem-se ao *onshore* e R\$ 1.203,1 milhões ao *offshore*, e (ii) R\$ 174,0 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 89,8 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 76,6 milhões em eliminações *intercompany*.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 34,7% no ano de 2024, +1,7 p.p. A/A, sendo alcançado 53,3% no *onshore* e 39,6% no *offshore* em 2024. O desempenho é explicado, principalmente, pela melhor margem de contribuição do segmento *onshore*, com destaque para o Complexo Recôncavo registrando +9,5 p.p. A/A, parcialmente compensado pelo resultado do segmento *mid & downstream*, que apresentou uma margem normalizada de aproximadamente 3% em 2024. Para efeitos de comparação, em 2023, a margem do segmento *mid & downstream* foi superior a normalizada em 2024 de forma pontual em razão da valorização do brent no 3Q23 e do estoque vendido logo após o *closing* do ativo no mesmo trimestre.

Capex

A Brava registrou capex de R\$ 1.298,4 milhões (US\$ 222,4 milhões¹¹) no 4T24, +28,2% A/A e -17,1% T/T em reais. No 4T24 e nos anos de 2024 e 2023, o projeto de implantação do Sistema Definitivo no campo de Atlanta, contemplando novos poços, novas bombas e equipamentos submarinos, representou aproximadamente 33% do total dos investimentos da Companhia no quarto trimestre de 2024. Além de Atlanta, a intensificação das atividades de recuperação de instalações em Papa-Terra e o incremento de atividades operacionais (*workovers*, reativações, conversões e perfurações) no segmento *onshore* foram os projetos com maior relevância na aplicação de capex no período.

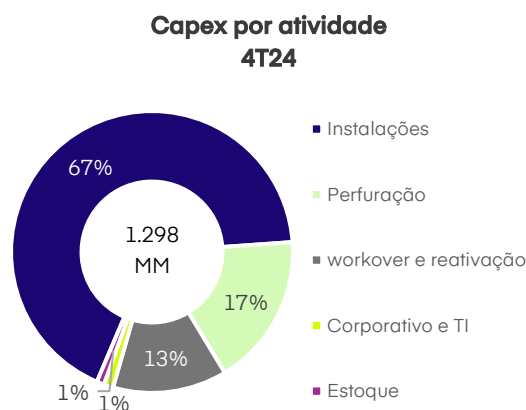
Nos próximos trimestres, o patamar de CAPEX que será alocado pela Companhia deverá ser consideravelmente menor do que o montante alocado nos trimestres de 2024, sobretudo após a conclusão da implementação do projeto de Atlanta e a normalização dos investimentos atrelados a integridade de Papa-Terra. No *onshore* e no *mid & downstream*, gradativamente observa-se a redução

¹¹ Considerado o dólar médio do período de 5,84.

da necessidade de investimentos em infraestrutura e recuperação de integridade. Em paralelo, quanto ao CAPEX de expansão, a Companhia já adequou os investimentos nos campos em terra à capacidade de emissão de licenças dos órgãos ambientais estaduais, bem como otimizou a utilização de recursos, desmobilizando um número significativo de sondas.

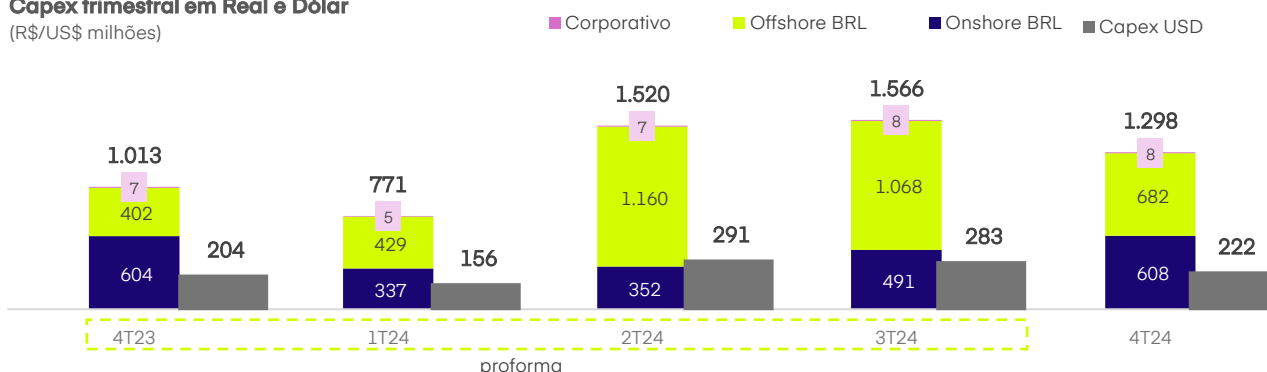
O resultado do capex com efeito caixa registrado no 4T24 foi de R\$ 1.442,2 milhões (US\$ 247,1 milhões), sendo reflexo das provisões realizadas em períodos anteriores e reversão de desembolsos da taxa de utilização das bombas de Atlanta de períodos anteriores.

Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 4T24 foi direcionado para: (i) R\$ 876,2 milhões em projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, representando 67% do total registrado no período, dos quais R\$ 393,5 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta e R\$ 163,3 milhões referentes à parada programada de Papa-Terra, (ii) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 170,1 milhões, correspondentes a 13%, (iii) R\$ 227,0 milhões referentes às campanhas de perfuração, representando 17%, (iv) utilização de materiais para estoque, R\$ 10,8 milhões, com representatividade de 1%, e (v) R\$ 14,1 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom, o que corresponde a 1%.



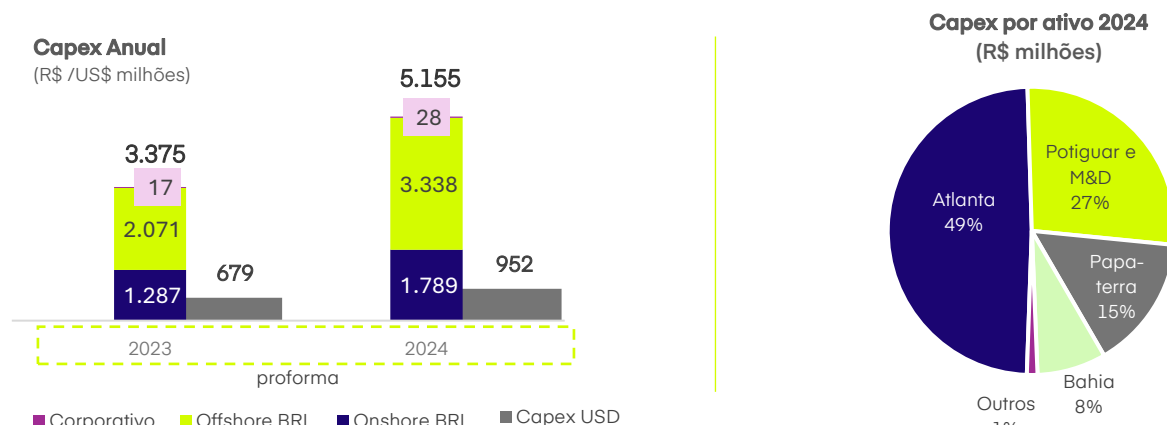
Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.244,5 milhões do capex aplicados no 4T24 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 45,7 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 8,1 milhões foi consumida no segmento corporativo.

Capex trimestral em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)



Considerando uma base histórica proforma até 3T24, durante o ano de 2024, a aplicação de capex acumulou R\$ 5.154,9 milhões ou US\$ 952,2 milhões, +52,7% A/A em reais, concentrado principalmente no projeto de desenvolvimento do Sistema Definitivo de Atlanta ~50% do capex anual realizado pela Companhia.

Desconsiderando 20% do capex de 2024 atrelado ao projeto de Atlanta, compatível com a parcela adquirida pela Westlawn no 3T24, o capex seria de R\$ 4.735,0 milhões ou US\$ 873,0 milhões invés de R\$ 5.154,9 milhões ou US\$ 952,2 milhões.



No ano de 2024, considerando uma distribuição por unidade de negócio, R\$ 5.002,2 milhões (US\$ 924,9 milhões) do capex aplicados no período foram alocados no segmento *upstream*, sendo R\$ 1.473,1 referente ao *onshore* e R\$ 3.529,1 milhões referente ao *offshore*, enquanto R\$ 123,8 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 28,9 milhões foi consumida no segmento corporativo.

Em termos anuais, ao analisar pela natureza dos investimentos, o capex realizado no *onshore* (R\$ 1.473,1 milhões) contemplam: (i) R\$ 527,3 em perfuração de poços, R\$ 465,8 milhões em instalações, R\$ 422,1 milhões em *workover*, e R\$ 57,9 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom.

Já considerando o capex realizado no *offshore* (R\$ 3.529,1 milhões) ao longo do ano de 2024, a distribuição pela natureza dos investimentos foi de (i) R\$ 2.590,7 milhões referentes à investimentos nas instalações, principalmente destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta, (ii) R\$ 249,6 milhões em atividades de *workover* e reativação de poços, (iii) R\$ 60,2 milhões referentes às campanhas de perfuração, (iv) R\$ 628,6 milhões em materiais para estoques, projetos corporativos, incluindo TI e telecom.

Fluxo de Caixa Direto

No 4T24, a geração de caixa operacional somou R\$ 922,4 milhões (US\$ 149,0 milhões¹²), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 55,1 milhões referentes aos contratos de *hedge* de petróleo. Ao considerar o aumento de contas a receber do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) no valor de R\$ 226,6 milhões e o ABEX realizado no período de R\$ 41,8 milhões, a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 654,0 milhões (US\$ 105,6 milhões). A performance registrada no trimestre é explicada pela menor geração de caixa nos ativos *offshore*, redução no G&A e menores custos de estoque de óleo e derivados, parcialmente compensada por menor volume de produtos vendidos, e maiores desembolsos com HSE, e inadimplemento de obrigações por parte do parceiro.

As atividades de investimento consumiram R\$ 1.442,2 milhões (US\$ 232,9 milhões) no 4T24, sendo R\$ 437,5 milhões atrelados às atividades de recuperação de integridade em Papa-Terra durante a parada programada, R\$ 348,5 referente ao avanço na implementação do Sistema Definitivo de Atlanta (principalmente a aquisição das Bombas Multifásicas e campanha de conexão de poços) e R\$ 52,5

¹² Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 6,19

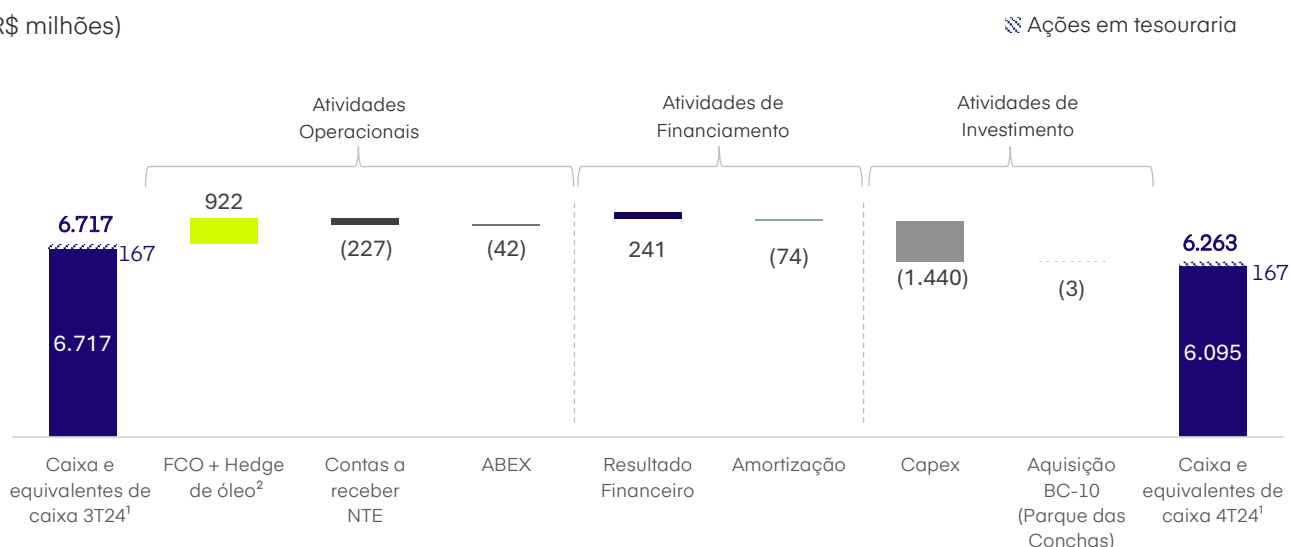
milhões em investimentos nos campos *onshore*. Além disso, foram desembolsados R\$ 2,7 milhões referentes à aquisição de participação de 23% detida pela Qatar Energy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 167,2 milhões e contemplam: (i) R\$ 410,5 milhões de rendimentos de aplicações financeiras, sendo R\$ 285,2 referente ao fundo cambial (variação cambial), (ii) R\$ 365,6 milhões de pagamentos de juros, (iii) R\$ 205,0 milhões de resultado líquido positivo dos contratos de *hedge* de câmbio e (iv) R\$ 73,7 milhões de amortização de principal.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)*, registrou um consumo de R\$ 621,1 milhões (US\$ 100,3 milhões) no trimestre.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



¹ O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da 3R Lux de R\$ 3.221,5 milhões.

² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 55 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 4T24 com posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 6.095,5 milhões, - 9,2% T/T, ou US\$ 984,4 milhões, incluindo saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, desconsiderando a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* (R\$ 3.221,5 milhões ou US\$ 520,2 milhões). Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela menor geração de caixa operacional dos ativos *offshore* decorrente: (a) da parada programada em Papa-Terra e Peroá, e (b) da postergação do início das operações no FPSO Atlanta, do atraso na obtenção das anuências regulatórias do FPSO Atlanta; (ii) pelos dispêndios relacionados à aplicação de investimentos mais intensivos relacionados ao sistema definitivo de Atlanta e recuperação de integridade em Papa-Terra; (iii) pelo pagamento do serviço da dívida (principal + juros); (iv) pelo inadimplemento financeiro da NTE em Papa-Terra, parcialmente compensados pelo (v) resultado líquido dos ajustes de *hedge* cambial e *commodity*, e (vi) pelo rendimento em aplicações financeiras.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 3.230,3 (US\$ 521,7) milhões, encerrou o 4T24 em R\$ 15.735,3 milhões, +12,2% T/T, ou US\$ 2.541,1 milhões, -1,3% T/T. O resultado é explicado pela atualização monetária de debêntures, juros incorridos e efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida.

Os recursos captados através da emissão de Notes (*Bond*) pela 3R Lux, US\$ 500 milhões, estão aplicados pela subsidiária, sendo que a referida aplicação financeira (TRS 3R Lux) é uma garantia da emissão de debêntures realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar¹³.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a **Companhia encerrou o 4T24 com dívida líquida de R\$ 9.639,8 milhões, +32,0% T/T**, ou US\$ 1.556,7 milhões, +16,1% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo¹⁴. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

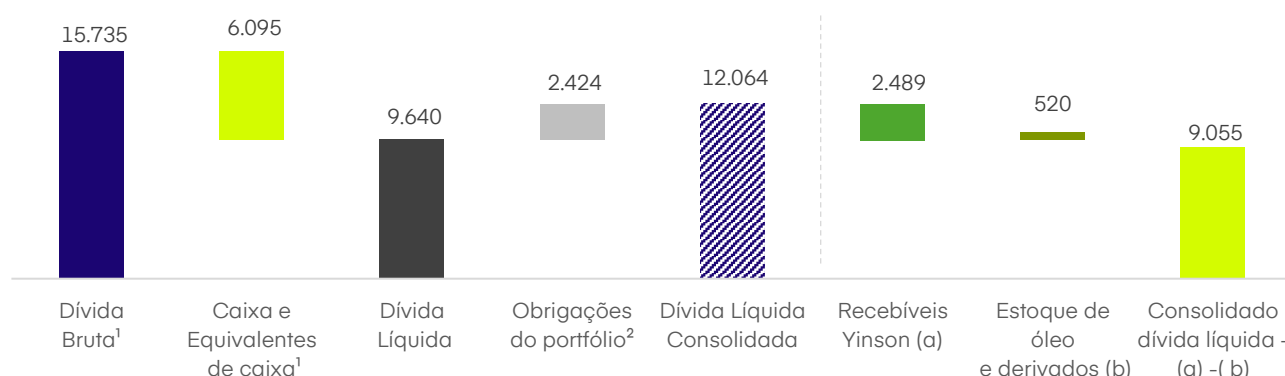
No encerramento de 4T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 2.423,8 milhões (US\$ 391,4 milhões), +37,9% T/T, ou US\$ 391,4 milhões, +21,3% T/T, esse resultado é justificado pela inclusão da obrigação referente à aquisição de Parque das Conchas (BC-10) em 30 de dezembro de 2024, e atualização monetária dos saldos das obrigações dos demais ativos.

Ativos	1T25	2T25	3T25	4T25	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais										
Peroá (WI 100%)	-	-	94	-	94	166	-	-	-	261
Papa Terra (WI 62,5%)	-	108	-	105	212	26	48	119	120	525
Potiguar	448	-	-	-	448	428	413	-	-	1.289
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	-	186	186	163	-	-	-	349
Total de Pagamentos	448	108	94	290	940	784	461	119	120	2.424
Contingente	-	108	94	105	307	193	48	119	120	785
Diferido	448	-	-	186	634	592	413	-	-	1.638

Por consequência, a **Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 12.063,6 milhões +33,1%**, ou US\$ 1.948,2 milhões +17,1% T/T.

Endividamento

(R\$ milhões)



¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 3.230,3 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS (R\$ 3.221,5 milhões ou US\$ 520,2 milhões).

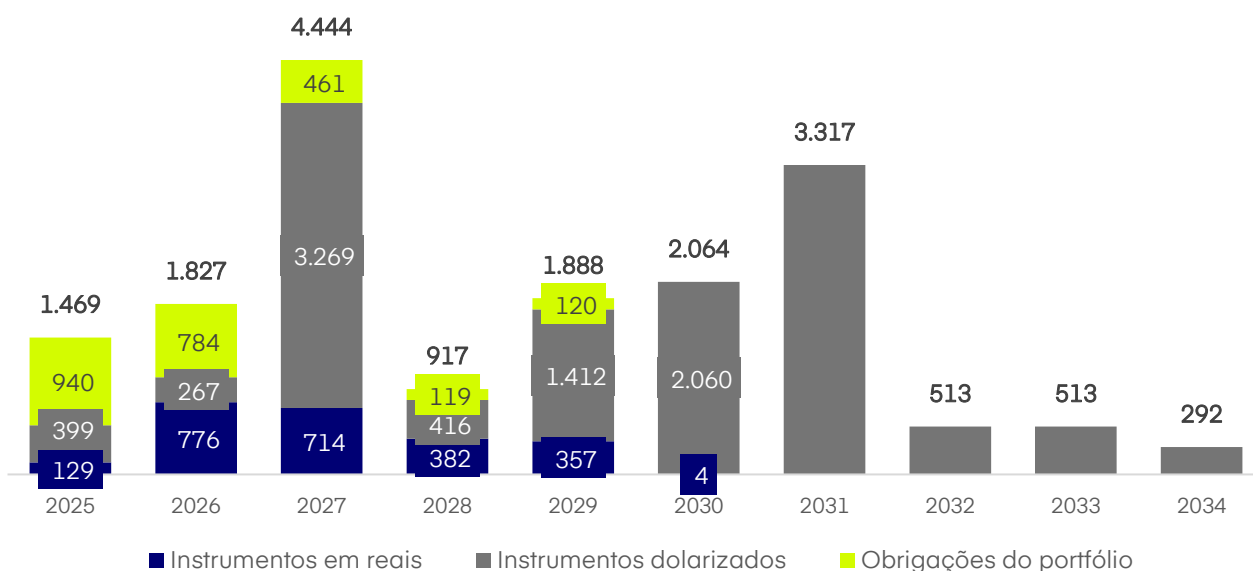
¹³ Dívida assumida pela Enauta Energia em dezembro de 2024 como parte da reorganização societária da Companhia.

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de dezembro de 2024.

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do terceiro trimestre de 2024 da Brava Energia.

Perfil de Amortização¹⁵

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve aprovação de anuência prévia (*waiver*) em Assembleias Gerais de Debenturistas ("AGDs") no dia 11 de março, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, e no dia 14 de março, referente às 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucedida pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e para (ii) adoção do dólar norte-americano (US\$) como moeda para o cálculo do referido índice, conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Neste contexto, **a alavancagem da Companhia no fim do 4T24 ficou em 2,8x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 3,5x aprovado em AGDs** por credores, obedecendo a seguinte metodologia: com base na Demonstração Financeira ou ITR da Companhia em reais (R\$), as rubricas que compõem: (i) o Balanço Patrimonial são convertidas para dólares, com a taxa de câmbio de fechamento na data do respectivo balanço, e (ii) a Demonstração de Resultados, são convertidas para dólares, com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas de ocorrência das transações, equivalente à taxas médias históricas de cada um dos trimestres do período de apuração do EBITDA (conforme a metodologia dos itens 39 e 40 do "Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2)").

Por fim, importante também mencionar que a Companhia obteve ao longo de 2024 a melhoria dos *ratings* pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo (com perspectiva estável) e pela S&P, para brAA- em escala nacional (com perspectiva positiva), resultado impulsionado pela maior escala da Companhia, após as incorporações da Enauta e da Maha Energy.

¹⁵ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

Relacionamento com os Auditores Independentes

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, de 14 de julho de 2022, a Companhia declara que mantém contrato com a KPMG Auditores Independentes Ltda. ("KPMG") para a auditoria das suas demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) e de suas controladas para os exercícios de 2024, 2023 e 2022.

O valor referente aos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) da Companhia e suas controladas para o exercício de 2024 foi de R\$ 3,5 milhões.

Durante o exercício de 2024, a Companhia também contratou a KPMG para a prestação de serviços de (i) emissão de laudo de avaliação contábil para procedimento de incorporação de subsidiárias da Companhia; (ii) emissão de relatório de asseguração para demonstração financeira proforma, ambas somadas representam 58% dos honorários referentes aos serviços de auditoria.

A Companhia informa que, conforme Comunicado ao Mercado publicado em 11 de março de 2025, contratou a Ernst & Young Auditores Independentes S/S ("EY") para a prestação de serviços de auditoria independente sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia, com início a partir da revisão das informações trimestrais ("ITR") do primeiro trimestre de 2025, em substituição à KPMG Auditores Independentes Ltda. ("KPMG").

A contratação de auditores independentes está fundamentada nos princípios que resguardam a independência do auditor, que consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho; (b) não exercer funções gerenciais; e (c) não prestar quaisquer serviços que possam ser considerados proibidos pelas normas vigentes. Adicionalmente, a Administração obtém dos auditores independentes declaração de que os serviços especiais prestados não afetam a sua independência profissional.

Anexo I – Demonstração de Resultado Detalhada Proforma

Demonstração de Resultado	Complexo Patiguar	Complexo Reconovo	Papa-Terra	Atlanta	Peraó	Manati	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	4T24	4T23 Proforma	Δ A/A	3T24 Proforma	Δ T/T	2024 Proforma	2023 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																		
Receita Líquida	859,1	226,1	-	119,7	69,0	-	1.273,9	1.542,0	-	(866,2)	1.949,8	2.276,2	-14,3%	2.193,5	-11,1%	10.095,9	7.008,6	44,1%
Custo do Produto Vendido	(442,6)	(151,1)	-	(151,2)	(42,0)	(38,7)	(825,7)	(1.540,0)	-	851,7	(1.514,0)	(1.642,3)	-7,8%	(1.715,9)	-11,8%	(7.320,1)	(4.967,8)	47,4%
Royalties	(71,9)	(12,9)	-	-	(1,5)	-	(86,3)	-	-	-	(86,3)	(125,3)	-31,1%	(119,2)	-27,6%	(373,0)	(412,5)	-9,6%
Lucro Bruto	416,5	75,0	-	(31,5)	27,0	(38,7)	448,2	2,0	-	(14,5)	435,8	633,9	-31,3%	477,6	-8,7%	2.775,8	2.040,7	36,0%
Despesas G&A	(62,7)	(21,8)	(29,0)	(0,0)	(7,0)	(0,4)	(120,8)	(11,7)	(1,9)	-	(134,4)	(130,1)	3,3%	(384,4)	-65,0%	(931,3)	(595,5)	56,4%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(11,3)	-	-	(11,3)	-	-	-	(11,3)	(4,1)	2,7x	(16,3)	-30,4%	(53,7)	(161,7)	-66,8%
Outras receitas e despesas operacionais	(10,8)	(15,1)	(70,2)	(21,3)	(0,0)	(5,0)	(122,4)	0,1	1,6	(0,0)	(120,7)	63,4	-	1.001,8	-	820,2	(3,0)	-
Lucro Operacional	343,1	38,1	(99,2)	(64,2)	19,9	(44,1)	193,6	(9,6)	(0,3)	(14,5)	169,4	563,1	-69,9%	1.078,7	0,2x	2.611,1	1.280,6	2,0x
Resultado Financeiro Líquido	(1.053,8)	(21,8)	(98,3)	(327,7)	(47,5)	(11,4)	(1.560,5)	3,2	(171,8)	(56,1)	(1.785,1)	75,0	-	(236,4)	7,6x	(4.206,2)	(755,0)	5,6x
Resultado antes de impostos	(710,7)	16,4	(197,6)	(391,9)	(27,6)	(55,5)	(1.366,8)	(6,3)	(172,0)	(70,6)	(1.615,7)	638,1	-	842,3	-	(1.596,2)	525,6	-
Imposto de renda e contribuição social	235,4	1,7	74,4	148,2	-	-	459,8	0,0	132,2	(4,3)	587,7	(163,4)	-	(344,0)	-1,7x	462,6	(145,7)	-
Lucro Líquido	(475,3)	18,1	(123,2)	(243,6)	(27,6)	(55,5)	(907,1)	(6,3)	(39,9)	(74,8)	(1.028,1)	474,7	-	498,3	-	(1.132,6)	379,8	-
Imposto de renda e contribuição social	235,4	1,7	74,4	148,2	-	-	459,8	0,0	132,2	(4,3)	587,7	(163,4)	-	(344,0)	-	462,6	(145,7)	-
Resultado Financeiro Líquido	(1.053,8)	(21,8)	(98,3)	(327,7)	(47,5)	(11,4)	(1.560,5)	3,2	(171,8)	(56,1)	(1.785,1)	75,0	-	(236,4)	655,2%	(4.206,2)	(755,0)	5,6x
Depreciação e Amortização	(114,3)	(53,9)	-	(20,8)	(12,8)	(7,5)	(209,2)	(17,4)	-	12,5	(214,2)	(404,0)	-	(532,3)	-59,8%	(1.841,5)	(1.215,2)	51,5%
Depreciação e Amortização G&A	(5,3)	(1,8)	(0,5)	(0,5)	(0,1)	-	(8,3)	(0,0)	(3,4)	(0,0)	(11,7)	(13,9)	-	(10,0)	16,9%	(42,5)	(70,9)	-40,0%
EBITDA	462,7	93,8	(98,7)	(42,9)	32,8	(36,6)	411,2	7,9	3,1	(27,0)	395,2	980,9	-59,7%	1.620,9	-75,6%	4.495,1	2.566,6	1,8x
Margem EBITDA	53,9%	41,5%	-	-	47,6%	-	32,3%	0,5%	-	-	20,3%	43,1%	-22,8 p.p.	73,9%	-53,6 p.p.	44,5%	36,6%	7,9 p.p.
Ajustes não recorrentes	42,0	29,1	80,4	(36,4)	-	(3,9)	111,2	-	(1,1)	-	110,1	(124,2)	-	(893,6)	-0,1x	(987,4)	(248,5)	4,0x
EBITDA Ajustado	504,7	122,9	(18,3)	(79,3)	32,8	(40,5)	522,3	7,9	2,0	(27,0)	505,2	856,7	-41,0%	727,4	-30,5%	3.507,7	2.318,1	1,5x
Margem EBITDA Ajustado	58,7%	54,4%	-	-	47,6%	-	41,0%	0,5%	-	-	25,9%	37,6%	-11,7 p.p.	33,2%	-7,2 p.p.	34,7%	33,1%	1,7 p.p.

Anexo II – Tabela Produção

Portfólio	1T24	2T24	3T24	4T24	2024	jan/25	fev/25
Produção Total Bruta kboe/d ⁽¹⁾	72,1	59,6	51,7	39,4	55,7	67,6	73,9
Onshore	34,4	34,1	32,4	34,1	33,7	32,9	35,4
Complexo Potiguar	25,1	25,0	23,6	24,9	24,7	24,0	25,6
Complexo Recôncavo	9,3	9,0	8,8	9,2	9,1	8,9	9,8
Offshore	37,7	25,5	19,3	5,2	21,9	34,7	38,4
Papa-Terra (62,5%)	8,3	8,4	3,7	0,1	5,1	7,8	9,8
Atlanta (80%)	21,3	13,8	12,6	2,4	12,5	16,8	19,9
Parque das Conchas (23%)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,02	7,0	5,6
Peroá	3,4	3,0	2,6	2,3	2,8	2,8	2,7
Manati (45%)	4,3	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0
Pescada (35%)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	3
Balanço patrimonial	8
Demonstração do resultado	10
Demonstração do resultado abrangente	11
Demonstração das mutações do patrimônio líquido	12
Demonstração dos fluxos de caixa	13
Demonstração do valor adicionado	15
Notas explicativas às demonstrações financeiras	16



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

**Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Brava Energia S.A.**

Rio de Janeiro – RJ

Opinião com ressalva

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Brava Energia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada “Base para opinião com ressalva” as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Brava Energia S.A. em 31 de dezembro de 2024, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião com ressalva

Em 31 de dezembro de 2024, o índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado, previsto nos instrumentos de emissão detalhados na nota explicativa nº 22, excedeu o limite máximo contratual. Visando evitar a declaração de vencimento antecipado, conforme mencionado nas notas explicativas nº 2.1 e nº 22 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31 de dezembro de 2024, a Companhia obteve em 11 e 14 de março de 2025 aprovação dos debenturistas quanto a modificação nas regras de cálculo previstas. Conforme parágrafos 73 e 74 do CPC 26 (IAS1), quando a entidade não tem mais o direito de diferir o pagamento de uma obrigação por pelo menos doze meses, o passivo deve ser classificado como circulante mesmo que o credor tenha concordado, após a data do balanço e antes da data da autorização para emissão das demonstrações financeiras, em alterar as regras de cálculo de forma a evitar descumprimento dos “covenants”. O passivo deve ser classificado como circulante porque, à data do balanço, a entidade não tem o direito incondicional de diferir a sua liquidação durante pelo menos doze meses em 31 de dezembro de 2024. A Companhia não atendeu aos itens citados e manteve o passivo classificado no não circulante. Portanto, em 31 de dezembro de 2024, o passivo circulante individual e consolidado está apresentado a menor e o passivo não circulante individual e consolidado a maior em R\$ 4.538.482 mil e R\$ 7.559.364 mil, respectivamente.

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

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS Accounting Standards, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório dos auditores

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Conforme descrito na seção “Base para opinião com ressalva”, concluímos que as outras informações também apresentam distorção relevante pela mesma razão do assunto e outros aspectos descritos na referida seção.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Além do assunto descrito na seção “Base para opinião com ressalva”, determinamos que os assuntos descritos abaixo são os principais assuntos de auditoria a serem comunicados em nosso relatório.

Provisão para abandono de áreas

Veja as Notas Explicativas 6.o e 27 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
Como consequência das suas operações, a Companhia reconhece provisões relacionadas com sua obrigação de remover equipamentos e restaurar as áreas onde opera quando do abandono. A estimativa da Companhia para a provisão de abandono de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental e para o desmantelamento e remoção das estruturas e equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono. Identificamos essa estimativa como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, e às incertezas relacionadas, em especial o prazo, os custos estimados de abandono e as taxas de inflação e desconto utilizadas.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: - Testes de desenho e implementação de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão, aprovação e divulgação das premissas chave que compreendem o prazo para o abandono da área, os custos estimados de abandono e as taxas de inflação e desconto; - Análise das premissas econômicas utilizadas na determinação das taxas de inflação e de desconto através da comparação com dados obtidos de fontes externas; - Avaliação dos prazos de abandono por meio da comparação dos volumes de reservas existentes e curvas de produção da Companhia; - Avaliação da competência, capacidade, objetividade e independência do especialista externo contratado pela Companhia para certificar os volumes de reservas de petróleo e gás, e do especialista externo contratado pela Companhia para avaliação dos custos de abandono estimados, quando aplicável; - Avaliação das bases de custo estimado de

	abandono, por característica dos poços, com os serviços principais que serão requeridos quando do abandono, e, para uma seleção de custos, comparando com cotações recebidas para a implementação desses serviços principais. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo das provisões para abandono de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.
--	--

Combinação de Negócios – Aquisição da Enauta Participações S.A.

Veja a Nota Explicativa 1 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu a aquisição de 100% das ações da Enauta Participações S.A., companhia aberta registrada na CVM. Este tema foi considerado como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento envolvido na determinação do tratamento contábil, os quais incluíram a identificação do adquirente e incertezas associadas às premissas utilizadas na determinação da mensuração e alocação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos e da determinação das informações que devem ser divulgadas para possibilitar que os usuários das demonstrações financeiras consolidadas avaliem a natureza e os efeitos financeiros provenientes da combinação de negócios.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: - Testes de desenho e implementação de certos controles internos associados ao processo de mensuração, reconhecimento e divulgação da combinação de negócios; - Avaliação por meio da revisão da análise de identificação do adquirente realizada pela administração; - Com o auxílio de nossos especialistas, avaliamos as principais premissas e metodologias utilizadas pela Companhia, que foi produzida pelos seus assessores, na mensuração e alocação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos; - Avaliação da competência, capacidade, objetividade e independência do especialista externo contratado pela Companhia para a mensuração e alocação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos; - Confronto das informações divulgadas nas notas explicativas das demonstrações financeiras consolidadas com a documentação interna que suporta a avaliação da administração, a fim de avaliar a natureza e os efeitos financeiros provenientes da combinação de negócios; Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração no processo de identificação e mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos nas transações são razoáveis e as divulgações são consistentes com dados e

	informações obtidos.
--	----------------------

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

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

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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

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

Rio de Janeiro, 20 de março de 2025

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Thiago Ferreira Nunes
Contador CRC RJ-112066/O-0

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	8	567.337	876.332	3.171.958	1.754.106
Aplicação financeira	8.1	-	-	2.478.729	154.559
Caixa restrito	8.2	29	40.016	30.622	287.215
Contas a receber de terceiros	9	-	-	337.409	522.022
Contas a receber - partes relacionadas	26	151.020	8.971	-	-
Estoque	12	-	-	940.407	814.819
Créditos com parceiros	10	-	-	526.948	-
Adiantamentos	11	287	1.544	193.422	58.578
Dividendos a receber	26	115.882	300.568	-	-
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	14.1	6.705	22	317.175	31.736
Outros impostos a recuperar	14.2	699	5.624	483.746	128.162
Derivativos	39	8.348	-	67.899	40.817
Despesas antecipadas		2.311	5.456	153.954	164.556
Debêntures - partes relacionadas	26	193.980	458.068	-	-
Créditos a receber - Yinson	13	-	-	220.137	-
Outros ativos		5	30	113.860	8.926
Ativos classificados como mantidos para venda	16	-	-	169.223	-
Total do ativo circulante		1.046.603	1.696.631	9.205.489	3.965.496
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras	8.1	-	-	3.221.519	2.304.150
Caixa restrito	8.2	-	192	414.189	22.772
Estoque		-	-	76.075	-
Debêntures - partes relacionadas	26	5.335.062	279.227	-	-
Depósitos judiciais		5.462	6.250	8.300	8.205
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	-	-	1.054.977	538.830
Outros impostos a recuperar	14.2	6	6	125.886	128
Despesas antecipadas		132	-	10.714	-
Créditos a receber - Yinson	13	-	-	2.268.396	-
Derivativos	39	-	-	35.607	61.894
Outros ativos		-	-	19.297	4.829
		5.340.662	285.675	7.234.960	2.940.808
Ativo não circulante					
Adiantamento para cessão de blocos		-	-	1.600	1.600
Investimentos	17	11.909.897	5.751.823	-	-
Imobilizado	18	23.596	19.831	14.837.652	6.149.095
Intangível	19	36.107	20.363	8.695.830	7.021.490
Direito de uso	30	5.218	8.349	4.488.216	41.369
Total do ativo não circulante		17.315.480	6.086.041	35.258.258	16.154.362
Total do ativo		18.362.083	7.782.672	44.463.747	20.119.858

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balanço patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	20	15.239	13.827	2.402.869	1.315.214
Empréstimos e financiamentos	21	49.304	96.982	668.577	239.428
Arrendamentos	29	3.677	3.216	365.556	16.500
Obrigações trabalhistas		53.300	35.560	188.125	103.832
Contas a pagar - partes relacionadas	26	2.487	60.000	-	6.164
Dividendos a pagar	26	14	92.565	14	92.565
Valores a pagar por aquisições	24	-	35.442	940.444	608.436
Imposto de renda e contribuição social a recolher	23.1	4.137	-	120.444	29.376
Outros impostos a recolher	23.2	7.484	3.839	113.739	93.714
Provisão para pagamento de Royalties		-	-	35.161	38.893
Debêntures	22	124.405	535.840	272.863	721.925
Debêntures - partes relacionadas	26	-	-	21.534	22.129
Derivativos	39	-	-	22.627	17.441
Outras obrigações	25	2.805	1.880	258.123	30.894
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	16	-	-	28.172	-
Total do passivo circulante		262.852	879.151	5.438.248	3.336.511
Fornecedores	20	-	-	749.331	-
Empréstimos e financiamentos	21	190.270	16.667	3.609.989	2.338.631
Derivativos	39	-	-	23.638	52.672
Arrendamentos	29	2.740	6.417	4.150.336	28.813
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	-	-	652.212	68.288
Provisão para contingências	28	3.437	3.118	3.559	3.207
Valores a pagar por aquisições	24	-	-	1.483.356	1.354.641
Provisão para abandono	27	-	-	3.324.911	1.349.358
Debêntures	22	7.167.194	1.343.552	14.392.631	5.962.183
Debêntures - partes relacionadas	26	-	-	-	16.071
Outros impostos a recolher	23.2	-	-	6.108	-
Outras obrigações	25	44.520	41.330	105.757	44.393
Total do passivo não circulante		7.408.161	1.411.084	28.501.828	11.218.257
Patrimônio líquido	30				
Capital social		11.971.561	5.055.783	11.971.561	5.055.783
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(1.025.691)	58.138	(1.193.090)	58.138
Reserva de lucros		19.487	297.183	19.487	297.183
Ajuste de avaliação patrimonial		357.708	81.333	357.708	81.333
Prejuízos acumulados		(631.995)	-	(631.995)	-
Patrimônio líquido atribuível aos controladores		10.691.070	5.492.437	10.523.671	5.492.437
Participação de não controladores		-	-	-	72.653
Total do patrimônio líquido		10.691.070	5.492.437	10.523.671	5.565.090
Total do passivo e patrimônio líquido		18.362.083	7.782.672	44.463.747	20.119.858

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Receita líquida	32	-	-	8.726.361	5.619.989
Custo dos produtos vendidos	33	-	-	(6.397.784)	(3.862.029)
Lucro bruto		-	-	2.328.577	1.757.960
Despesas gerais e administrativas	34	(101.738)	(203.267)	(645.686)	(443.960)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	35	-	-	(25.765)	-
Outras receitas/despesas operacionais, líquidas	36	28.271	(310)	868.847	(5.378)
Provisão no valor recuperável de ativos	36.1	-	-	(28.705)	(42.752)
		(73.467)	(203.577)	168.691	(492.090)
Resultado de equivalência patrimonial	17	(335.137)	637.768	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social		(408.604)	434.191	2.497.268	1.265.870
Receitas financeiras	37	346.209	160.496	1.110.024	650.055
Despesas financeiras	37	(843.159)	(189.453)	(4.937.085)	(1.325.131)
		(496.950)	(28.957)	(3.827.061)	(675.076)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		(905.554)	405.234	(1.329.793)	590.794
Imposto de renda e contribuição social correntes	15	(4.137)	-	(111.097)	(215.326)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	-	-	531.199	49.747
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(909.691)	405.234	(909.691)	425.215
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a:					
Acionistas controladores		(909.691)	405.234	(909.691)	405.234
Acionistas não controladores		-	-	-	19.981
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(909.691)	405.234	(909.691)	425.215
Resultado básico por ação (em R\$ por ação)	38	(2,72)	1,81	(2,72)	1,81
Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)	38	(2,72)	1,78	(2,72)	1,78

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração do resultado abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(909.691)	405.234	(909.691)	425.215
Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:				
Ajuste de conversão	175.955	(25.050)	175.955	(25.050)
Total de resultados abrangente do exercício	(733.736)	380.184	(733.736)	400.165

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

(Em milhares de reais)

		Capital social	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de investimentos e expansão	Lucros / (Prejuízos) acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação de não controladores	Total do patrimônio líquido
	Nota									
Saldo em 01 de janeiro de 2023		4.154.406	37.136	-	-	(15.486)	106.383	4.282.439	58.836	4.341.275
Lucro líquido do exercício	30	-	-	-	-	405.234	-	405.234	19.981	425.215
Transações com pagamentos baseados em ações		1.377	21.002	-	-	-	-	22.379	-	22.379
Aporte de capital		900.000	-	-	-	-	-	900.000	-	900.000
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	(25.050)	(25.050)	-	(25.050)
Reserva legal		-	-	19.487	-	(19.487)	-	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	(92.565)	-	(92.565)	(6.164)	(98.729)
Reserva de investimento e expansão		-	-	-	277.696	(277.696)	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2023		5.055.783	58.138	19.487	277.696	-	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
Saldo em 01 de janeiro de 2024		5.055.783	58.138	19.487	277.696	-	81.333	5.492.437	72.653	5.565.090
Prejuízo do exercício	30	-	-	-	-	(909.691)	-	(909.691)	-	(909.691)
Absorção do prejuízo à reserva de lucros		-	-	-	(277.696)	277.696	-	-	-	-
Participação dos lucros de não controlador - janeiro a julho de 2024		-	-	-	-	-	-	-	3.243	3.243
Aquisição de controladas		6.908.442	(1.051.881)	-	-	-	-	5.856.561	(75.896)	5.780.665
Transações com pagamentos baseados em ações	26	7.336	(16.066)	-	-	-	-	(8.730)	-	(8.730)
Ganho / (perda) na incorporação de controladas		-	(15.882)	-	-	-	100.420	84.538	-	84.538
Ações em tesouraria		-	(167.399)	-	-	-	-	(167.399)	-	(167.399)
Ajuste acumulado de conversão	30	-	-	-	-	-	175.955	175.955	-	175.955
Saldo em 31 de dezembro de 2024		11.971.561	(1.193.090)	19.487	-	(631.995)	357.708	10.523.671	-	10.523.671

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração dos fluxos de caixa

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado		
	Nota	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(909.691)	405.234	(909.691)	425.215
Ajustado por:					
Equivalência patrimonial		335.137	(637.768)	-	-
Resultado de aplicações financeiras		(32.662)	(33.798)	(457.734)	(250.542)
Atualização de depósitos judiciais		(131)	(15)	(131)	(17)
Juros de dívida		356.783	165.443	1.383.267	697.176
Ajuste a valor presente		29.044	(13.503)	(12.614)	92.677
Derivativos não realizados		309.069	-	786.421	(25.628)
Varição cambial não realizada		16.301	(2.698)	1.096.603	(88.667)
Provisões para contingências constituídas / (revertidas)		319	(471)	352	(806)
Resultado de alienação de participação BS-4		-	-	(720.319)	-
Provisão no valor recuperável de ativos		-	-	28.705	42.752
Baixa de imobilizado e intangível		4	4	1.009	142
Gastos incorridos com blocos e pocos baixados		-	-	557	-
Baixa de passivo de arrendamento		-	-	(8.668)	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures		50.762	4.865	731.700	(76.291)
Atualização earn-out antigo controlador		(28.643)	756	(28.643)	131.816
Atualização da provisão para abandono		-	-	128.246	118.164
Remensuração da provisão de abandono		-	-	(361.125)	(48.437)
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas		(270.604)	(111.182)	4.906	-
Receita de juros de empréstimos - Yinson		-	-	(57.439)	-
Depreciação do imobilizado		2.305	1.822	527.184	275.680
Amortização do intangível		6.137	3.089	525.325	328.522
Depreciação do direito de uso		3.131	3.505	193.696	15.898
Apropriação de seguro resultado financeiro		-	-	35.681	32.199
Despesas antecipadas apropriadas no exercício		-	8.883	232.751	80.938
Custos apropriados – debêntures e empréstimos		31.729	7.139	188.157	44.189
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	(531.199)	(49.747)
Imposto de renda e contribuição social corrente		4.137	-	111.097	5.938
Transações com pagamentos baseados em ações		(16.066)	21.002	(16.066)	21.002
		(112.939)	(177.693)	2.872.028	1.772.173
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros		-	-	184.670	(298.770)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(6.674)	11.380	(105.074)	3.194
Outros impostos a recuperar		5.384	(3.120)	(260.989)	(119.757)
Estoque		-	-	(185.378)	(580.177)
Outros ativos		25	349	295.911	(10.350)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(2.240)	-	197.113	226.509
Outros impostos a recolher		(442)	1.056	(48.786)	42.730
Créditos com parceiros		-	-	(526.948)	-
Adiantamentos		1.297	1.730	(134.844)	134.433
Fornecedores		1.361	7.608	163.526	302.190
Depósitos judiciais		919	(3.029)	36	(3.597)
Despesas antecipadas		3.181	(10.777)	(268.544)	(200.315)
Obrigações trabalhistas		17.740	8.034	16.006	47.886
Royalties		-	-	(7.995)	23.827
Reembolsos (gastos) com abandono no exercício		-	-	(106.608)	2.361
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	-	(16.157)
Derivativos de óleo		30.752	-	(2.283)	-
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas		(196.427)	(6.827)	(4.184)	-
Outras obrigações		3.716	1.367	19.837	(108.094)
Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais		(254.347)	(169.922)	2.097.494	1.218.086
Impostos pagos sobre o lucro		-	-	(243.434)	(209.388)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais		(254.347)	(169.922)	1.854.060	1.008.698
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Aplicações financeiras		32.662	33.798	2.753.185	(2.176.813)
Alienação de participação BS-4		-	-	1.695.666	-
Financiamentos concedidos - Yinson		-	-	(7.013)	-
Aumento de capital social em controlada		(1.525.000)	(1.072.527)	-	-
Incorporação de saldo de caixa e equivalente de caixa da Enauta Participações		992.524	-	-	-
Aquisição de imobilizado		(10.963)	(3.796)	(2.644.830)	(803.023)
Aquisição de intangível		(16.992)	(13.652)	(330.105)	(35.551)
Aplicações em caixa restrito		40.190	(40.078)	(32.828)	(295.002)
Debêntures emitidas - partes relacionadas		(585.000)	(140.000)	15.000	-
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas		251.730	109.000	-	-
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas		864.270	37.500	-	-
Valores a pagar por aquisições		(36.609)	-	(473.465)	(5.308.356)
Dividendos recebidos		343.568	235.844	-	-
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de investimentos		350.380	(853.911)	975.610	(8.618.745)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Custo de transação - empréstimos e debêntures		(13.924)	(42.882)	(94.284)	(307.356)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures		(408.259)	(150.384)	(1.081.237)	(614.031)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA		-	-	(5.143)	-
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)		-	-	205.040	-
Pagamento de passivo de arrendamento		(4.320)	(4.867)	(150.227)	(20.027)
Emissão de debêntures		900.000	-	900.000	6.107.850
Emissão de debêntures - partes relacionadas		-	1.000.000	-	37.500
Amortização principal - empréstimos e debêntures		(993.333)	-	(3.929.463)	(122.773)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas		-	-	(31.428)	-
Dividendos pagos		(92.560)	-	(94.531)	-
Ações em tesouraria		-	-	(167.399)	-
Aumento de capital social		7.336	901.377	7.336	901.377

Demonstração dos fluxos de caixa

(Em milhares de reais)

Empréstimos captados	200.000	110.000	2.984.350	2.708.737
Caixa líquido (consumido pelas) gerado nas atividades de financiamento	(405.060)	1.813.244	(1.456.986)	8.691.277
Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa	(309.027)	789.411	1.372.684	1.081.230
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	876.332	86.942	1.754.106	800.442
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	32	(21)	45.168	(127.566)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	567.337	876.332	3.171.958	1.754.106
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(309.027)	789.411	1.372.684	1.081.230

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Receita líquida	-	-	8.726.361	5.619.989
Vendas de óleo e gás	-	-	2.560.852	3.237.774
Vendas de derivados do petróleo	-	-	6.021.887	2.281.146
Outras receitas	-	-	143.622	101.069
Insumos adquiridos de terceiros	(63.282)	(63.729)	(5.718.327)	(3.388.044)
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	-	-	(3.882.206)	(1.819.240)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(63.282)	(63.729)	(1.807.416)	(1.526.052)
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	(28.705)	(42.752)
Valor adicionado bruto	(63.282)	(63.729)	3.008.034	2.231.945
Depreciação e amortização	(11.572)	(8.417)	(1.246.205)	(620.100)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	(74.854)	(72.146)	1.761.829	1.611.845
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado da equivalência patrimonial	(335.137)	637.768	-	-
Receitas financeiras	346.209	160.496	1.110.024	650.055
Valor adicionado total a distribuir	(63.782)	726.118	2.871.853	2.261.900
Distribuição do valor adicionado	(63.782)	726.118	2.871.853	2.261.900
Com pessoal	(1.770)	102.691	347.895	249.236
Remuneração direta	(29.933)	78.415	267.033	188.272
Benefícios	18.140	16.251	51.149	40.699
FGTS	10.023	8.025	27.890	20.265
Outros	-	-	1.823	-
Impostos, taxas e contribuições	54.804	26.047	(321.888)	224.897
Federais	54.804	26.047	(330.167)	223.791
Estaduais	-	-	1.208	1.085
Municipais	-	-	7.071	21
Remuneração de capitais de terceiros	792.875	192.146	3.755.537	1.362.552
Juros	731.736	178.229	2.613.139	818.989
Aluguéis	(22.245)	1.162	55.965	29.998
Outras	83.384	12.755	1.086.433	513.565
Remuneração de capital próprio	(909.691)	405.234	(909.691)	425.215
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(909.691)	405.234	(909.691)	425.215

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 . Contexto operacional

A Brava Energia S.A. (anteriormente denominada 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., “Companhia” ou “Brava”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A Brava atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de campos maduros em produção localizados em terra (*onshore*), em águas rasas (*shallow-water*), e águas profundas (*offshore*) detendo qualificação de Operador “A” perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

A Companhia tem por objeto social: (a) explorar, produzir e refinar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, incluindo, sem limitação, as bacias sedimentares brasileiras às quais a ANP tenha concedido licenças, bem como bacias sedimentares no exterior; (b) realizar a importação e exportação de petróleo e quaisquer derivados assim produzidos; e (c) participar de outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, que atuem em atividades relacionadas ao objeto social da Companhia.

Estrutura societária

Em 31 de dezembro 2024, a Brava detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades (“Grupo”): 3R Bahia S.A. (“3R Bahia”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R RNCE S.A. (“3R RNCE”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R Operações Marítimas”), 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”), 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”), Enauta Finance B.V. (“Enauta Finance”), Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), Enauta Petróleo e Gás Ltda. (“Enauta Petróleo e Gas”), Enauta Netherlands B.V. (“Enauta Netherlands”), Atlanta Field B.V. (“Atlanta Field”) e Iris Trading SA (“Iris Trading”).

Reorganização societária

Em 1º de janeiro de 2024, a Companhia implementou uma reorganização societária aprovada pelo Conselho de Administração. Essa reorganização teve como objetivo simplificar a estrutura organizacional, unificando as operações de determinadas subsidiárias, otimizando a gestão operacional e, consequentemente, gerando eficiência nos custos operacionais, administrativos e fiscais.

Como resultado da reorganização societária, as subsidiárias 3R Macau S.A. (“3R Macau”) e 3R Fazenda Belém S.A. (“3R FZB”) foram incorporadas pela 3R Areia Branca S.A. (“3R Areia Branca”), que passou a se chamar “3R RNCE S.A.”. Na mesma data, a subsidiária 3R Rio Ventura S.A. (“3R RV”) foi incorporada pela 3R Candeias S.A. (“3R Candeias”), que passou a se chamar “3R Bahia S.A.”.

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia realizou a combinação de negócios que resultou na incorporação de ações da Enauta Participações S.A. (“Enauta Participações”), sociedade anônima de capital aberto, que possuía suas ações listadas no Novo Mercado da B3. No mesmo momento, a Companhia também realizou a incorporação da Maha Energy Offshore (Brasil) Ltda. (“Maha Offshore”), sociedade limitada brasileira, cujo principal ativo era a participação societária na 3R Offshore, controlada direta da Brava, e que foi renomeada para 3R Operações Offshore. Estas operações resultaram numa participação de 100% em ambas as companhias citadas, bem como nas subsidiárias da Enauta Participações. A transação está detalhada na sessão “Eventos relevantes do período - Combinação de negócios”, nesta mesma nota explicativa.

Em 8 de outubro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a celebração do Protocolo e Justificação de Incorporação da Enauta Participações pela 3R Petróleo e Gás S.A e do Protocolo e Justificação de Incorporação da 3R Operações Offshore Ltda pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

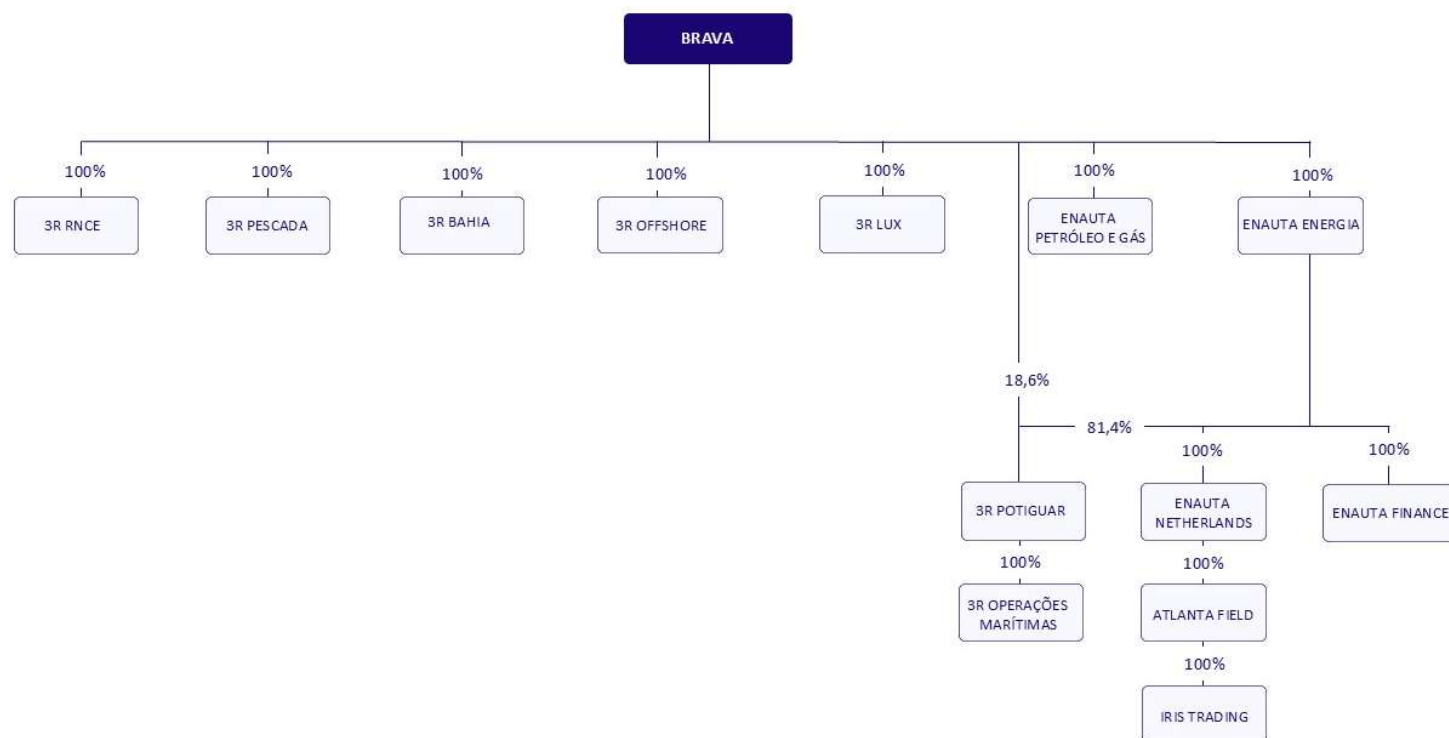
Os Protocolos e Justificação, submetidos em conjunto com os respectivos laudos de avaliação e demais documentos pertinentes ao Conselho de Administração da Companhia, estabelecem os termos e condições da incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias integrais Enauta Participações e 3R Operações Offshore e foram submetidos à deliberação da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 30 de outubro de 2024 e aprovados.

Em 1º de novembro de 2024 a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, passando a Brava a suceder a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore em todos os seus direitos e obrigações. A incorporação da Enauta Participações e da 3R Operações Offshore foi uma etapa subsequente da operação de incorporação de ações realizadas pela Companhia, que foi concluída em 31 de julho de 2024. A Enauta Participações teve seu registro de emissora de valores mobiliários cancelado junto à CVM e foi extinta.

Em 10 de outubro de 2024, a Enauta Energia subscreveu aumento de capital na 3R Potiguar no valor de R\$ 400.000, mediante a emissão de 579.710.145 ações ordinárias, o que tornou a Enauta Energia acionista minoritária, com uma participação de 23%. Em 12 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a assunção da dívida da 3R

Potiguar (Debênture Cambial Santander, US\$ 500 milhões) (“Dívida 3R Potiguar”) pela Enauta Energia. Em contrapartida à assunção da dívida, a Enauta Energia realizou um aporte de capital na 3R Potiguar de R\$ 3.100.764, mediante a emissão de 5.637.752.433 ações ordinárias, tornando-se acionista majoritária com 81,4%, reduzindo a participação da Brava para 18,6%.

Sendo assim, a estrutura societária em 31 de dezembro de 2024 passou a ser conforme apresentada abaixo:



Brava

A Companhia é operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) desse bloco, restando somente 2,40098 UTs de PEM. Este contrato encontra-se com o 1º Período Exploratório suspenso com base na NT nº 19/2023/SEP, referente a baixa flexibilidade para cumprimento do PEM fora da área de concessão.

3R Bahia

Polo Recôncavo

O Polo Recôncavo compreende 12 campos terrestres: Aratu, Ilha de Bimbarra, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, situados na Bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia é operadora com 100% de participação nessas concessões, com exceção de Cambacica e Guanambi, nas quais possui participação de 75% (25% da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda.) e 80% (20% da Sonangol Guanambi Exploracao e Producao de Petroleo Ltda.), respectivamente.

Polo Rio Ventura

O Polo Rio Ventura é composto por 5 campos terrestres: Água Grande, Bonsucesso, Fazenda Alto das Pedras, Pedrinhas, e Tapiranga Norte, situados na bacia Recôncavo, no Estado da Bahia. A 3R Bahia opera com 100% de participação nestes campos.

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

A 3R Pescada detém 35% de participação nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, situados na plataforma continental da bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. Esses campos estão em fase de produção e são operados pela Petrobras, que detém os 65% restantes de participação.

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, entretanto essa aquisição ainda não está concluída, encontrando-

se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão, conforme nota explicativa 40 (b).

Em 30 setembro de 2024, a 3R Pescada alterou sua moeda funcional de dólar para real, que é a mesma moeda funcional da Companhia, sua controladora. Com a aquisição do Polo Potiguar, a 3R Pescada passou a vender 100% de sua produção para a 3R Potiguar, empresa subsidiária pertencente ao mesmo grupo econômico. Por esta razão, a partir deste período a principal moeda que influencia suas transações passou a ser o real. Esta troca em sua moeda funcional passou a refletir em suas demonstrações financeiras, a expressão monetária que melhor representa suas atividades.

Os impactos contábeis relativos à mudança da moeda funcional foram feitos conforme previsto no CPC 02 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio. Não houve impactos contábeis relevantes nas contas patrimoniais da 3R Pescada decorrentes desta alteração.

3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 100% de participação no Polo Peroá e 62,5% do Polo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Adicionalmente, a 3R Offshore é concessionária 100% do campo de Camarão que se encontra com o contrato suspenso aguardando a finalização da devolução do campo de Camarão Norte. A Companhia reavaliou os seus investimentos neste campo e, em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2024 manteve constituída a provisão de *impairment* da totalidade do ativo.

Polo Peroá

O Polo Peroá compreende os campos de produção de Peroá e Congoá, localizados em águas rasas na Bacia do Espírito Santo e o Bloco BM-ES-21 (Malombe), localizado em águas profundas, na mesma Bacia.

Polo Papa-Terra

O Polo Papa-Terra compreende o campo de produção de Papa-Terra localizados em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro e sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O ativo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2).

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement ("JOA"), o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (*forfeiture*), em função do inadimplemento, por parte da NTE, de obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do JOA. Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância ("Primeira Decisão Liminar") que, determinou: (i) a suspensão dos efeitos da procuração outorgada à 3R Offshore pelo JOA que lhe permitiu instaurar o procedimento de cessão compulsória; (ii) que a Companhia se abstenha de reportar ao mercado que seria a única detentora do Polo Papa-Terra e/ou realizar qualquer anúncio público a respeito da Concessão, inclusive perante autoridades governamentais (ANP, CADE, Comissão de Valores Mobiliários, dentre outros); e (iii) a criação de uma conta exclusiva e específica para onde deverão ser alocados os recursos referentes à operação do Polo Papa-Terra (cash calls, todos os rendimentos da venda de óleo, o pagamento de fornecedores etc.), bem como prestar contas mensalmente à NTE a respeito da administração dos referidos recursos até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral.

Em 16 de agosto de 2024 o Poder Judiciário do Estado do Rio de Janeiro julgou o recurso interposto pela 3R Offshore, proferindo decisão liminar de 2ª instância ("Segunda Decisão Liminar") que não acatou o pedido de revogação integral da Primeira Decisão Liminar, mas mudou os seus comandos, e determinando: (i) vedação do arquivamento definitivo do processo de formalização da cessão compulsória junto à ANP; (ii) com relação à obrigação de depósito de valores, esclareceu que este deve ficar restrito à parcela das receitas da NTE (37,5% do total), líquidas das respectivas despesas, ficando suspensa a determinação de que a 3R Offshore deposite na referida conta bancária sua receita proporcional de 62,5%, da qual poderá livremente dispor; e (iii) foram permitidas as comunicações e os anúncios públicos por parte da Companhia que tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias da empresa perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, desde que a Companhia (e suas controladas) não se reporte como única detentora de direitos sobre o Polo Papa-Terra, devendo tais comunicações conter a ressalva sobre o litígio existente entre as partes, ratificando a vedação imposta pela Primeira Decisão Liminar de comunicações através de redes sociais e matérias jornalísticas, por qualquer meio.

3R RNCE

A 3R RNCE é detentora e operadora dos campos terrestres em fase de produção com 100% de participação em todas as concessões dos Polos Macau e Fazenda Belém e dos campos de Ponta do Mel e Redonda, bem como os blocos exploratórios POT-T-326, POT-T-353, POT-T-437, POT-T-524, POT-T-525 e POT-T-568.

Polo Areia Branca

Os campos Ponta do Mel e Redonda são localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

Polo Macau

O Polo Macau é composto por 6 campos terrestres: Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão, Sanhaçu e Carcará, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande de Norte.

Polo Fazenda Belém

O Polo Fazenda Belém consiste nos campos terrestres: Fazenda Belém e Icapuí, situados na bacia Potiguar, no Estado do Ceará.

3R Potiguar - Polo Potiguar

O Polo Potiguar contempla (i) a concessão de um conjunto de 22 campos de óleo e gás, bem como toda a infraestrutura e sistemas de dutos que suportam a operação e (ii) instalações do Ativo Industrial de Guamaré ("AIG"), que compreende as unidades de processamento de gás natural (UPGNs), a refinaria de Clara Camarão e o Terminal Aquaviário de Guamaré (Terminal de Uso Privado), com ampla capacidade de estocagem e sistemas que permitem a exportação, importação e cabotagem de óleo e derivados.

O Polo Potiguar abarca três subpolos de concessões: (i) Canto do Amaro, que é formado por doze concessões de produção onshore; (ii) Alto do Rodrigues, que é formado por sete concessões de produção onshore; e (iii) Ubarana, que é formado por três concessões localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré. A logística do Polo é otimizada pela integração dos campos de produção com uma extensa rede de dutos que transportam os fluidos produzidos até as instalações de processamento e tancagem localizadas no AIG.

Adicionalmente, a 3R Potiguar adquiriu 3 blocos exploratório no 4º Ciclo de Oferta Permanente (POT-T-403, POT-T-488 e POT-T-531).

3R Operações Marítimas

Constituída em 01 de abril de 2022 a 3R Operações Marítimas é controlada diretamente e integralmente pela 3R Potiguar e indiretamente pela Brava com a finalidade de prestar serviços portuários para sua controladora e terceiros.

3R Lux

Constituída em 13 de junho de 2022 a 3R Lux é controlada diretamente em sua totalidade pela Brava com a finalidade em adquirir participações, administrar negócios e negociar recursos financeiros em mercados internos e externos.

Enauta Energia

A Enauta Energia passou a ser controlada direta da Brava após a finalização da combinação de negócios com a Enauta Participações e a incorporação desta pela Companhia, que passou a ter 100% de participação na Enauta Energia a partir de 1º de novembro de 2024.

A Enauta Energia é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como principal objeto social a exploração, perfuração, desenvolvimento de projetos de produção, produção, importação, exportação, 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 realizar qualquer negócio ou atividades relacionada com seus objetivos sociais, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A Enauta Energia é Operador "A" perante a ANP e detém 80% de participação no campo de Atlanta e Oliva (Bloco BS-4), sendo os restantes 20% detidos pela Westlawn Americas Offshore LLC ("WAO"). Além desse ativo a Enauta Energia detém 45% do campo de Manati.

Em 21 de março de 2024 Enauta Energia celebrou a assinatura de contrato de compra e venda para que afiliadas da WAO adquirissem 20% de participação na Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva.

Esta transação foi concluída em 26 de setembro de 2024 com o pagamento de US\$ 234 milhões (R\$ 1.287.059) à Enauta Energia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Enauta Energia após a assinatura, gerando ganho no montante de R\$ 720.319. A partir desta data, os custos serão compartilhados com o parceiro na proporção de 20%.

A Enauta Energia possui ainda participação em diversos blocos exploratórios nas bacias do Paraná (blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99), Sergipe-Alagoas (blocos SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501, SEAL-M-503, SEAL-M-430, SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575, SEAL-M-637), Pará-Maranhão (blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337) e Foz do Amazonas (bloco FZA-M-90).

Campo de Atlanta (Bloco BS-4)

Localizado em águas profundas, na Bacia de Santos, o campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. Em 11 de setembro de 2024 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) emitiu a licença de operação do FPSO Atlanta. Em 30 de dezembro de 2024, a ANP autorizou o início da operação do FPSO Atlanta (Sistema Definitivo).

Campo de Manati (Bloco BCAM-40)

Localizado em águas rasas, na Bacia de Camamu-Almada, no litoral do estado da Bahia, o campo de Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1). A Enauta Energia possui 45% de participação neste campo, sendo a Petrobras Operadora com 35% de participação e Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda, com 10% de participação e a GBS Estocagem de Gás Natural S.A. ("Gas Bridge") com 10% de participação.

Enauta Petróleo e Gás

A Enauta Petróleo e Gás passou a ser controlada direta da Brava após a finalização da combinação de negócios com a Enauta Participações e a incorporação desta pela Companhia, que passou a ter 100% de participação na Enauta Petróleo e Gás a partir de 1º de novembro de 2024. Em 21 de dezembro de 2023, a Enauta Petróleo e Gás celebrou contrato para compra da totalidade da participação de 23% detida pela Qatar Energy Brasil Ltda. ("Qatar Energy") nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, no Parque das Conchas, na Bacia de Campos (BC-10), que têm atualmente os contratos de concessão com vigência até 2032. A transação tem data efetiva em 1º de julho de 2023 e sua conclusão ocorreu em 30 de dezembro de 2024, após o atendimento de todas as condições precedentes. Mais detalhes na sessão "Eventos relevantes ocorridos no período" Conclusão de aquisição de participação em Parque das Conchas", nesta mesma nota explicativa.

A Enauta Petróleo e Gás é uma sociedade limitada e tem como principal objeto social o investimento em ativos, em áreas territoriais ou marítimas, relacionadas com o segmento de energia no Brasil, a exploração, produção e comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e hidrocarbonetos fluídos, a exportação e importação de bens, máquina, equipamentos e insumos relacionados às suas atividades fins, participação em outras sociedades, simples ou empresárias, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda representar sociedade nacionais ou estrangeiras e o exercício de atividades relacionadas ao seu objeto social.

Enauta Finance

A Enauta Finance era controlada indireta da Enauta Participações e passou a ser controlada indireta da Brava após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Finance. A Enauta Finance tem como finalidade contrair empréstimos, emprestar e angariar fundos, incluindo a emissão de *bonds*, instrumentos de dívida ou outros títulos ou provas de endividamento e celebrar acordos relacionados com as atividades acima mencionadas. Em 28 de fevereiro de 2025, a Enauta Finance foi encerrada.

Enauta Netherlands

A Enauta Netherlands é controlada direta da Enauta Energia e passou a ser controlada indireta da Brava após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Enauta Netherlands. A Enauta Netherlands tem como finalidade constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais.

Atlanta Field

A Atlanta Field é controlada direta da Enauta Netherlands e passou a ser controlada indireta da Brava após a finalização da combinação de negócios entre a Enauta Participações e a Companhia, que passou a ter 100% de participação indireta na Atlanta Field. A Atlanta Field tem como finalidade a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração de hidrocarbonetos e, ainda, adquirir, participar e administrar e supervisionar negócios e sociedades. À época de sua constituição, foi criada visando a parceria com os não operadores na concessão do Bloco BS-4, no contexto do regime aduaneiro especial de

exportação e de importação de bens ("REPETRO").

Iris Trading

A Iris Trading SA possui sede na Suíça e foi constituída em 26 de novembro de 2024 como uma subsidiária indireta da Enauta Energia, sendo, portanto, uma controlada indireta da Companhia. O objetivo de sua constituição é o exercício de atividades de importação e exportação, comércio, marketing, fornecimento, distribuição, compra e venda de bens de todo o gênero, especialmente, mas não exclusivamente, no setor do petróleo, gás e energia.

Eventos relevantes ocorridos no exercício

Combinação de negócios

Em 1º de agosto de 2024, após a conclusão de todas as condições suspensivas e precedentes, a Companhia concluiu o processo de aquisição de 100% da Enauta Participações, companhia aberta registrada na CVM e com sede no Rio de Janeiro, por meio da incorporação de suas ações. A Enauta Participações passou, nesta data, a ser uma subsidiária integral da Companhia e suas ações deixaram de ser negociadas no segmento do Novo Mercado da B3 nessa mesma data.

Ambas as companhias atuam com foco em exploração e produção de petróleo e gás natural e são habilitadas a operarem ativos em campos onshore (terra) e offshore (mar), incluindo campos no pré-sal. Através de suas subsidiárias, atuam nos segmentos de upstream, e nos segmentos de midstream e downstream da cadeia de petróleo e gás. A combinação de negócios busca promover a criação de uma das principais e mais diversificadas companhias independentes atuantes na cadeia de petróleo e gás da América Latina, com escala, portfólio diversificado e balanceado com resiliência a ciclos de preço e alta competitividade para expansão.

A transação foi concretizada pela incorporação da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações pela Companhia com a emissão de novas ações ordinárias, de modo que, ao final, os acionistas da Enauta Participações receberam ações de emissão de Companhia, migrando, assim, para a base acionária de Companhia, que passou a deter o controle e participação integral da Enauta Participações na data da aquisição, 1º de agosto de 2024.

a) Determinação do controle

Considerando a relação de substituição de ações acordada de 0,805013 ação ordinária de emissão da Companhia para cada ação ordinária de emissão da Enauta Participações, de modo a ser atribuído aos acionistas da Enauta um total de 213.623.971 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, representativas de 47% do capital votante da companhia combinada, o que confere à Brava o controle acionário da Enauta Participações e suas subsidiárias, de forma que a Brava foi identificada como real adquirente, conforme CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios.

b) Determinação da contraprestação paga e alocação do preço de compra

O valor justo da contraprestação paga referente à incorporação da Enauta Participações foi de R\$ 5.780.665 calculado com base na quantidade de ações emitidas pela Companhia (213.623.971) e no preço nominal das ações em 31 de julho de 2024 (R\$ 27,06). A tabela a seguir demonstra o valor justo da Enauta Participações e a alocação dos valores dos ativos adquiridos e passivos assumidos reconhecidos.

<u>Ativo</u>	
Caixa e equivalentes de caixa	906.637
Aplicações financeiras	3.486.258
Caixa restrito	400.673
Contas a receber	6
Estoques	95.842
Impostos de renda e contribuição social a recuperar	400.671
Derivativos	10.698
Outras contas a receber	173.678
Outros ativos	38.869
Adiantamento para aquisição de projetos	87.748
Direito de uso	350.675
Créditos a receber - Yinson	2.037.824
Imobilizado e intangível	7.191.515
<i>Campo de Atlanta</i>	<i>6.180.156</i>
<i>Ativo imobilizado</i>	<i>4.864.979</i>
<i>Direito de exploração</i>	<i>1.315.177</i>
<i>Campo de Manati</i>	<i>274.202</i>
<i>Ativo imobilizado</i>	<i>148.054</i>
<i>Direito de exploração</i>	<i>126.149</i>
<i>Outros ativos</i>	<i>737.157</i>
<u>Passivo</u>	
Fornecedores	1.247.714
Débitos com parceiros	22.857
Arrendamentos	281.115
Empréstimos e financiamentos	844.581
Derivativos	437.352
Debêntures	4.926.957
Imposto de renda e contribuição social a recolher	104.225
Obrigações trabalhistas	68.921
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2.230
Outras obrigações	42.684
Provisão para abandono	759.453
Obrigações de consórcio	57.922
IR e CSLL diferidos	604.418
Total de ativos líquidos identificáveis	5.780.665
Total da contraprestação transferida	5.780.665

c) Contribuição para a receita e lucro

A receita incluída na demonstração consolidada do resultado desde 1º de agosto de 2024 inclui o valor de receitas gerado pela Enauta Participações (até sua incorporação pela Brava Energia em novembro de 2024, vide sessão “reorganização societária” nesta mesma nota) e suas subsidiárias no total de R\$ 541.701. A Enauta Participações e suas subsidiárias também contribuíram com um lucro de R\$ 487.872 no mesmo período.

Se a combinação de negócios com a Enauta Participações tivesse sido concluída em 1º de janeiro de 2024, a demonstração consolidada do resultado apresentaria uma adição na receita líquida *pro forma* de R\$ 1.911.284 e no lucro *pro forma* de R\$ 264.948. Essas informações de receita líquida e resultado foram obtidas mediante a simples agregação dos valores das companhias adquiridas e adquirente e não representam os valores reais consolidados para o ano.

d) Alinhamento de práticas contábeis

No contexto da aquisição e preparação das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, as práticas contábeis adotadas pela Enauta Participações na preparação das suas demonstrações financeiras estão padronizadas para as práticas contábeis adotadas pela Companhia. Não foram identificadas divergências de práticas contábeis adotadas entre as companhias.

Aquisição de participação de não controlador na 3R Offshore

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia adquiriu participação adicional de 15% da 3R Offshore, aumentando sua participação de 85% para 100% através da aquisição da Maha Energy Offshore (Brasil) Ltda (“Maha Energy”). O valor contábil dos ativos líquidos da 3R Offshore nas demonstrações financeiras na data de aquisição era de R\$ 505.969. A Companhia reconheceu uma redução na participação de não controladores de R\$ 75.896 e uma redução na reserva de capital de R\$ 224.373, referente à mudança no patrimônio líquido atribuível aos acionistas controladores, conforme nota explicativa 30.

Venda de concessões no Rio Grande do Norte

Em 17 de dezembro de 2024, a Companhia assinou contrato de exclusividade com a Azevedo e Travassos S.A. (“A&T”) e a Petro-Victory Energy Corp. (“PVE”) para a potencial venda de concessões de óleo e gás no Rio Grande do Norte. O perímetro da possível transação compreende 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (correspondente a 13 campos), no estado do Rio Grande do Norte.

Foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação para aquisição dos campos. O valor total a ser pago, conforme carta proposta, é de US\$ 15 milhões (aproximadamente R\$ 92 milhões, utilizando a taxa de câmbio em 31/12/2024).

Em decorrência da assinatura deste contrato, a Companhia reclassificou os ativos mencionados para a rubrica de ativos classificados como mantidos para venda (vide nota explicativa 16).

Parceria na infraestrutura de *midstream* de gás no Rio Grande do Norte

Em 18 de dezembro de 2024 a Companhia assinou o acordo de parceria com a Petrorecôncavo S.A. (“Petrorecôncavo”). O acordo tem exclusividade de 60 dias para que sejam atingidas as condições precedentes para assinatura do contrato definitivo. O objetivo desse acordo envolve a venda de 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural na bacia Potiguar e compromissos de suprimento de gás entre as companhias.

O valor previsto para a transação é de US\$ 65 milhões (equivalente a R\$ 402,5 milhões, utilizando a taxa de câmbio em 31/12/2024), sendo 35% a ser pago no momento em que houver a assinatura do contrato definitivo e o restante no fechamento da transação. O perímetro do acordo contempla: as Unidades de Processamento de Gás Natural II e III (“UPGNs”) e as Esferas de GLP, localizadas no Ativo Industrial de Guamaré (AIG), além do gasoduto que interliga os campos produtores da Brava e da Petrorecôncavo ao AIG.

Devido a assinatura deste acordo, a Companhia reclassificou os ativos mencionados para a rubrica de ativos classificados como mantidos para venda (vide nota explicativa 16).

Encerramento de contrato de aquisição dos Campos de Uruguá e Tambaú

Localizados na Bacia de Santos, em águas profundas, os campos de Uruguá e Tambaú produzem petróleo e gás natural por meio da FPSO Cidade de Santos. Em dezembro de 2023, a Enauta Energia celebrou contrato com a Petrobras para aquisição de 100% dos campos de petróleo e gás de Uruguá e Tambaú e da infraestrutura de escoamento de gás que os conectam até o Campo de Mexilhão. Em 1º de julho de 2024, a Enauta Energia notificou a Modec sobre a decisão de rescindir o contrato de aquisição do FPSO Cidade de Santos, conforme previsão contratual. Em 23 de dezembro de 2024

a Companhia foi notificada pela Petrobras e iniciou as tratativas para encerramento do processo de aquisição destes campos.

Conclusão de aquisição de participação em Parque das Conchas

Em 30 de dezembro de 2024, após atingimento de todas as condições precedentes e anuência da ANP, a Companhia concluiu a aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos.

O valor da transação foi US\$ 150 milhões, dos quais foram descontados US\$ 74,5 milhões (cerca de R\$ 545.419, com base na taxa de câmbio do dia 29/11/2024) referentes a ajustes incorridos entre a data do *signing* e a data do *closing*. O valor líquido da transação foi de US\$ 75,5 milhões (aproximadamente R\$ 447.301, com base na taxa de câmbio do dia 31/12/2024), divididos em: (i) US\$15 milhões (cerca de R\$ 73.149), pagos na assinatura do contrato de aquisição, em dezembro de 2023; (ii) aproximadamente US\$ 430 mil (cerca de R\$ 2.650) desembolsados nesta data, já considerando o ajuste pelo fluxo de caixa acumulado do período desde 1º de julho de 2023 (data efetiva do contrato); e (iii) duas parcelas de US\$30 milhões (aproximadamente R\$ 185.751) a serem pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação.

Os contratos de concessão têm vigência até 2032, com possibilidade de extensão.

A conclusão da aquisição de participação neste ativo tem impactos nas rubricas de imobilizado, intangível, valores a pagar por aquisições, provisão de abandono, passivo de arrendamento e direito de uso, vide notas explicativas 18, 19, 24, 27 e 29 respectivamente.

Relatório de Certificação de Reservas

A Companhia concluiu em 05 abril de 2024, através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton, a reavaliação das reservas dos ativos agrupados por bacia, sendo elas: (i) Potiguar, composta pelos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Pescada e Potiguar, (ii) Recôncavo, composta pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, (iii) Campos, composta pelo Polo Papa-Terra, e (iv) Espírito Santo, composta pelo Polo Peroá.

Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passa a dispor de 530,0 milhões de barris óleo equivalente de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 379 milhões de barris (ou 71%) são reservas provadas (1P) e ainda 27% das reservas 2P são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP). Do total de reservas 2P, 11% representam reservas de gás natural. A certificação de reserva anterior dispunha do total de 516 milhões de barris óleo equivalente de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 367,2 milhões de barris (ou 71%) eram reservas provadas (1P) e ainda 29% das reservas 2P eram classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

Início da produção do Sistema Definitivo do campo de Atlanta

Em 31 de dezembro de 2024, foi produzido o primeiro óleo através do Sistema Definitivo de produção de Atlanta. A produção no FPSO Atlanta começa através dos poços 6H e 7H, os quais encontram-se em estabilização, enquanto a Companhia prossegue com a campanha de conexão dos quatro poços remanescentes (2H, 3H, 4H e 5H).

Retomada da produção no campo de Papa-Terra

Em 27 de dezembro de 2024 a 3R Offshore recebeu autorização da ANP para retomada da produção no campo de Papa-Terra. Em 30 de dezembro de 2024 a 3R Offshore iniciou a produção com a reabertura gradual dos poços.

2 . Base de preparação das demonstrações financeiras

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024 e 2023 foram elaboradas de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BRGAAP") que compreendem aquelas previstas na legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, Orientações e Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e são apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), aplicáveis a elaboração das demonstrações financeiras, exceto pela não aplicação do item 74 do CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis ("CPC 26"), conforme explicado a seguir.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no

sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no Índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado (“Índice Financeiro”) estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos instrumentos de emissão referentes à (i) 3ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“RRRP13”), (ii) 4ª Emissão Pública de Debêntures da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“RRRP14”), (iii) 4ª Emissão Privada de Debêntures da 3R Potiguar S.A. (“Debênture BTG Potiguar”), (iv) 3ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. (“ENAT13” e “ENAT23” e “ENAT33”) e (v) 4ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações S.A. (“ENAT14” e “ENAT24”) (em conjunto, “Debêntures”, “Emissões” e “Instrumentos de Dívida”, respectivamente).

Conquanto a Companhia tenha o entendimento que, pelas óticas jurídica e contratual, o descumprimento só se materializaria em data posterior a 31 de dezembro de 2024, pela ótica contábil, o disposto no item 74 do CPC 26, determina que a Companhia reclassifique as Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante. No entanto, considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado das Debêntures, a referida reclassificação conforme o item 74 do CPC 26 consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia.

Nesse contexto, em consonância com o item 19 do CPC 26, que determina que se a Administração vier a concluir que a conformidade com determinado requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduz a uma apresentação tão enganosa que entra em conflito com o objetivo das demonstrações financeiras estabelecido no CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, a Companhia não deve aplicar tal requisito. A Administração concluiu que a reclassificação representaria uma informação enganosa para os usuários das Demonstrações Financeiras, afastando-se da finalidade de representação fidedigna dessas demonstrações, conforme previsto no CPC 00. Em atendimento ao item 20 do referido CPC 26, a Companhia informa que, caso tivesse sido cumprido o requisito do item 74 do CPC 26, o passivo circulante na controladora e consolidado seria aumentado e o passivo não circulante reduzido em R\$ 4.538.482 e R\$ 7.559.364, respectivamente.

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 20 de março de 2025.

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

2.2. Base de consolidação

As informações financeiras das controladas estão incluídas nas informações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As políticas contábeis das controladas estão alinhadas com as políticas adotadas pela controladora. Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as informações financeiras das controladas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Os saldos e transações intergrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intergrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos não realizados oriundos de transações com a controlada registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia nas controladas.

3 . Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia e de suas subsidiárias com exceção da 3R Lux, Enauta Netherlands, Enauta Finance, Atlanta Field e Iris Trading, que utilizam o dólar norte-americano (US\$) como moeda funcional. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4 . Uso de estimativa e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos e estimativas sobre o futuro, que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e as alterações são reconhecidas prospectivamente. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 15 – Imposto de renda e contribuição social diferido (existência de probabilidade de lucro tributável futuro).
- Nota explicativa nº 24 – Valores a pagar por aquisições (pagamentos contingentes, atrelados ao preço de referência óleo (*brent*) e certificações de reservas).
- Nota explicativa nº 27 – Provisão de abandono (extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental necessário no abandono futuro, bem como os prazos de abandono baseados nos volumes de reservas existentes e nos planos de produção da Companhia).
- Nota explicativa nº 36.1 – *Impairment* (existência de indicativo para perda ou reversão de *impairment*).

Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um efeito significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota explicativa nº 1 – Aquisição de controlada: (principais premissas para identificação do valor justo da consideração transferida – incluindo contraprestação contingente – e o valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, mensurados em base provisória;
- Nota explicativa nº 15 – Imposto de renda e contribuição social diferido (principais premissas: preço do petróleo do tipo *brent*, taxa de câmbio e opex total).
- Nota explicativa nº 18 – Imobilizado (depreciação e *impairment* – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção, gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 19 – Intangível (amortização e *impairment* – principais premissas: volume de produção futura e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás, preço das commodities, custo de produção, gastos com investimentos (“CAPEX”) e premissas econômicas como as taxas de desconto e as taxas câmbio).
- Nota explicativa nº 27 – Provisão para abandono (principais premissas: prazo do abandono, custo estimado, taxa de desconto e inflação).
- Nota explicativa nº 28 – Provisão de contingências (principais premissas: probabilidade de perda das causas em aberto).
- Nota explicativa nº 29 – Arrendamentos (principal premissa: taxas de juros incrementais de arrendamento).
- Nota explicativa nº 39 – Avaliação de instrumentos financeiros (mensuração do valor justo).

5 . Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- os pagamentos contingentes assumidos em uma aquisição de ativos ou em uma combinação de negócios mensurados pelo valor justo;
- Ativos mantidos para venda são mensurados pelo valor justo caso menor que o valor contábil.

6 . Principais políticas contábeis

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os períodos apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário.

a) Transações em moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional de acordo com a taxa de câmbio naquela data. As diferenças encontradas são reconhecidas no resultado na linha de variação cambial. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação.

Os ativos e passivos da controlada que possui como moeda funcional o dólar americano 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.

b) Caixa e equivalente 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.

c) Caixa restrito

São depósitos mantidos com a finalidade de garantir compromissos de caixa de curto e longo prazos e compõem-se de aplicações financeiras com liquidez vinculada ao cumprimento de suas obrigações e risco insignificante de mudança de valor.

d) Contas a receber de terceiros

As contas a receber correspondem aos valores a receber originados da venda de óleo, gás e derivados e na prestação de serviços, fornecidos no curso normal das atividades das controladas da Companhia, faturados e que não tenham sido pagos.

e) Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de 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.

f) Imposto de renda e contribuição social corrente

O imposto de renda e a contribuição social do exercício são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas alíquotas dos tributos vigentes na data do balanço.

g) Imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida. O imposto diferido não é reconhecido para:

- diferenças temporárias sobre o reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja uma combinação de negócios e que não afete nem o lucro ou prejuízo tributável nem o resultado contábil;
- diferenças temporárias relacionadas a investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos sob controle conjunto, na extensão que a Companhia seja capaz de controlar o momento da reversão da diferença temporária e seja provável que a diferença temporária não será revertida em futuro previsível; e
- diferenças temporárias tributáveis decorrentes do reconhecimento inicial de ágio, quando aplicável.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios da controladora e de suas subsidiárias individualmente.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias

quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas vigentes até a data do balanço, e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

h) Investimentos

São registrados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais. Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as demonstrações financeiras incluem a participação da Companhia no lucro líquido ou do prejuízo do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa deixa de existir.

As diferenças de moedas estrangeiras, quando aplicável, geradas na conversão para moeda de apresentação da controladora, são reconhecidas em outros resultados abrangentes, na conta de Ajustes Acumulados de Conversão.

i) Ativos e passivos mantidos para venda

Os ativos e passivos mantidos para venda são classificados como mantidos para venda se for altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

Os ativos, ou grupo de ativos, mantidos para venda, são mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo menos as despesas de venda. Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões de abandono vinculadas a esses ativos também são destacadas. As perdas por redução ao valor recuperável apuradas na classificação inicial como mantidos para venda ou para distribuição e os ganhos e perdas de remensurações subsequentes, são reconhecidos no resultado.

Uma vez classificados como mantidos para venda, ativos intangíveis e imobilizado não são mais amortizados ou depreciados, e qualquer investimento mensurado pelo método da equivalência patrimonial não é mais sujeito à aplicação do método.

j) Imobilizado

Reconhecimento e mensuração

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, deduzido da depreciação acumulada e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. A depreciação dos bens é calculada de acordo com o método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts method of accounting*).

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado quando incorridos.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associados ao poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de empregados, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Se reservas comerciais não são encontradas, o poço exploratório é baixado ao resultado. Quando reservas são encontradas, o custo é mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, sejam concluídas.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para "Ativos de Óleo e Gás".

Na fase de desenvolvimento, os investimentos para construção, instalação e infraestrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento) são capitalizados como "Ativos de Óleo e Gás".

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa no período em que são incorridos.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho e perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado do exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Depreciação

Os “Ativos de Óleo e Gás”, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas e ativos que beneficiarão a totalidade da vida econômica útil do campo, como dutos de gás e óleo, são depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas, limitada ao prazo de vida útil técnica remanescente da infraestrutura de cada campo.

O ativo imobilizado, com exceção dos gastos exploratórios capitalizáveis mencionados acima, é depreciado pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente.

Estes são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso ou, em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, de acordo com as taxas e critérios mencionados na nota explicativa 18.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos não financeiros (impairment)

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou unidade geradora de caixa (“UGC”) exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados dos seus valores presentes por meio da taxa de desconto, que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou UGC. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são reunidos ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo. Estes ativos são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a unidade geradora de caixa).

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes a UGCs são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC) e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma pro rata (veja nota explicativa 18).

Uma perda por redução ao valor recuperável é revertida apenas na medida em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação e amortização, se nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida.

k) Intangível

Os ativos intangíveis adquiridos pela Companhia têm vidas úteis finitas e são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução do valor recuperável (*impairment*), nos termos do que determina o Pronunciamento Técnico CPC 04.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos, incluindo gastos com ágio gerado internamente e marcas e patentes, são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Os ativos intangíveis correlatos à aquisição das concessões de exploração e produção de petróleo e gás são amortizados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para ativos em fase de desenvolvimento que utiliza reservas provadas totais.

A amortização de softwares e licenças são calculadas utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, líquido de seus valores residuais estimados. A vida útil estimada para esses bens é de 5 anos. A amortização é geralmente reconhecida no resultado.

Os métodos de amortização, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados caso seja apropriado.

l) Direito de uso e passivo de arrendamento

No início de um contrato com duração maior que um ano, a Companhia avalia se esse instrumento é ou contém um arrendamento mercantil. Um contrato é ou contém um arrendamento quando a Companhia obtém o direito de controlar o uso de um ativo identificado, por um período, em contrapartida de uma contraprestação.

O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que inclui o valor inicial do passivo de arrendamento ajustado por qualquer pagamento de arrendamento feito no momento ou antes da data de início. O ativo é subsequentemente amortizado de forma linear durante o período contratual ou até o final da vida útil do ativo. O passivo de arrendamento é inicialmente mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamento, descontados à taxa de juros implícita do arrendamento ou, caso essa taxa não possa ser imediatamente determinada, com base na taxa incremental de captação da Companhia.

As taxas incrementais são estimadas a partir da taxa de juros nominal livre de risco, adicionada do prêmio de risco de crédito da Companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento.

m) Fornecedores

As contas a pagar de fornecedores são reconhecidas pelo valor nominal e subsequentemente acrescido, quando aplicável, das variações monetárias e correspondentes encargos incorridos até as datas dos balanços.

n) Empréstimos, financiamentos e debêntures

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. A mensuração subsequente é feita pelo método de custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos pro rata temporis e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

Na eventualidade de ocorrer descumprimento de acordo contratual (*covenants*) de um empréstimo de longo prazo (indicadores não financeiros, por exemplo) ao término ou antes do término da data do Balanço, a Companhia avalia a necessidade de reclassificação como circulante, considerando a obtenção do direito incondicional de diferir a sua liquidação durante pelo menos doze meses após essa data. Nesta avaliação considera-se também, a qualidade fundamental da informação contábil quanto à relevância e a representação fidedigna das Demonstrações Contábeis, bem como a finalidade de proporcionar informação fidedigna da posição patrimonial e financeira da Companhia.

o) Provisão de contingências

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na avaliação da Administração e dos assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos.

p) Provisão de abandono

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final do prazo de produção das reservas com base nas estimativas de volumes de reserva e curvas de produção estimadas.

As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada pela taxa de prêmio risco-país.

A natureza dos gastos inclui mobilização e desmobilização de sondas, serviços de tamponamento e abandono, restauração, reparo do ambiente, reflorestamento e outros serviços.

q) Provisões

As provisões, incluindo os *earn-outs* compromissados nas aquisições dos ativos, são determinadas por meio do desconto dos fluxos de caixa futuros estimados a uma taxa antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo relacionado. Os efeitos do desreconhecimento do desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

r) Instrumentos financeiros

Um ativo ou passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Reconhecimento inicial

No reconhecimento inicial, ativos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzidos dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais ativos, exceto por contas a receber de clientes que não contiverem componente de financiamento significativo.

No reconhecimento inicial, passivos financeiros são mensurados a valor justo adicionado ou deduzido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição ou à emissão de tais passivos, exceto por passivos financeiros mensurados a valor justo.

Classificação e mensuração subsequente

No reconhecimento inicial, um ativo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser por alterações no modelo de negócio para gestão de ativos financeiros.

No reconhecimento inicial, um passivo financeiro é classificado da mesma forma que é mensurado. Alterações que necessitem de mensuração subsequente são reconhecidas no resultado.

Desreconhecimento

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos contratuais de recebimento aos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

A Companhia desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expira. A Companhia também desreconhece um passivo financeiro quando seus termos são modificados e os fluxos de caixa do passivo modificado são substancialmente diferentes. Neste caso, um novo passivo financeiro com base nos termos modificados é reconhecido pelo valor justo.

Impairment de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo.

s) Receita líquida

Reconhecimento da receita conforme o *IFRS 15* (CPC 47) que estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. A receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços.

As receitas da Companhia são oriundas majoritariamente de vendas de óleo, gás e derivados. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente e é reconhecida se: (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens forem transferidos para o comprador; (ii) for provável que benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia; (iii) os custos associados e a possível devolução de produtos puderem ser estimados de maneira confiável; (iv) não haja envolvimento contínuo com os produtos vendidos; e (v) o valor da receita possa ser mensurado de forma confiável. A receita é mensurada líquida de devoluções e descontos comerciais, quando aplicável.

A Companhia reconhece suas receitas quando (ou à medida que) satisfaz sua obrigação de desempenho, transferindo o bem ou pela prestação de serviço prometido ao cliente.

t) Resultado financeiro líquido

As receitas financeiras representam juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, descontos obtidos, atualizações monetárias de créditos ativos e variações cambiais ativas e passivas. São reconhecidas pelo regime de competência quando auferidas ou incorridas pela Companhia. As despesas financeiras representam despesas bancárias, atualizações monetárias de obrigações contratuais e juros sobre capital próprio com respectivos encargos, quando proposto pela Companhia, sendo reconhecidas pelo regime de competência quando incorridas.

u) Resultado líquido por ação

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

v) Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras e como informação suplementar às demonstrações financeiras, 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 demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado.

w) Combinações de negócios

Combinações de negócio são registradas utilizando o método de aquisição quando o conjunto de atividades e ativos adquiridos atende à definição de um negócio e o controle é transferido para a Companhia. Ao determinar se um conjunto de atividades e ativos é um negócio, a Companhia avalia se o conjunto de ativos e atividades adquiridos inclui, no mínimo, um *input* e um processo substantivo que juntos contribuam, significativamente, para a capacidade de gerar *output*. A Companhia tem a opção de aplicar um “teste de concentração” que permite uma avaliação simplificada se um conjunto de atividades e ativos adquiridos não é um negócio. O teste de concentração opcional é atendido se, substancialmente, todo o valor justo dos ativos brutos adquiridos estiver concentrado em um único ativo identificável ou grupo de ativos identificáveis similares.

A contraprestação transferida é geralmente mensurada ao valor justo, assim como os ativos líquidos identificáveis adquiridos. Qualquer ágio que surja na transação é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável. Ganhos em uma compra vantajosa são reconhecidos imediatamente no resultado. Os custos da transação são registrados no resultado conforme incorridos, exceto os custos relacionados à emissão de instrumentos de dívida ou patrimônio.

Contraprestação transferida não inclui montantes referentes ao pagamento de relações pré-existentes. Esses montantes são geralmente reconhecidos no resultado do exercício.

Qualquer contraprestação contingente a pagar é mensurada pelo seu valor justo na data de aquisição, quando presentes todos os elementos de mensuração. Se a contraprestação contingente é classificada como instrumento patrimonial, então ela não é remensurada e a liquidação é registrada dentro do patrimônio líquido. As demais contraprestações contingentes são remensuradas ao valor justo em cada data de relatório e as alterações subsequentes ao valor justo são registradas no resultado do exercício.

7 . Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Uma série de novas normas já emitidas serão efetivas para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2025. A Companhia não adotou antecipadamente essas normas na preparação destas demonstrações financeiras.

- Ausência de conversibilidade (alterações ao CPC 02/IAS 21).
- Classificação e mensuração de instrumentos financeiros (alterações IFRS 9 e IFRS 7)

Não se espera que essas alterações acima tenham impacto significativo sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

IFRS 18 Apresentação e Divulgação das Demonstrações Contábeis

O IFRS 18 substituirá o CPC 26/IAS 1 – Apresentação das Demonstrações Contábeis e se aplica a períodos de relatórios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027. O novo padrão introduz os seguintes novos requisitos principais:

- As entidades são obrigadas a classificar todas as receitas e despesas em cinco categorias na demonstração de lucros e perdas, a saber, as categorias operacional, de investimento, de financiamento, de operações descontinuadas e de imposto de renda. As entidades também são obrigadas a apresentar um subtotal de lucro operacional recém-definido. O lucro líquido das entidades não mudará.
- As medidas de desempenho definidas pela administração são divulgadas em uma única nota nas demonstrações financeiras.
- Orientações aprimoradas são fornecidas sobre como agrupar informações nas demonstrações financeiras.

Além disso, as entidades serão obrigadas a usar o subtotal do lucro operacional como ponto de partida para a demonstração dos fluxos de caixa ao apresentar fluxos de caixa operacionais pelo método indireto.

A Companhia ainda está no processo de avaliação do impacto do novo padrão IFRS 18, particularmente com relação à estrutura da demonstração de lucros e perdas, a demonstração dos fluxos de caixa e as divulgações adicionais exigidas.

8 . Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	16	15	362	174
Aplicações financeiras	567.213	876.218	2.879.026	1.750.926
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	108	99	292.570	3.006
	567.337	876.332	3.171.958	1.754.106

Os caixas e equivalentes de caixa constituem-se em valores mantidos em conta bancária, com liquidez imediata, mantidos principalmente por meio de Certificados de Depósitos Bancários ("CDB") e Renda Fixa, com rendimentos atrelados ao Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"). Os recursos financeiros serão utilizados preponderantemente como capital de giro e para liquidação de obrigações assumidas pela Companhia.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

8.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
No país:					
Fundo de investimento cambial (a)	US\$ (Ptax)	-	-	-	4.970
Fundo de investimento (a)	CDI	-	-	-	9.649
		-	-	-	14.619
No exterior:					
Conta corrente / overnight (c)	US\$ (Ptax)	-	-	2.040.622	-
Time deposits (c)	US\$ (Ptax)	-	-	438.107	-
Total Return swap – TRS (b)	US\$ (Ptax)	-	-	3.221.519	2.444.090
		-	-	5.700.248	2.444.090
Total das aplicações financeiras		-	-	5.700.248	2.458.709
Ativo circulante		-	-	2.478.729	154.559
Ativo não circulante		-	-	3.221.519	2.304.150

(a) Constituem-se em fundo de investimento, cuja finalidade é de investimento e não para uso de capital de giro.

(b) Refere-se a recursos aplicados no banco Santander Cayman Branch na modalidade TRS (*Total Return Swap*) pela controlada 3R Lux.

(c) Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía recursos com a finalidade de atender compromissos de curto prazo, que estavam aplicados em *overnight* (US\$) e *time deposits* (US\$).

8.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Conta reserva (a)	29	40.016	414.189	285.029
Caixa restrito (b)	-	192	30.622	24.958
	29	40.208	444.811	309.987
Ativo circulante	29	40.016	30.622	287.215
Ativo não circulante	-	192	414.189	22.772

(a) Refere-se a contas *escrow* vinculadas a empréstimos e debêntures.

(b) Em 31 de dezembro de 2024, o saldo é composto pelo valor de R\$ 29.263 (R\$ 4.680 em 31 de dezembro de 2023) referente a pagamentos realizados a superficiários com pendências de regularização documental para recebimento do valor e R\$ 1.359, decorrente de depósitos realizados em conformidade com a Lei 13.799/19 de incentivo fiscal da SUDENE para reinvestimento e modernização.

9 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Petróleo Bruto	76.032	131.628
Derivados de petróleo	163.596	268.014
Gás	77.599	95.126
Prestação de serviços	20.182	27.254
Total	337.409	522.022
Total mercado interno	195.914	305.814
Total mercado externo	141.495	216.208

A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 não existiam valores relevantes vencidos no contas a receber e a Administração avaliou a perda

esperada e definiu que qualquer constituição de provisão para perdas de crédito esperada seria imaterial. Em 31 de dezembro de 2024 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 12 dias (em 31 de dezembro de 2023 o prazo médio de recebimento era de 29 dias).

10. Créditos com parceiros

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Créditos a receber – NTE	526.948	-
Total	526.948	-

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de R\$ 526.948 refere-se a valores a receber da NTE decorrente da sua participação de 37,5% no Campo de Papa-Terra.

A 3R Offshore é operadora e detentora de 62,5% de participação indivisa do Polo Papa-Terra, sendo os 37,5% remanescentes, detidos pela NTE, objeto de disputa arbitral, conforme descrito abaixo.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement (“JOA”), o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (*forfeiture*), em função do inadimplemento, por parte da NTE, de obrigações financeiras estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do JOA. Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância (“Primeira Decisão Liminar”) que determinou: (i) a suspensão dos efeitos da procuração outorgada à 3R Offshore pelo JOA que lhe permitiu instaurar o procedimento de cessão compulsória; (ii) que a Companhia se abstenha de reportar ao mercado que seria a única detentora do Polo Papa-Terra e/ou realizar qualquer anúncio público a respeito da Concessão, inclusive perante autoridades governamentais (ANP, CADE, Comissão de Valores Mobiliários, dentre outros); e (iii) a criação de uma conta exclusiva e específica para onde deverão ser alocados os recursos referentes à operação do Polo Papa-Terra (cash calls, todos os rendimentos da venda de óleo, o pagamento de fornecedores etc.), bem como prestar contas mensalmente à NTE a respeito da administração dos referidos recursos até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral.

Em 16 de agosto de 2024 o Poder Judiciário do Estado do Rio de Janeiro julgou o recurso interposto pela 3R Offshore, proferindo decisão liminar de 2ª instância (“Segunda Decisão Liminar”) que não acatou o pedido de revogação integral da Primeira Decisão Liminar, mas modulou os seus comandos, determinando: (i) vedação do arquivamento definitivo do processo de formalização da cessão compulsória junto à ANP; (ii) com relação à obrigação de depósito de valores, esclareceu que este deve ficar restrito à parcela das receitas da NTE (37,5% do total), líquidas das respectivas despesas, ficando suspensa a determinação de que a 3R Offshore deposite na referida conta bancária sua receita proporcional de 62,5%, da qual poderá livremente dispor; e (iii) foram permitidas as comunicações e os anúncios públicos por parte da Companhia que tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias da empresa perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, desde que a Companhia (e suas controladas) não se reporte como única detentora de direitos sobre o Polo Papa-Terra, devendo tais comunicações conter a ressalva sobre o litígio existente entre as partes, ratificando a vedação imposta pela Primeira Decisão Liminar de comunicações através de redes sociais e matérias jornalísticas, por qualquer meio.

11. Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Adiantamentos a fornecedores (a)	7	1.544	191.844	58.578
Outros adiantamentos	280	-	1.578	-
	287	1.544	193.422	58.578

(a) Refere-se principalmente à adiantamentos para viabilização de serviços necessários na operação do do Polo Potiguar no valor de R\$ 124.951 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 11.431 em 31 de dezembro de 2023), Polo Papa-Terra, no valor

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma



de R\$ 42.515 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 42.294 em 31 de dezembro de 2023) e nos campos de Pescada e Arabaiana no valor de R\$ 17.685 em 31 de dezembro de 2024 (em 31 de dezembro de 2023 3R Pescada não possuía saldo).

12 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Óleo bruto de petróleo (a)	-	-	177.049	145.161
Derivados de petróleo (b)	-	-	342.703	353.337
Material de uso e consumo (c)	-	-	496.730	316.321
	-	-	1.016.482	814.819
Circulante	-	-	940.407	814.819
Não circulante	-	-	76.075	-

(a) Refere-se ao estoque de petróleo relativo a 62,5% da produção do campo Papa-Terra no valor de R\$ 82.496 (R\$ 104.231 em 31 de dezembro de 2023), em 3R Potiguar no valor de R\$ 52.900 (R\$ 40.930 em 31 de dezembro de 2023), em Parque das Conchas referente ao estoque de petróleo relativo a 23%, no valor de R\$ 32.307 e em Atlanta relativo a 80%, no valor de R\$ 9.346. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão.

(c) Refere-se ao estoque de materiais e insumos para uso na operação e manutenção dos equipamentos de todos os Polos da Companhia. Estes materiais são classificados no ativo circulante e ativo não circulante, de acordo com a análise de rotatividade considerando a movimentação dos itens nos últimos 12 meses. Conforme este critério, no ativo circulante é registrado a parcela relativa à previsão de consumo para os próximos 12 meses e, no ativo não circulante, a parcela restante.

13 . Créditos a receber – Yinson

Refere-se à venda do FPSO Atlanta para a Yinson Bouvardia Holdings Pte. Ltd. ("Yinson") em 31 de julho de 2023 por US\$ 400 milhões (equivalente a R\$ 1.918.280 na data da transação). A venda foi estruturada através da então controlada AFPS B.V. que detinha o ativo. Deste montante, US\$ 22 milhões (equivalente a R\$ 105.379 na data da transação) foram recebidos em caixa pela controlada Atlanta Field, US\$ 319 milhões (equivalente a R\$ 1.512.201 na data da transação) foram reconhecidos como financiamento concedido à Yinson e aproximadamente US\$ 61 milhões compensados com créditos a pagar à Yinson e outras contas a receber.

O contrato previa ainda que a Enauta Energia financiaria a Yinson pelos custos de adaptação do FPSO, em um valor estimado de aproximadamente US\$ 60 milhões. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram feitos aportes no montante total de aproximadamente US\$ 51 milhões, conforme tabela abaixo, restando ainda US\$ 9 milhões a ser financiado.

Aporte (data)	US\$/mil	R\$ /mil
22/02/2024	30.050	148.504
07/03/2024	6.828	33.704
04/04/2024	6.846	34.394
23/05/2024	5.289	27.211
17/06/2024	633	3.424
03/09/2024	633	3.424
09/10/2024	633	3.435
Total	50.912	254.096

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Esta operação tem prazo de liquidação de 15 anos e recebimentos trimestrais do valor de principal e dos juros.

	Consolidado
	31 de dezembro de 2024
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-
Incorporação de saldos da combinação de negócios	2.211.503
Créditos a receber – Yinson	7.013
Juros incorridos	57.439
Variação cambial	212.578
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.488.533
Circulante	220.137
Não circulante	2.268.396

14 . Impostos a recuperar

14.1 . Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	6.705	22	317.175	31.736
	6.705	22	317.175	31.736

Os valores de IRPJ/CSLL a recuperar na controladora e consolidado são compostos por saldo negativo de IRPJ e base negativa da CSLL de anos anteriores e antecipações do ano de 2024.

14.2 . Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda e contribuição social a recuperar (IRRF e CSLL)	697	5.624	43.471	12.582
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	80.157	69.206
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	6	6	484.387	45.914
Outros	2	-	1.617	588
	705	5.630	609.632	128.290
Ativo circulante	699	5.624	483.746	128.162
Ativo não circulante	6	6	125.886	128

15 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa.

A partir de 1º de janeiro de 2023, com as alterações oriundas do CPC 32/IAS 12, relativos aos impostos diferidos decorrente de uma única transação, a Companhia e suas controladas passaram a reconhecer os impostos diferidos sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma segregada entre ativos e passivos fiscais diferidos.

Anteriormente às atualizações requeridas pela referida norma, a Companhia e suas controladas já reconheciam os tributos fiscais diferidos constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção de forma líquida, portanto não há impactos relevantes na mensuração nos saldos patrimoniais resultantes destas alterações na norma.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	2.074.561	414.605
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	631.875	352.598
Total dos ativos fiscais diferidos	-	-	2.706.436	767.203
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(1.651.459)	(228.373)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos nas combinações de negócios	-	-	(652.212)	(68.288)
Total dos passivos fiscais diferidos	-	-	(2.303.671)	(296.661)
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	1.054.977	538.830
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(652.212)	(68.288)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	-	-	402.765	470.542

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
2025	700.088	386.069
2026	105.395	149.020
2027	117.178	2.842
A partir de 2028	132.316	899
	1.054.977	538.830

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros e não contabilizados no valor de R\$ 338.321 a título de prejuízo fiscal e base negativa por não ser possível afirmar que sua realização é presentemente considerada provável.

No momento em que o modelo financeiro adotado no plano geral de negócio aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia demonstrar que seus créditos tributários diferidos decorrentes dos prejuízos para fins de imposto de renda e da base negativa da contribuição social e adições temporárias apresentarem sua provável realização, a Companhia e suas controladas efetuarão a contabilização destes créditos fiscais.

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	(4.137)	-	(111.097)	(215.326)
Despesas do exercício corrente	(4.137)	-	(111.097)	(215.326)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	531.199	49.747
Diferenças temporárias	-	-	288.271	20.413
Prejuízo fiscal	-	-	242.928	29.334
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	(4.137)	-	420.102	(165.579)

Conciliação da alíquota de imposto efetiva

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais vigentes e a despesa de imposto de renda e de contribuição social apurada no resultado é demonstrada como se segue:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(905.554)	405.234	(1.329.793)	590.794
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	307.888	(137.780)	452.130	(200.870)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	(312.025)	137.780	(32.028)	35.291
Diferenças permanentes	-	(312)	17.796	16.813
Equivalência patrimonial	(112.524)	216.841	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	(143.203)	4.238	(143.204)	4.238
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	135.228	8.514
Prejuízo fiscal do exercício para o qual não foi constituído ativo diferido	(52.161)	(82.987)	(140.475)	(104.899)
Ajuste de conversão	-	-	(4.421)	(3.167)
Incentivo fiscal – lucro da exploração (a)	-	-	111.252	113.792
Outros	(4.137)	-	(8.204)	-
Imposto de renda e contribuição social no exercício	(4.137)	-	420.102	(165.579)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.137)	-	(111.097)	(215.326)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	531.199	49.747
Alíquota efetiva (b)	0%	0%	32%	28%

(a) A apuração do imposto de renda sobre o lucro é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – (“SUDENE”), nas subsidiárias Enauta Energia, 3R Potiguar, 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Offshore, provendo o benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

(b) Refere-se a divisão entre “Imposto de renda e contribuição social no exercício” pelo “Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social”.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

16. Ativos classificados como mantidos para venda

	Consolidado em 31/12/2024 Total
Ativos classificados como mantidos para venda	
Imobilizado	97.726
Intangível	71.497
Total	169.223
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	
Provisão para abandono	28.172
Total	28.172

Os ativos classificados como mantidos para venda estão localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte e compreendem:

- 11 concessões de óleo e gás (13 campos) pelo valor total de US\$ 15 milhões (R\$ 92.885), sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assuma a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da ANP, dentre outros.
- 50% da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural, Unidades de Processamento de Gás Natural II e III ("UPGNs") registrados no valor de R\$ 48.166. O valor previsto da transação é de US\$65 milhões (R\$ 402.500), sendo 35% a ser pago no momento em que houver a assinatura do contrato definitivo e o restante no fechamento. O perímetro do Acordo contempla: as UPGNs e as Esferas de GLP, além do gasoduto que interliga os campos produtores da Brava e da PetroReconcavo.
- Obrigações de abandono correlatas às 11 concessões de óleo e gás no montante R\$ 28.172.

17 . Investimentos

Composição dos investimentos:

Em 31 de dezembro de 2023, os investimentos da Companhia compreendiam a participação societária nas controladas diretas e indiretas abaixo:

	País de operação	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Direto	85%
3R Pescada	Brasil	Direto	100%
3R Candeias	Brasil	Direto	100%
3R Macau	Brasil	Direto	100%
3R Rio Ventura	Brasil	Direto	100%
3R Fazenda Belém	Brasil	Direto	100%
3R Areia Branca	Brasil	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Direto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Direto	100%
3R Operações Marítimas	Brasil	Indireto	100%

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Após a reorganização societária, mencionada na nota explicativa 1, os investimentos da Companhia em 31 de dezembro de 2024 compreendiam a participação societária nas controladas diretas e indiretas abaixo:

	País de operação	Controle	Participação (%)
3R Offshore	Brasil	Direto	100%
3R Pescada	Brasil	Direto	100%
3R Bahia	Brasil	Direto	100%
3R RNCE	Brasil	Direto	100%
3R Potiguar	Brasil	Indireto	100%
3R Lux	Luxemburgo	Direto	100%
3R Operações Marítimas	Brasil	Indireto	100%
Enauta Energia	Brasil	Direto	100%
Enauta Petróleo e Gás	Brasil	Direto	100%
Enauta Netherlands	Holanda	Indireto	100%
Enauta Finance	Holanda	Indireto	100%
Atlanta Field	Holanda	Indireto	100%
Iris Trading	Suíça	Indireto	100%

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos de investimentos:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Candeias	3R Macau	3R RV	3R FZB	3R Areia Branca	3R Potiguar	3R Lux	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2023	333.402	151.328	1.370.643	1.200.452	251.525	80.978	272.970	575.648	80.176	4.317.122
Aporte de capital	-	-	140.000	-	35.000	80.000	25.000	630.000	222.527	1.132.527
Dividendos declarados	(34.927)	(13.004)	-	(200.000)	(49.194)	-	(1.328)	(12.091)	-	(310.544)
Resultado equivalência patrimonial	113.224	21.096	3.763	370.793	76.488	(17.156)	5.893	83.714	(20.047)	637.768
Ajuste de conversão	-	(8.466)	-	-	-	-	-	-	(16.584)	(25.050)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	411.699	150.954	1.514.406	1.371.245	313.819	143.822	302.535	1.277.271	266.072	5.751.823

	3R Offshore	3R Pescada	3R Bahia	3R RNCE	3R Lux	3R Potiguar	Enauta Energia (a)	Enauta Petróleo e Gás (a)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2024	411.699	150.954	1.828.225	1.817.602	266.072	1.277.271	-	-	5.751.823
Aporte de capital	1.175.000	-	160.000	100.000	-	90.000	-	-	1.525.000
Participação relativa	12.138	-	-	-	-	-	-	-	12.138
Resultado equivalência patrimonial	(172.010)	(12.441)	98.878	419.826	(172.895)	(648.514)	6.248	133.633	(347.275)
Dividendos declarados	-	-	(15.882)	(143.000)	-	-	-	-	(158.882)
Patrimônio líquido na aquisição	74.068	-	-	-	-	-	4.795.999	81.071	4.951.138
Ajuste de conversão	-	22.686	-	-	24.294	-	128.975	-	175.955
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.500.895	161.199	2.071.221	2.194.428	117.471	718.757	4.931.222	214.704	11.909.897

(a) Em decorrência da combinação de negócios, ocorrida em 1º de agosto de 2024, os saldos referentes à equivalência patrimonial são relativos aos resultados das investidas nos períodos de agosto a dezembro de 2024.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas:

	31 de dezembro de 2023							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (b)	Resultado
3R Offshore	100%	648.583	1.300.117	691.758	845.244	411.699	-	113.224
3R Pescada	100%	35.411	183.940	12.016	56.381	150.954	-	21.096
3R Candeias	100%	141.218	1.565.424	102.088	90.148	1.514.406	-	3.763
3R Macau	100%	471.039	1.457.618	356.067	201.345	1.371.245	-	370.793
3R RV	100%	134.745	759.446	392.107	188.265	313.819	-	76.488
3R FZB	100%	44.650	208.992	24.333	85.487	143.822	-	(17.156)
3R Areia Branca	100%	52.796	184.316	49.479	17.659	169.974	132.561	5.893
3R Potiguar	100%	1.227.082	7.958.670	1.359.309	6.549.172	1.277.271	-	83.714
3R Lux	100%	150.433	2.440.641	21.912	2.303.090	266.072	-	(20.047)
		2.905.957	16.059.164	3.009.069	10.336.791	5.619.262	132.561	637.768

	31 de dezembro de 2024							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de investimentos (b)	Resultado
3R Offshore	100%	1.277.864	2.461.314	801.815	1.449.736	1.487.627	13.268	(159.872)
3R Pescada	100%	64.392	169.194	10.661	61.728	161.199	-	(12.441)
3R Bahia	100%	280.145	2.639.639	297.183	551.380	2.071.221	-	98.878
3R RNCE	100%	605.424	2.573.718	503.018	601.740	2.074.383	120.044	419.826
3R Potiguar	18,6%	346.911	1.733.370	310.091	1.051.435	718.756	-	(648.514)
3R Lux	100%	160.839	3.096.150	122.432	3.017.085	117.471	-	(172.895)
Enauta Energia	100%	4.322.919	17.131.485	1.992.863	16.439.455	3.022.085	1.684.984	6.248
Enauta Petróleo e Gás	100%	40.006	1.468.648	211.065	1.082.884	214.705	-	133.633
		7.098.500	31.273.518	4.249.128	24.255.443	9.867.447	1.818.296	(335.137)

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- (b) Refere-se a mais valias dos ativos fixos na aquisição da 3R Areia Branca (atual 3R RNCE), Enauta Participações e de Peroá, que impactam as informações consolidadas e é amortizada conforme a curva de produção.

Segue abaixo o demonstrativo de movimentação dos saldos referentes à mais valia:

Saldo em 1º de janeiro de 2023	143.442
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(16.488)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	5.607
Saldo em 31 de dezembro de 2023	132.561
Saldo de mais valia incorporado de controlada (Enauta Participações)	(154.391)
Mais valia do imobilizado e intangível na combinação de negócios	2.466.323
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(35.438)
(-) Impacto no imposto diferido sobre os ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(590.759)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.818.296

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

18 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2023	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 31 de dezembro de 2024
Custo										
Máquinas e Equipamentos	8 – 30	-	25	-	-	25	-	-	-	25
Imobilizados administrativo	10 -20	8.587	1.257	(4)	117	9.957	3.167	(6)	-	13.118
Instalações	15 – 25	9.483	1.100	-	264	10.847	2.778	-	617	14.242
Imobilizado em andamento	-	1.138	1.414	-	(381)	2.171	5.018	-	(5.506)	1.683
		19.208	3.796	(4)	-	23.000	10.963	(6)	(4.889)	29.068
Depreciação										
Imobilizados administrativo		(1.192)	(1.526)	-	-	(2.718)	(1.931)	2	-	(4.647)
Máquinas e Equipamentos		-	(1)	-	-	(1)	(3)	-	-	(4)
Instalações		(155)	(295)	-	-	(450)	(371)	-	-	(821)
		(1.347)	(1.822)	-	-	(3.169)	(2.305)	2	-	(5.472)
Total		17.861	1.974	(4)	-	19.831	8.658	(4)	(4.889)	23.596

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Transferência	Mais Valia	Ajuste de ARO	Ajuste de conversão	Em 31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Transferência	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Ajuste ARO	Ajuste de Conversão	Em 31 de dezembro de 2024
Custo																						
Instalações	15 – 25	51.088	439.939	-	-	-	34.620	-	-	-	525.647	12.029	13.544	-	-	(189)	175.495	(6.418)	6.258	-	-	726.366
Máquinas e equipamentos	15 – 30	400.062	1.471.099	(292)	-	-	233.273	-	-	(16)	2.104.126	26.372	30.089	(1)	-	(5.233)	369.943	(63.399)	-	-	2.473	2.464.370
Imobilizados administrativos	10 – 20	30.669	141.103	(7)	-	-	15.486	-	-	74	187.325	9.120	16.645	(6)	-	(2)	19.516	(187)	546	-	44	233.001
Poços	UOP	730.775	789.937	(2.285)	-	-	32.025	-	-	(59.709)	1.490.743	1.465.736	140.258	(216.771)	-	(1.216)	999.495	(4.110)	645.886	-	52.443	4.572.464
Plataformas	UOP	252.364	40.048	-	-	-	(11.944)	-	-	-	280.468	798.359	189.202	(3)	-	-	57.985	-	218.548	-	-	1.544.559
Facilities	UOP	569.733	2.893	-	-	-	(16.775)	-	-	(13.369)	542.482	167.125	-	(33.425)	-	-	(98)	-	17.246	-	44.873	738.203
Veículos	5	1.225	775	(320)	-	-	-	-	-	-	1.680	-	1.028	-	-	-	-	-	-	-	-	2.708
Terreno	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	-	16.908	174	1.118	-	-	-	-	-	912	-	-	19.112
Desmobilização do campo	UOP	1.002.100	-	-	1.245.552	-	-	-	(1.074.497)	(1.870)	1.171.285	443.136	-	-	889.778	-	-	(28.172)	-	689.843	5.664	3.171.534
Imobilizado em andamento	-	242.911	1.247.573	-	-	(42.752)	(288.374)	-	-	3.399	1.162.757	3.821.211	2.990.468	(819.853)	-	-	(1.629.191)	(1.174)	-	-	(1.477)	5.522.741
		3.297.835	4.133.367	(2.904)	1.245.552	(42.752)	(1.689)	-	(1.074.497)	(71.491)	7.483.421	6.743.262	3.382.352	(1.070.059)	889.778	(6.640)	(6.855)	(103.460)	889.396	689.843	104.020	18.995.058
Depreciação																						
Instalações		(2.347)	(11.284)	-	-	-	-	(59)	-	(10)	(13.700)	(7.673)	(21.975)	-	-	-	-	311	(318)	-	-	(43.355)
Máquinas e equipamentos		(31.684)	(82.158)	22	-	-	-	(1.534)	-	(67)	(115.421)	(5.140)	(121.420)	1	-	-	-	5.242	(1.534)	-	(483)	(238.755)
Imobilizados administrativos		(8.847)	(5.377)	-	-	-	-	(30)	-	91	(14.163)	(7.094)	(11.880)	2	-	-	-	11	(89)	-	(9)	(33.222)
Poços		(447.790)	(36.161)	2.421	-	-	-	-	-	40.718	(440.812)	(1.261.088)	(171.327)	264.509	-	-	-	170	(7.274)	-	(45.141)	(1.660.963)
Plataformas		(6.886)	(63.915)	-	-	-	-	-	-	-	(70.801)	(777.367)	(27.323)	3	-	-	-	-	(1.345)	-	-	(876.833)
Facilities		(440.587)	(5.941)	-	-	-	-	-	-	12.969	(433.559)	(157.803)	(5.421)	32.019	-	-	-	-	(194)	-	(37.384)	(602.342)
Veículos		(973)	(164)	319	-	-	-	-	-	-	(818)	-	(309)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127)
Desmobilização do campo		(130.650)	(116.230)	-	-	-	-	-	-	1.828	(245.052)	(389.423)	(65.696)	4.995	-	-	-	-	-	-	(5.633)	(700.809)
		(1.069.764)	(321.230)	2.762	-	-	-	(1.623)	-	55.529	(1.334.326)	(2.605.588)	(425.351)	301.529	-	-	-	5.734	(10.754)	-	(88.650)	(4.157.406)
Total		2.228.071	3.812.137	(142)	1.245.552	(42.752)	(1.689)	(1.623)	(1.074.497)	(15.962)	6.149.095	4.137.674	2.957.001	(768.530)	889.778	(6.640)	(6.855)	(97.726)	878.642	689.843	15.370	14.837.652

No início das operações do Polo Potiguar, em 08 de junho de 2023, a Petrobras transferiu instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511 que fazem parte do custo de aquisição deste ativo, compreendendo majoritariamente R\$ 1.401.626 em máquinas e equipamentos, R\$ 620.535 em poços, R\$ 430.865 em instalações e R\$ 115.510 em Imobilizado Administrativo.

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas concluída em dezembro de 2024 (conforme descrito na nota explicativa 1). A conclusão desta transação resultou no registro de R\$ 118.920 de ativo imobilizado, R\$ 273.558 de ativo intangível e R\$ 889.778 referente à desmobilização de campo, registrado nas rubricas de imobilizado e provisão de abandono.

As adições na linha de imobilizado em andamento, ocorridas durante o ano de 2024, são referentes ao sistema definitivo de Atlanta no valor de R\$ 684.345, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 461.961, almoxarifado de materiais a aplicar na revitalização de poços no valor de R\$ 153.567, revitalização das condições operacionais do campo, plataforma e polo industrial no valor de R\$ 748.847, *workover* no valor de R\$ 523.684 e construção de uma planta de processamento de água (*debottlenecking*) e *facilites* para reativação de poços no valor de R\$ 418.064.

Efeitos da combinação de negócios – incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos imobilizado líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 4.137.674, sendo o valor de aquisição dos ativos imobilizados em R\$ 6.743.262, acompanhados da depreciação acumulada no valor de R\$ 2.605.588. O valor justo dos ativos imobilizados que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 889.396.

Avaliação de *impairment*

Em 17 de dezembro de 2024 foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação que envolve a possível venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor total a ser pago, conforme carta proposta, é de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Visto que, o prazo de conclusão de negociação dos documentos definitivos do contrato é de 30 dias, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” e foi reconhecido um *impairment* no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 6.640 no grupo de ativo imobilizado e R\$ 22.065 no grupo de ativo intangível.

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia reavaliou os seus investimentos no campo Camarão e identificou a necessidade de provisão de *impairment* no valor de R\$ 42.752 no encerramento do referido exercício.

Para as demais entidades, a Administração da Companhia não identificou indícios que levassem necessidade de realização de teste de *impairment* em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2024.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Em 31 de dezembro de 2023	Adição	Transferências	Em 31 de dezembro de 2024
Custo							
Cessão de direitos	-	777	-	777	-	-	777
Software e licenças	5	9.301	13.652	22.953	16.992	4.889	44.834
Marcas e Patentes	5	258	-	258	-	-	258
		10.336	13.652	23.988	16.992	4.889	45.869
Amortização							
Software e licenças		(281)	(3.089)	(3.370)	(6.135)	-	(9.505)
Marcas e Patentes		(255)	-	(255)	(2)	-	(257)
		(536)	(3.089)	(3.625)	(6.137)	-	(9.762)
Total		9.800	10.563	20.363	10.855	4.889	36.107

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2023	Adição	Baixa	Transferências	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios	Adição	Baixa	Impairment	Transferências	Ativos Mantidos Para Venda	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2024
Custo															
Cessão de direitos	UOP	3.264.571	4.298.383	(160)	-	-	7.562.794	896.461	277.259	(230.604)	(22.065)	-	(83.436)	1.387.145	9.787.554
Software e licenças	5	14.297	52.424	-	1.689	-	68.410	12.762	39.579	(53)	-	6.855	(132)	-	127.421
Marcas e patentes	5	260	-	-	-	-	260	-	-	-	-	-	-	-	260
		3.279.128	4.350.807	(160)	1.689	-	7.631.464	909.223	316.838	(230.657)	(22.065)	6.855	(83.568)	1.387.145	9.915.235
Amortização															
Cessão de direitos		(280.647)	(305.628)	160	-	(14.866)	(600.981)	(107.718)	(482.191)	22.542	-	-	12.036	(24.684)	(1.180.996)
Software e licenças		(710)	(8.028)	-	-	-	(8.738)	(11.032)	(18.448)	31	-	-	35	-	(38.152)
Marcas e patentes		(255)	-	-	-	-	(255)	-	(2)	-	-	-	-	-	(257)
		(281.612)	(313.656)	160	-	(14.866)	(609.974)	(118.750)	(500.641)	22.573	-	-	12.071	(24.684)	(1.219.405)
Total		2.997.516	4.037.151	-	1.689	(14.866)	7.021.490	790.473	(183.803)	(208.084)	(22.065)	6.855	(71.497)	1.362.461	8.695.830

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. O valor da transação considerando os ajustes e os pagamentos diferidos foram de US\$ 1,5 bilhões (R\$ 7.233.827), divididos em (i) US\$ 110 milhões (R\$ 591.948), pagos na assinatura do contrato de aquisição, em janeiro de 2022; (ii) US\$ 1,1 bilhão (R\$ 5.407.889) referente a parcela final do *closing consideration*, já considerando os ajustes previstos em contrato e (iii) US\$ 251 milhões (R\$ 1.233.990), divididos em 4 parcelas anuais de US\$ 62,8 milhões, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258, tendo sido a primeira parcela liquidada em abril de 2024. Foram identificados instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511, que foram classificados como ativo imobilizado, conforme nota explicativa 18, o estoque de petróleo e derivados de petróleo contidos na refinaria Clara Camarão no valor de R\$ 162.321 e R\$ 153.659 referente ao inventário de materiais e equipamentos que foram transferidos à 3R Potiguar nesta data. Sendo assim, o valor registrado no ativo intangível foi de R\$ 4.232.129. O valor total da transação registrado em 2023 foi de R\$ 7.121.569.

Referente às adições do exercício de 2024, destaca-se aquisição de Parque das Conchas concluída em dezembro de 2024 (conforme descrito na nota explicativa 1). A conclusão desta transação resultou no registro de R\$ 118.920 de ativo imobilizado, R\$ 273.558 de ativo intangível.

Efeitos da combinação de negócios – incorporação de ativos da Enauta Participações e subsidiárias

Em 01 de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de combinação de negócios com a Enauta Participações. Os ativos intangíveis líquidos que constavam no balanço da Enauta Participações e suas subsidiárias na data da aquisição totalizavam R\$ 790.437, sendo o valor de aquisição dos ativos intangível em R\$ 909.223, acompanhados da amortização acumulada no valor de R\$ 118.750. O valor justo dos ativos intangíveis que foram apurados na data em que a combinação de negócios ocorreu, gerou uma mais valia de R\$ 1.373.878.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Avaliação de *impairment*

Em 17 de dezembro de 2024 foi recebida carta proposta de PVE e A&T estabelecendo os principais termos e condições para a negociação de uma transação que envolve a possível venda de 11 concessões de óleo e gás localizadas na Bacia Potiguar (13 campos), no estado do Rio Grande do Norte. O valor total a ser pago, conforme carta proposta, é de US\$ 15 milhões (o que equivale a R\$ 92.885, utilizando a taxa de câmbio de 31/12/2024). Visto que, o prazo de conclusão de negociação dos documentos definitivos do contrato é de 30 dias, o montante referente às 11 concessões foi reclassificado para o grupo de “Ativos classificados como mantidos para venda” e foi reconhecido um *impairment* no montante total de R\$ 28.705 referente à variação entre o valor contábil dos ativos e seu valor justo, sendo R\$ 6.640 no grupo de ativo imobilizado e R\$ 22.065 no grupo de ativo intangível.

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2024, a Administração não identificou indícios de perda de valor recuperável dos demais intangíveis da Companhia e suas controladas.

20 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Fornecedor nacional	14.709	10.400	1.919.894	1.115.497
Fornecedor estrangeiro	530	3.427	1.232.306	199.717
Total	15.239	13.827	3.152.200	1.315.214
Circulante	15.239	13.827	2.402.869	1.315.214
Não circulante	-	-	749.331	-

Os principais saldos de fornecedores nacionais estão relacionados a compra de matéria prima para uso na atividade de refino da 3R Potiguar e a contratação de serviços de operação, manutenção, serviços de tratamento de petróleo bruto, energia elétrica e aquisição de equipamentos para uso na atividade de exploração e produção de petróleo bruto e gás, em todos os Polos da Companhia e suas controladas. Em relação aos fornecedores estrangeiros, os principais saldos estão relacionados ao diferimento parcial da aquisição de bombas do sistema definitivo de produção do campo de Atlanta (R\$ 749.331).

21 . Empréstimos e financiamentos

Composição:

	Controladora			
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco CEF (a)	17.154	51.541	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CCB – 2023 (b)	-	62.108	DI + 1,80% a.a.	Out/2024
Banco CCB – 2024 (c)	106.770	-	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Moeda estrangeira				
Banco Safra (d)	115.650	-	6,72% a.a.	Jun/2026
Total bruto	239.574	113.649		
Custo de captação				
Total líquido	239.574	113.649		
Circulante	49.304	96.982		
Não circulante	190.270	16.667		

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado			
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Encargos	Vencimento até
Moeda nacional				
Banco BNB (e)	37.073	37.056	IPCA + 5,29% a.a.	Jun/2030
Banco CEF – Brava (a)	17.154	51.541	DI + 2,67% a.a.	Abr/2025
Banco CEF – 3R Offshore (f)	102.261	102.387	DI + 2,42%	Jul/2026
Banco CCB – 2023 (b)	-	62.108	DI + 1,80% a.a.	Out/2025
Banco CCB – 2024 (c)	106.770	-	DI + 1,60% a.a.	Jun/2028
Banco ABC(g)	102.782	-	DI + 2,96% a.a.	Abr/2026
Banco HSBC (h)	217.630	-	DI + 2,40% a.a.	Abr/2026
Banco BMG – Enauta Energia (i)	33.382	-	DI + 5% a.a.	Dez/2025
Moeda estrangeira				
Banco Safra (d)	115.649	-	6,72% a.a.	Jun/2026
UMB (pool bancos) (j)	-	2.442.526	SOFR + 6,25% a.a.	Fev/2027
Bond Notes (k)	3.218.577	-	9,75% a.a.	Fev/2031
Banco ABC (l)	121.179	-	8,39% a.a.	Ago/2025
Banco BTG Pactual (m)	186.457	-	SOFR + 4,35% a.a.	Set/2025
Banco XP (n)	103.957	-	8,90% a.a.	Jan/2025
Total bruto	4.362.871	2.695.618		
Custo de captação	(84.305)	(117.559)		
Total líquido	4.278.566	2.578.059		
Circulante	668.577	239.428		
Não circulante	3.609.989	2.338.631		

Movimentação:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2023	-	108.223
(+) Captação de empréstimos	110.000	2.708.737
(-) Liquidação de principal	-	(99.830)
(-) Juros pagos	(8.277)	(168.038)
(+) Juros incorridos	11.926	189.141
(+) Juros capitalizados	-	1.677
(-) Custo de transação	-	(147.884)
(+) Custo de transação apropriados	-	21.723
(+/-) Variação cambial	-	80.054
(+/-) Ajuste de conversão	-	(115.744)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	113.649	2.578.059
(+) Incorporação de saldos da combinação de negócios	-	844.581
(+) Captação de empréstimos	200.000	2.984.350
(-) Liquidação de principal	(93.333)	(3.010.832)
(-) Juros pagos	(15.928)	(238.016)
(+) Juros incorridos	19.917	348.546
(+) Juros capitalizados	-	3.284
(-) Custo de transação	-	(80.360)
(+) Custo de transação apropriados	-	130.433
(+/-) Variação cambial	15.269	34.337
(+/-) Ajuste de conversão	-	684.184
Saldo em 31 de dezembro de 2024	239.574	4.278.566

(a) Empréstimo captado em abril de 2023, junto ao Banco CEF pela Companhia no montante de R\$ 50.000. O pagamento do principal da dívida foi dividido em 3 parcelas, sendo a primeira paga em 8 de abril de 2024, a segunda em 10 de outubro de 2024 e a terceira a ser paga em 10 de abril de 2025. De acordo com o contrato, o pagamento dos juros foi acordado em 5 parcelas, sendo a última em 10 de abril de 2025.

(b) Empréstimo captado pela Companhia em abril 2023 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 60.000,00. Este empréstimo foi liquidado em 18 de outubro de 2024, quando a última parcela foi paga.

(c) Empréstimo adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco CCB no montante de R\$ 100.000. O pagamento do principal da dívida será realizado em 4 parcelas, sendo a primeira com vencimento em 1º de julho de 2025 e a última em 1º de junho de 2028.

(d) Empréstimos adquirido pela Companhia em junho de 2024 junto ao Banco Safra no montante de US\$ 18,6 milhões (R\$ 100.000). O principal da dívida deverá ser pago em uma prestação até 8 de junho de 2026. Os juros serão pagos em 4

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

parcelas semestrais, sendo a primeira em 16 de dezembro de 2024 e a última em 8 de junho de 2026.

(e) Empréstimo captado em setembro de 2023 pela controlada 3R Macau (após reestruturação societária, este empréstimo passou a ser da 3R RNCE), junto ao Banco BNB no montante de R\$ 36.937. O principal da dívida deve ser pago mensalmente a partir de 15 de julho de 2026 até 15 junho de 2030. Os juros deverão ser pagos de forma trimestral durante o período de carência (entre 31 de maio de 2022 e 15 de junho de 2026) e mensalmente durante o período de amortização a partir de 15 de julho de 2026, juntamente com as prestações vincendas de principal.

(f) Empréstimo contratado em julho de 2023 junto ao Banco CEF pela controlada 3R Offshore no valor de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento do principal será realizado em 3 parcelas, sendo a primeira em 26 de julho de 2025 e a última em 26 de julho de 2027. O pagamento dos juros é feito de forma trimestral, sendo o último pagamento previsto para ocorrer em 26 de julho de 2026.

(g) Empréstimo adquirido pela 3R Offshore em abril de 2024 junto ao Banco ABC no montante de R\$ 100.000. Conforme contrato, o pagamento dos juros foi estabelecido em 4 parcelas semestrais, sendo a primeira a pagar em 16 de outubro de 2024 e a última em 16 de abril de 2026. O pagamento do principal será realizado em parcela única em 16 de abril de 2026.

(h) Empréstimos adquirido pela 3R Potiguar em abril de 2024 junto ao Banco HSBC no montante de R\$ 200.000. A liquidação do principal e dos juros remuneratórios deveria ser realizada em parcela única em 20 de abril de 2026, no entanto, esse empréstimo foi liquidado em 28 de janeiro de 2025.

(i) Empréstimo captado pela Enauta Energia em dezembro de 2023 junto ao Banco BMG no valor de R\$ 50.000. O principal da dívida deveria ser pago em 3 prestações iguais, sendo a primeira parcela em 27 de dezembro de 2024, a segunda em 30 de junho de 2025 e a terceira parcela em 29 de dezembro de 2025 e os juros mensalmente até 29 de dezembro de 2025. Entretanto, esse empréstimo foi liquidado em 10 de janeiro de 2025.

(j) Empréstimo adquirido pela 3R Lux em 2023 e com vencimento em fevereiro de 2027 no valor de US\$ 500 milhões (R\$ 2.461.800) com juros de SOFR +6,25% a.a, com objetivo de capitalizar recursos financeiros para o pagamento das obrigações assumidas com o closing do Polo Potiguar. Esse empréstimo foi liquidado mediante precificação de Notes em fevereiro de 2024, conforme nota (h) abaixo.

(k) Refere-se à precificação de oferta de *senior secured notes* por meio da subsidiária 3R Lux no montante de US\$ 500 milhões (R\$ 2.484.350) com juros remuneratórios de 9,75% a.a. e vencimento de principal em fevereiro de 2031 e amortização de juros semestrais. Esta captação possui a finalidade de pré-pagamento do empréstimo detido pela 3R Lux, conforme nota (g) acima. As Notes contam ainda com garantias reais de: (i) recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, (ii) ações de certas subsidiárias da Companhia, e (iii) direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. Os fluxos de caixa referentes a juros pagos são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e grau de senioridade com as debêntures emitidas pela subsidiária 3R Potiguar com o BTG, vide nota explicativa 22.

(l) Empréstimo contratado pela controlada Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco ABC no valor de US\$ 19 milhões (equivalente a R\$ 94.656). O principal deverá ser pago em 1 parcela, acrescido de juros no dia 19 de agosto de 2025. Os juros serão pagos em 3 parcelas, tendo a primeira sido paga em 26 de agosto de 2024, a segunda em 20 de fevereiro de 2025 e a última deverá ser paga em 19 de agosto de 2025.

(m) Empréstimo captado pela Enauta Energia em março de 2024 junto ao Banco BTG Pactual no valor de US\$ 30 milhões (equivalentes a R\$ 149.400). O principal deveria ser pago em 1 parcela no dia 15 de setembro de 2025 e os juros em 6 parcelas trimestrais, sendo a primeira em 14 de junho de 2024 e a última em 15 de setembro de 2025. No entanto, esse empréstimo foi liquidado em 24 de janeiro de 2025.

(n) Empréstimo adquirido em janeiro de 2024 pela Enauta Energia junto ao Banco XP no valor de US\$ 15,5 milhões (equivalente a R\$ 75.000). O principal foi pago em 1 parcela, acrescido de juros em 10 de janeiro de 2025.

Cláusulas contratuais restritivas – empréstimos e financiamentos

A Companhia possui empréstimos e financiamentos com determinadas condições contratuais, que exigem o cumprimento de cláusulas restritivas (*covenants*) com base em determinados índices financeiros, com periodicidade de apuração do resultado distintas, conforme estabelecido nos respectivos contratos. Em 31 de dezembro de 2024 e 2023 a Companhia cumpriu com estas obrigações.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 . Debêntures

	Controladora		3R RNCE		3R Potiguar		Enauta Energia		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Saldo inicial	1.879.392	900.585	20.960	42.734	4.783.756	-	-	-	6.684.108	943.319
Incorporação de saldos da combinação de negócios (a)	5.052.143	-	-	-	-	-	437.352	-	5.489.495	-
Cessão de dívida (b)	-	-	-	-	(3.100.764)	-	3.100.764	-	-	-
Emissão de Debêntures	900.000	1.000.000	-	-	-	5.107.850	-	-	900.000	6.107.850
Custos de transação	(13.924)	(42.882)	-	-	-	(116.590)	-	-	(13.924)	(159.472)
Custos de transação apropriados	31.729	7.139	-	-	25.995	15.327	-	-	57.724	22.466
Juros apropriados	335.659	151.792	96	2.249	503.690	345.012	18.242	-	857.687	499.053
Juros apropriados – swap	348.169	-	-	-	-	-	671.053	-	1.019.222	-
Juros pagos	(392.331)	(142.107)	(220)	(2.549)	(450.670)	(299.438)	-	-	(843.221)	(444.094)
Liquidação Principal	(900.000)	-	(18.631)	(22.943)	-	-	-	-	(918.631)	(22.943)
Atualização monetária	50.762	4.865	(2.182)	1.144	683.120	(82.300)	-	-	731.700	(76.291)
Variação cambial paga	-	-	(23)	(196)	-	(184.687)	-	-	(23)	(184.883)
Variação cambial incorrida	-	-	-	521	590.085	(1.418)	111.272	-	701.357	(897)
	7.291.599	1.879.392	-	20.960	3.035.212	4.783.756	4.338.683	-	14.665.494	6.684.108
Passivo circulante	124.405	535.840							272.863	721.925
Passivo não circulante	7.167.194	1.343.552							14.392.631	5.962.183

Os fluxos de caixa referentes a juros pagos sobre as debêntures são apresentados separadamente. A Administração classifica de maneira consistente, de período a período, como decorrentes de atividades de financiamento.

(a) O saldo decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações contempla R\$ 422.989 de custos de transação.

(b) Conforme descrito na nota explicativa 1, na sessão de “Estrutura Societária”, em 12 de dezembro de 2024, como parte da reorganização societária, o Conselho de Administração aprovou a assunção da dívida da 3R Potiguar junto ao banco Santander pela Enauta Energia.

Cláusulas contratuais restritivas (RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar)

A Companhia possui debêntures com determinadas condições contratuais, que exigem o cumprimento de cláusulas restritivas (*covenants*) com base em determinados índices financeiros, com periodicidade de apuração do resultado distintas, conforme estabelecido nos respectivos contratos. Caso não se obtenha a dispensa temporária ou permanente do cumprimento desses índices, o credor poderá decretar vencimento antecipado da dívida. A Companhia obteve dos credores a aprovação de anuência prévia (*waiver*), nas datas 11 de março e 14 de março de 2025, para a alteração temporária do limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, pelo período de 12 (doze) meses contado do início do quarto trimestre de 2024 (4T2024) (inclusive) até o terceiro trimestre de 2025 (3T2025) (inclusive), ajustando as respectivas regras de cálculo previstas nos seguintes Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar.

Redação aplicável para os ativos RRRP13 e RRRP14:

“6.3. (...). (xxiv) descumprimento, pela Emissora, dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da Emissora auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da Emissora [Brava] referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas demonstrações financeiras de 2023 (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Data da Primeira Integralização até 30 de junho de 2024 (inclusive)	3,5x
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Redação aplicável para os ativos ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14 e ENAT24:

“6.3. (...). (xxiii) descumprimento, pela 3R [Brava], dos seguintes índices financeiros, auferidos em bases trimestrais a partir das demonstrações financeiras consolidadas da 3R auditadas de 31 de dezembro de cada ano ou das informações trimestrais (“ITRs”) consolidados da 3R referentes a cada trimestre, a serem acompanhados pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira apuração deverá ocorrer com base nas informações financeiras trimestrais imediatamente subsequentes à realização da Incorporação de Ações (“Índice Financeiro”):

- Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado: menor ou igual a:

Período	Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado
Após 01 de julho de 2024 (inclusive)	3,0x

Redação aplicável para a Debênture BTG Potiguar:

“7.2. (...). Índice de Alavancagem Líquida. A partir da Data de Integralização, a Emissora e a 3ROG não permitirão que o Índice de Alavancagem Líquida, a qualquer momento (e mediante verificações trimestrais conforme a disponibilização das demonstrações financeiras) durante qualquer período estabelecido abaixo, seja maior que a relação estabelecida abaixo correspondente a cada período:”

Período	Relação Máxima entre dívida líquida e EBITDA Ajustado**
Durante o período de (e incluindo) a Data de Emissão até (e incluindo) 30 de junho de 2024	3,50:1,00
A partir de (e incluindo) 1º de julho de 2024	3,00:1,00

**Para fins de cálculo, o resultado final será arredondado em 2 casas decimais.

Desta forma, as debêntures acima qualificadas preveem que constitui um evento de inadimplemento que pode acarretar o vencimento antecipado não automático das obrigações, decorrente do descumprimento pela Companhia do *covenant* Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado ("Índice Financeiro") maior ou igual a 3,0x, com base na demonstração financeira do exercício de 2024.

Os Índices Financeiros são calculados conforme determinado no respectivo Instrumento de Emissão e consideram informações desta demonstração financeira, ajustes gerenciais e efeitos proforma calculados pelo período dos últimos 12 meses até a data do balanço em conexão com a combinação de negócios (vide nota explicativa 2), aquisições, alienações e descontinuidade de ativos, sociedade, divisões e/ou linhas de negócios, conforme aplicável.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Cláusulas contratuais restritivas (1ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações e 2ª Emissão Pública de Debêntures da Enauta Participações)

Em razão da AGD realizada em junho de 2024 para aprovação da combinação de negócios entre 3R Petroleum e Enauta Participações, entre outros temas, as Debêntures correlatas às Emissões ENAT11, ENAT21, ENAT12 ENAT32 estão dispensadas da necessidade de atendimento do índice Dívida Líquida/EBITDAX até que seja finalizada a reorganização societária com a incorporação da controlada Enauta Energia (ou até 12 meses da data da Incorporação de Ações da Enauta Participações, o que ocorrer primeiro). De toda forma, vale destacar que o índice Dívida Líquida/EBITDAX é um *covenant* de incorrência e não de manutenção, inexistindo o *report* periódico, sendo o atendimento do índice necessário apenas no caso de nova dívidas incorridas por parte da Companhia.

A seguir são apresentadas as principais informações das debêntures da Companhia e suas subsidiárias:

Debêntures na controlada 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R RNCE)	
Emissão de debêntures, de acordo com a Escritura da Primeira Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com Garantia Real, em Série Única com as seguintes características ("Debêntures BTG Areia Branca")	
Debenturista	BTG Pactual Serviços Financeiros S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 47.124
Quantidade	1
Valor Unitário	R\$ 47.123.700 (quarenta e sete milhões, cento e vinte e três mil e setecentos reais) na data da emissão
Emissão	21 de setembro de 2021
Vencimento	01 de novembro de 2024

Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Alienação fiduciária da totalidade das ações e penhor de direitos decorrentes de contratos de concessão
Amortização Antecipada	A qualquer momento a empresa pode amortizar o valor em aberto de maneira total ou parcial
Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. Os juros sobre o valor nominal atualizado serão cobrados a uma taxa de 8,5% (oito inteiros e meio por cento) ao ano, resultando em uma taxa efetiva de 8,81% (oito inteiros e oitenta e um por cento) ao ano

A Companhia efetuou a liquidação antecipada desta debênture em janeiro de 2024.

Debêntures na Controladora 3R OG (Atualmente denominada Brava)	
Emissão de debêntures, de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures 3R OG")	
Debenturista	Banco Itaú BBA S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 900.000
Quantidade	900.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (Um mil reais) na data da emissão
Emissão	16 de agosto de 2022
Vencimento	15 de agosto de 2025
Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Garantia firme concedida pelas instituições financeiras coordenadores da operação financeira
Amortização Antecipada	A partir do 18º (décimo oitavo) mês (inclusive) contado da Data de Emissão observados os termos e condições estabelecidos na Escritura de Emissão, realizar a amortização extraordinária facultativa parcial das Debêntures
Remuneração	A taxa juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias do DI de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3 ("Taxa DI"), acrescida de <i>spread</i> (sobretaxa) de 3,00% (três inteiros por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis

A Companhia efetuou a liquidação antecipada da Debênture citada acima em fevereiro de 2024.

Debênture BTG Potiguar	
Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª emissão de debêntures conversível em ações, da espécie com garantia real, com garantia fidejussória adicional, em série única., com as seguintes características	
Debenturista	Banco BTG Pactual S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 2.646.050
Quantidade	200
Valor Unitário	R\$ 13.230.250 (Treze milhões, duzentos e trinta mil e duzentos e cinquenta reais) na data da emissão
Emissão	27 de março de 2023
Vencimento	20 de outubro de 2027
Pagamento de juros	Trimestral
Garantia	Recebíveis no âmbito de certos contratos off-take de petróleo bruto e/ou gás, ações de certas subsidiárias da Companhia e direitos emergentes de concessões de certas subsidiárias da Companhia. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e grau de senioridade com as <i>senior secured notes</i> emitidas pela subsidiária 3R Lux
Amortização Antecipada	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que a partir de 7 de junho de 2025, realizar a amortização extraordinária das Debêntures, mediante pagamento de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (i) da Remuneração aplicável, calculada <i>pro rata temporis</i> desde a Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive; e (ii) prêmio de amortização antecipada equivalente a 1,25% (um inteiro e vinte e cinco centésimos por cento) ao ano, incidente sobre a parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado objeto da Amortização Extraordinária Facultativa, multiplicado pelo prazo remanescente das Debêntures, contado na base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos entre a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo e a Data de Vencimento das Debêntures

Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados equivalentes à 11,1075% (onze vírgula mil e setenta e cinco por cento) ao ano, base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa <i>pro rata temporis</i> por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração, imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive
-------------	---

Debênture Potiguar Santander – 3R Potiguar S.A. / Enauta Energia

Emissão de debêntures, de acordo com a 5ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características

Debenturista	Banco Santander S.A.
Valor Total da Emissão	R\$ 2.461.800
Quantidade	24.618.000
Valor Unitário	R\$ 100 (cem reais) na data da emissão
Emissão	26 de maio de 2023
Vencimento	26 de maio de 2028
Pagamento de juros	Bimestral, trimestral e quadrimestre
Amortização Antecipada	A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer momento, realizar a amortização extraordinária das Debêntures (Amortização Extraordinária Facultativa), mediante pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures acrescido (ii) da Remuneração aplicável, calculada <i>pro rata temporis</i> desde a primeira Data de Integralização ou a Data de Pagamento de Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, inclusive, até a data do efetivo pagamento, exclusive, (iii) dos demais encargos devidos e não pagos até a data da Amortização Extraordinária Facultativa, caso existentes, e, (iv) caso a Amortização Extraordinária Facultativa não seja realizada nas datas e nas parcelas previstas em contrato, do Prêmio incidente sobre os montantes indicados nas alíneas (i) e (ii) acima.
Remuneração	O valor nominal será objeto de correção monetária pelo valor da cotação de fechamento, para venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central do Brasil. A taxa juros remuneratórios prefixados entre 9,80% a.a. e 10,51% a.a., base 360 (trezentos e sessenta) dias corridos, calculado de forma linear e cumulativa <i>pro rata temporis</i> por dias corridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado desde a primeira Data de Integralização das Debêntures ou da Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, inclusive, conforme o caso, até a respectiva data de pagamento, exclusive. A Remuneração será calculada e paga na forma prevista na Escritura de Emissão.

Em 06 de dezembro de 2024 houve a cessão desta dívida para a Enauta Energia, que assumiu a posição contratual incluindo a integralidade dos termos, condições, direitos, pretensões, ações e obrigações decorrentes desta debênture, conforme descrito na nota explicativa 1.

Debêntures na Controladora Brava (Infraestrutura)

Emissão de debêntures de infraestrutura, de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("RRRP13")

Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	R\$ 1.000.000
Quantidade	1.000.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	15 de outubro de 2023
Vencimento	15 de outubro de 2033
Pagamento de juros	Semestral
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.

Remuneração	Sobre o valor nominal unitário atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,4166% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive)
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,95% a.a.

Debêntures na Controladora Brava (Institucional)	
Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografária, em Série Única, com as seguintes características ("RRRP14")	
Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Resolução CVM 160 e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	R\$ 900.000
Quantidade	900.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	8 de fevereiro de 2024
Vencimento	8 de fevereiro de 2029
Pagamento de juros	Semestral
Amortização Antecipada	A emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 8 de março de 2026 (inclusive), desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar o resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas.
Remuneração	Sobre o valor nominal unitário das Debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, "over extra -grupo", expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3,, acrescida de um <i>spread</i> a ser definido de acordo com o Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , limitado a 3% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados de forma exponencial e cumulativa <i>pro rata temporis</i> por dias úteis decorridos, desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior (inclusive), conforme o caso, até a data do efetivo pagamento (exclusive)

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 1ª Emissão (ENAT11 e ENAT21)	
Emissão de debêntures de acordo com a 1ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais, conforme Instrução CVM 476
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 736.675 (Infraestrutura) 2ª Série - R\$ 663.325 (Institucional)
Quantidade	1.400.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	23 de dezembro de 2023
Vencimento	1ª Série – 15 de dezembro de 2029 2ª Série – 15 de dezembro de 2027
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. As garantias foram

	compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª emissão e da 2ª emissão da Enauta Participações
Amortização Antecipada	1ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade da 1ª Série das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas 2ª Série – Emissora poderá, a seu exclusivo critério, a partir de 15 de julho de 2025, realizar o resgate facultativo total da 2ª Série das debêntures
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 9,8297% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% das taxas médias diárias do DI – Depósito Interfinanceiro de um dia, “over extra grupo”, expressas na forma de percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela B3, acrescida exponencialmente de uma sobretaxa equivalente a 4,2500% ao ano
Swap	Conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a.

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 2ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT12 e ENAT32)

Emissão de debêntures de acordo com a 2ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie com Garantia Real, com Garantia adicional Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características

Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 103.496 3ª Série - R\$ 996.504
Quantidade	1.100.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	29 de setembro de 2023
Vencimento	1ª Série – 17 de setembro de 2029 3ª Série – 17 de setembro de 2029
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa e alienação fiduciária/penhor de ações, conforme aplicável, da Enauta Energia, Enauta Netherlands e Atlanta Field; penhor de direitos emergentes das concessões de Atlanta e Manati; e cessão fiduciária de contas das respectivas vinculadas para pagamento do serviço da dívida e dos derivativos (swaps) relacionados à cada uma das emissões das debêntures. Após a conclusão da incorporação das ações de emissão da Enauta Participações, a Brava aderiu às escrituras como garantidora fidejussória. As garantias foram compartilhadas nos mesmos termos e em mesmo grau de senioridade com os titulares das debêntures da 1ª Emissão e da 2ª Emissão da Enauta Participações
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 7,1149% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 3ª Série - Sobre o valor nominal unitário atualizado das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,9662% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis

Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,50% a.a. para a 1ª série e 7,83% a.a. para a 3ª série
------	---

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 3ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT13, ENAT23 e ENAT33)	
Emissão de debêntures de acordo com a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em três Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	1ª Série - R\$ 777.978 2ª Série - R\$ 656.073 3ª Série - R\$ 665.949
Quantidade	2.100.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	19 de junho de 2024
Vencimento	1ª Série – 15 de junho de 2030 2ª Série – 15 de junho de 2030 3ª Série – 15 de junho de 2034
Pagamento de juros	Semestral
Garantia	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e Brava
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0618% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios prefixados, equivalentes a 13,5733% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis. 3ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 3ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2620% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,51% a.a. para a 1ª série, 7,22% para a 2ª série e 7,70% a.a. para a 3ª série

Debêntures na Enauta Participações (atual Brava) – 4ª Emissão (Infraestrutura) (ENAT14 e ENAT24)	
Emissão de debêntures de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas Séries, da espécie Quirografária, com Garantia Fidejussória, para Distribuição Pública em rito de registro automático, com as seguintes características	
Debenturistas	Investidores profissionais e investidores qualificados, conforme Resolução CVM 30
Agente fiduciário	Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Valor Total da Emissão	Valor total da 1ª Série - R\$ 396.000 Valor total da 2ª Série - R\$ 204.000
Quantidade	600.000
Valor Unitário	R\$ 1.000 (um mil reais) na data da emissão
Emissão	24 de junho de 2024
Vencimento	1ª Série – 15 de junho de 2030 2ª Série – 15 de junho de 2034
Pagamento de juros	Semestral

Garantia	Fiança/garantia corporativa da Enauta Energia, Enauta Netherlands, Atlanta Field e Brava
Amortização Antecipada	Emissora poderá, a seu exclusivo critério, desde que seja autorizado pela legislação e/ou regulamentação aplicáveis, e respeitada as cláusulas do instrumento de dívida observado, quando aplicável, o disposto na Resolução CMN 4.751 e na Lei 12.431, realizar oferta de resgate antecipado da totalidade das debêntures, endereçada a todos os debenturistas, sendo assegurado a todos os Debenturistas igualdade de condições para aceitar o resgate das debêntures por eles detidas
Remuneração	1ª Série - Sobre o saldo do valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 1ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,0560% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento 2ª Série - Sobre o valor nominal unitário (atualizado monetariamente pela variação do IPCA) das Debêntures da 2ª Série, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 8,2674% a.a., base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes desde a data de início da rentabilidade, ou a data de pagamento da remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento
Swap	Conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com a taxa acima descrita por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,45% a.a. para a 1ª série e 7,68% a.a. para a 3ª série

23 . Impostos a recolher

23.1 . Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	4.137	-	120.444	29.376
	4.137	-	120.444	29.376

23.2 . Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	3.852	875	3.954	1.602
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	35	-	68.955	56.094
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	3.511	2.688	23.015	16.115
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	61	57	22.396	16.219
Outros	25	219	1.527	3.684
	7.484	3.839	119.847	93.714
Circulante	7.484	3.839	113.739	93.714
Não circulante	-	-	6.108	-

24 . Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Aquisição do Polo Rio Ventura (a)	-	-	-	98.290
Aquisição de 3R Areia Branca (b)	-	35.442	-	35.442
Aquisição Polo Peroá (c)	-	-	260.644	187.702
Aquisição Polo Papa-Terra (d)	-	-	524.809	400.077
Aquisição Polo Potiguar (e)	-	-	1.289.360	1.241.566
Aquisição Parque das Conchas (f)	-	-	348.987	-
	-	35.442	2.423.800	1.963.077
Circulante	-	35.442	940.444	608.436
Não circulante	-	-	1.483.356	1.354.641

(a) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Rio Ventura, conforme contrato. US\$ 16 milhões (R\$ 96.609) deveriam ser liquidados em até 30 meses após o fechamento da transação e US\$ 43,2 milhões (R\$ 255.961) deveriam ser pagos conforme previsto na cláusula de pagamentos contingentes, atrelados ao preço do *brent*, caso este atinja média móvel igual ou superior a US\$ 48 e US\$ 58 por barril, respectivamente, medida ao longo de um período de 12 meses, a qualquer momento a partir da conclusão da aquisição do ativo, indexado à taxa SOFR e ao dólar norte-americano no final do período. Parte desses pagamentos contingentes vinculados ao preço do *brent* foram pagos em 7 de outubro de 2022 e o valor remanescente a ser pago pela aquisição do Polo Rio Ventura em 31 de dezembro de 2023 era de R\$ 98.290, pago em 15 de janeiro de 2024.

(b) Refere-se à parcela contingente pela aquisição da 3R Areia Branca (atualmente denominada 3R RNCE). Conforme contrato, o pagamento contingente seria devido caso o preço médio diário de referência *brent* entre 02 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2023 fosse superior a US\$ 55 por barril. O pagamento foi realizado de forma integral em março de 2024. O montante foi calculado tomando como base o valor de US\$ 4,66 mil para cada US\$ 0,01 por barril de *brent* médio no período pré-estabelecido que supere o *brent* mínimo, limitado a US\$ 7 milhões.

(c) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Peroá, conforme contrato firmado em 29 de janeiro de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 100% da participação da Petrobras nos campos de produção de Peroá e Cangoá e BM-ES-21 (Plano de Avaliação de Descoberta de Malombe), denominados conjuntamente Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como valor a ser pago de US\$ 42,5 milhões (R\$ 245.144) em pagamentos contingentes previstos em contrato, sendo: (i) US\$ 20 milhões vinculados à apresentação da declaração de comercialidade de Malombe à ANP; (ii) US\$ 12,5 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 48 por barril com previsão de pagamento para agosto de 2025; e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 58 por barril, atualizado a taxa SOFR + 4,1%. Em 30 de agosto de 2023 foi pago o montante de US\$ 10 milhões (R\$ 53.558). Em 31 de dezembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá é de R\$ 260.644.

(d) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa-Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente de 1º de julho de 2021 até a conclusão da transação, sendo considerado na data de aquisição uma expectativa de pagamento de US\$ 80,4 milhões (R\$ 436.194), atualizado a taxa SOFR 2,6%, que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo *brent* e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032, dividido em 11 parcelas com vencimentos entre julho de 2023 e abril de 2027. Em 28 de julho de 2023 foi pago o montante US\$ 5,4 milhões (R\$ 28.422), sendo R\$ 1.019 através de desembolso financeiro e R\$ 27.403 através de desconto devido à geração de caixa conforme as condições precedentes do contrato firmado em julho de 2021. Em 31 de dezembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Papa-Terra é de R\$ 524.809. Conforme descrito nas notas explicativas 1 e 10, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (*forfeiture*), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro.

(e) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Potiguar, conforme contrato firmado em 31 de janeiro de 2022, na qual a 3R Potiguar adquiriu 100% da participação dos direitos da concessão sobre o conjunto de 22 campos de óleo e gás, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, tendo como valor a ser pago de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a SOFR +3,6%. A conclusão da transferência dos direitos de concessão foi realizada em 08 de junho de 2023, quando o valor total atualizado a ser pago era de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990), cujo pagamento foi firmado em 4 parcelas anuais. A primeira parcela foi paga em abril de 2024, no montante de R\$ 337.765. Em 31 de dezembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Potiguar é de R\$ 1.289.360.

(f) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição de participação de 23% detida pela Qatar Energy nos campos de petróleo de Abalone, Ostra e Argonauta, que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos, conforme contrato firmado em 21 de dezembro de 2023. A aquisição foi efetivada em 30 de dezembro de 2024, após atingimento de todas as condições precedentes e anuência da ANP. O valor total da transação foi de US\$ 150 milhões. Na data de assinatura do contrato, foram adiantados ao vendedor US\$15 milhões (equivalentes a R\$ 73.149 naquela data). Além do adiantamento, foi pago US\$ 430 mil (equivalente a R\$ 2.650) na data de conclusão da transação e duas parcelas de US\$ 30 milhões a serem pagas em 12 e 24 meses após a conclusão da transação. Em 31 de dezembro de 2024, o valor atualizado a ser pago pela aquisição de Parque das Conchas é de R\$ 348.987.

25 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Obrigações com antigo controlador (a)	44.520	41.330	44.520	44.393
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	-	15.000
Prestação de contas ao operador	-	-	18.766	1.851
Adiantamento de clientes	-	-	2.647	-
Obrigações com parceiros (b)	-	-	115.461	-
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	-	3.059	-
Obrigações contratuais com vendas (c)	-	-	68.703	-
Obrigações com consórcio (d)	-	-	57.922	-
Provisão de seguros a pagar	-	-	17.625	-
Outros	2.805	1.880	35.177	14.043
	47.325	43.210	363.880	75.287
Circulante	2.805	1.880	258.123	30.894
Não circulante	44.520	41.330	105.757	44.393

(a) Pagamento contingente atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e da contribuição social pela 3R Offshore, 3R Bahia e Brava. Nos termos do contrato de compra e venda assinado entre o atual e o antigo controlador, caso a Companhia e as suas Controladas citadas venham a aproveitar-se dos prejuízos fiscais, o antigo controlador, fará jus ao valor equivalente de até um terço do benefício auferido em decorrência de sua utilização, deduzidos de determinados passivos pagos pela Companhia.

(b) Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de R\$ 115.461 refere-se a obrigações com a WAO relacionados aos 20% de participação que a WAO tem no Campo de Atlanta, conforme nota explicativa 1.

(c) Em 31 de dezembro de 2024, o montante de R\$ 68.703 é referente a obrigações a pagar para com a Shell Western Supply & Trading Limited decorrente de contrato de compra e venda de óleo no campo de Atlanta.

(d) Em 31 de dezembro de 2024, o valor de R\$ 57.922 refere-se a adiantamentos de Programa Exploratório Mínimo ("PEM") recebido dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-M-90. Estes blocos estão com o contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA sobre o licenciamento ambiental.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

26 . Transações com partes relacionadas

A movimentação dos saldos com partes relacionadas está demonstrada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (a)	193.980	458.068	-	-
Dividendos a receber (b)	115.882	300.568	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (c)	151.020	8.971	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	460.882	767.607	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (a)	5.335.062	279.227	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	5.335.062	279.227	-	-
Passivo Circulante				
Contas a pagar - partes relacionadas	2.487	60.000	-	-
Dividendos a pagar (d)	14	92.565	14	92.565
Debêntures (e)	-	-	21.534	22.129
Total do passivo circulante com partes relacionadas	2.501	152.565	21.548	114.694
Passivo não Circulante				
Debêntures (e)	-	-	-	16.071
Total do passivo não circulante com partes relacionadas	-	-	-	16.071

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Resultado das operações no exercício				
Juros pagos sobre debêntures	256.425	111.182	-	-
Receita de juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(4.906)	-
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	256.425	111.182	(4.906)	-

(a) O montante refere-se a transações de debêntures com partes relacionadas e estão resumidas no quadro abaixo:

Emissor	Emissão	Emitida para	Data de emissão	Valor principal	Valor em aberto*	Vencimento	Remuneração
3R RV (atual 3R Bahia)	1ª emissão	Brava	03/10/2022	300.000	279.658	27/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Potiguar	7ª emissão	Brava	04/03/2024	500.000	155.715	07/02/2029	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	1ª emissão	Brava	27/10/2022	212.500	92.673	14/08/2025	100% CDI + 3,8%
3R Offshore	3ª emissão	Brava	02/04/2024	85.000	29.299	03/04/2025	100% CDI + 3,8%
Enauta Energia	1ª emissão - série 1	Brava	23/12/2022	736.675	812.590	18/12/2029	IPCA + 9,8297%
Enauta Energia	1ª emissão - série 2	Brava	23/12/2022	663.325	667.452	16/12/2027	100% CDI + 4,25%
Enauta Energia	2ª emissão - série 1	Brava	29/09/2023	103.496	111.744	18/09/2029	IPCA + 7,1149%
Enauta Energia	2ª emissão - série 3	Brava	29/09/2023	996.504	1.034.966	18/09/2029	13,9662%
Enauta Energia	3ª emissão - série 1	Brava	19/06/2024	777.978	797.766	17/06/2030	IPCA + 8,0618%
Enauta Energia	3ª emissão - série 2	Brava	19/06/2024	656.073	659.395	17/06/2030	IPCA + 13,5733%
Enauta Energia	3ª emissão - série 3	Brava	19/06/2024	665.949	682.938	15/06/2034	IPCA + 8,2622%
Enauta Energia	4ª emissão - série 1	Brava	24/06/2024	396.000	405.943	17/06/2030	IPCA + 8,0566%
Enauta Energia	4ª emissão - série 3	Brava	24/06/2024	204.000	209.139	15/06/2034	IPCA + 8,2674%
				6.297.500	5.939.278		
(-) Custo de transação					(410.236)		
Saldo líquido em aberto					5.529.042		

* Valor inclui principal e juros em aberto na data-base 31 de dezembro de 2024 (líquido de custos de transação).

(b) O montante registrado em 31 de dezembro de 2024 corresponde aos dividendos das controladas 3R RNCE (R\$ 100.000) e 3R Bahia (R\$ 15.882) referentes aos respectivos resultados do exercício de 2024. O valor registrado em 31 de dezembro de 2023 refere-se aos dividendos das controladas 3R Macau (atual 3R RNCE), 3R Pescada, 3R Areia Branca

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(atual 3R RNCE), 3R Potiguar, 3R Offshore e 3R Bahia, relativos aos respectivos resultados do exercício de 2023. Em janeiro de 2024 ocorreram os recebimentos dos dividendos referentes à 3R Bahia e 3R RNCE (referente à 3R Macau) nos valores de R\$ 45.000 e R\$ 200.000 respectivamente. Em julho de 2024 foram recebidos os dividendos referentes à 3R Pescada, 3R RNCE (referente à 3R Areia Branca), 3R Potiguar e 3R Offshore nos valores de R\$ 7.222, R\$ 1.328, R\$ 12.092 e R\$ 34.926 respectivamente.

(c) O valor de R\$ 151.020 (R\$ 8.971 em 31 de dezembro de 2023) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas.

(d) Refere-se aos dividendos da controlada 3R Offshore, pagos ao acionista não controlador, referente ao resultado do exercício de 2023.

(e) O saldo refere-se a emissões de debêntures em favor da Maha Energy Holding Brasil pela 3R Offshore, conforme segue abaixo:

- Primeira emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada emitida em 19 de julho de 2023 em favor da Maha Energy Holding Brasil no valor de R\$ 37.500, tendo como prazo de vencimento 14 de agosto de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 31 de dezembro de 2024, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 16.360, incluindo principal e juros.
- Terceira emissão de debêntures, não conversíveis em ações, de colocação privada emitida em 2 de abril de 2024 em favor da Maha Energy Holding Brasil no valor de R\$ 15.000, tendo como prazo de vencimento 3 de abril de 2025. A remuneração aplicada corresponde à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias DI com base em 252 dias úteis anuais acrescido de um spread de 3,8% ao ano na base de 252 dias úteis. Em 31 de dezembro de 2024, o valor em aberto desta debênture era de R\$ 5.174, incluindo principal e juros

Remuneração pessoal chave

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas nº 6.404/76 e com o Estatuto Social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, em Assembleia Geral, fixar o valor global da remuneração anual dos administradores, cabendo ao Conselho de Administração efetuar a distribuição da verba entre os administradores.

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo, 5 membros e, no máximo, 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração composta por, no mínimo, 3 membros e, no máximo, 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica.

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão nos quadros a seguir:

	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Remuneração e benefícios	54.183	13.826
Encargos sociais	18.528	3.672
Pagamentos baseados em ações	25.245	9.731
Total	97.956	27.229

No quadro Consolidado acima, consta a remuneração do pessoal chave da administração de todas as sociedades do grupo econômico durante o exercício.

Em 31 de dezembro de 2024, o quadro de administradores da Companhia é composto por 7 membros do Conselho de Administração (7 membros em 31 de dezembro de 2023) e por 5 membros da Diretoria (3 membros em 31 de dezembro de 2023).

Pagamentos baseados em ações

a) Opção de Compra de Ações

A Companhia possui dois planos de opção de compra de ações aprovados em sede de Assembleia Geral de Acionistas: o Plano de Opção de Compra de Ações ("Primeiro Plano"), aprovado em 31 de agosto de 2020 e aditado em 26 de abril de 2021, e o Plano de Incentivo via Opção de Compra de Ações ("Segundo Plano" e, em conjunto com o Primeiro Plano, "Planos"), aprovado em 29 de abril de 2022. Nos Planos, cada opção de compra dará direito de adquirir uma ação ordinária

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

de emissão da Companhia.

As condições gerais dos Planos são:

	Primeiro plano	Segundo plano
Preço de exercício	O valor de precificação das ações na B3 à época da outorga em ambiente bursátil.	No mínimo, R\$ 1,00 por opção e, no máximo, 70% da média aritmética simples das cotações de fechamento das ações na B3 correspondente aos pregões do último trimestre do exercício social anterior ao da outorga.
Vesting	4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos.	Cada período de <i>vesting</i> terá, pelo menos, 6 meses de duração.
Prazo máximo de exercício	12 meses contados da data de término do último período de <i>vesting</i> das opções.	6 meses contados da data de término do último período de <i>vesting</i> das opções.

Na Assembleia Geral de Acionistas da Companhia do dia 26 de junho de 2024, foi aprovado o Plano de Incentivos Baseados em Ações ("Plano de Incentivos"), que confere ao Conselho de Administração autorização para definir o modelo de incentivo baseado em ações mais adequado para cada outorga e para cada público-alvo de participantes.

Na mesma Assembleia Geral, foi aprovada a incorporação da Maha Energy (Holding) Brasil Ltda. e da Enauta Participações pela Companhia, o que acarretou a aceleração e/ou liquidação de opções de compra de ações outorgadas no âmbito dos Planos, além da determinação de que não haverá novas outorgas destes planos, de modo que permanecerão em vigor apenas em relação às opções de compra de ações outorgadas anteriormente à aprovação do Plano de Incentivos.

A Enauta Participações possui o Plano de Outorga de Opção de Compra de Ações ("Plano SOP Enauta"), aprovado em sede de Assembleia Geral de Acionistas em 26 de dezembro de 2023, em que cada opção de compra dava direito de adquirir uma ação ordinária de emissão da Enauta Participações.

O Plano SOP Enauta definia que haveria 5 programas, cada um com seu respectivo percentual de diluição, data da outorga e preço de exercício. O período de *vesting* era de 4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos da data da outorga, sendo o prazo para exercício de até 7 anos da data da outorga.

Assim como na Brava (antiga 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.), foi aprovada em sede de Assembleia Geral da Enauta Participações a incorporação da empresa pela Brava, o que também acarretou a aceleração e/ou liquidação de opções de compra de ações outorgadas no âmbito do Plano SOP Enauta.

Abaixo, seguem os termos e condições dos programas aprovados em todos os planos da Companhia e suas subsidiárias:

Plano	Programa	Outorga	Término vesting	Prazo final exercício	Opções outorgadas	Opções exercidas	Opções canceladas	Opções em aberto	Preço de exercício	Valor justo na outorga
Brava	Primeiro Plano - I	08/12/2021	Até 31/08/2024	31/08/2025	943.424	290.856	416.712	235.856	R\$15,75	R\$19,68
Brava	Primeiro Plano - II	08/12/2021	Até 31/08/2024	31/08/2025	1.864.379	734.175	944.261	185.943	R\$15,75	R\$19,68
Brava	Primeiro Plano - III	08/12/2021	Até 30/03/2025	30/03/2026	187.532	-	187.532	-	R\$36,00	R\$11,45
Brava	Primeiro Plano - IV	08/12/2021	Até 30/03/2025	30/03/2026	351.626	-	351.626	-	R\$36,00	R\$11,45
Brava	Primeiro Plano - V	01/05/2023	Até 01/01/2027	01/01/2028	1.730.000	-	1.730.000	-	R\$33,00	R\$11,61
Brava	Segundo Plano - I	01/05/2023	Até 01/01/2025	01/07/2025	115.655	57.829	57.826	-	R\$7,90	R\$25,08
Brava	Segundo Plano - II	08/02/2024	Até 01/11/2027	01/05/2028	361.378	-	361.378	-	R\$6,11	R\$24,47
Enauta Participações	I	08/11/2023	Até 08/11/2027	08/11/2030	5.638.069	-	5.638.069	-	R\$19,00	R\$5,71

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Enauta Participações	II	08/11/2023	Até 08/11/2027	08/11/2030	1.687.004	-	1.687.004	-	R\$25,00	R\$5,00
Enauta Participações	III	22/07/2024	Até 22/07/2028	22/07/2031	2.487.992	-	2.487.992	-	R\$22,00	R\$3,65
Enauta Participações	IV	22/07/2024	Até 22/07/2028	22/07/2031	1.016.711	-	1.016.711	-	R\$25,00	R\$0,65
Enauta Participações	V	22/07/2024	Até 22/07/2028	22/07/2031	2.033.423	-	2.033.423	-	R\$18,50	R\$7,15

Para a precificação do valor justo das opções dos programas da Companhia, foi utilizado o modelo de Black-Scholes-Merton, o qual utiliza as seguintes premissas básicas: o preço da ação na outorga, o preço de exercício, o prazo de carência, a volatilidade do preço das ações, o percentual de dividendos distribuídos e a taxa livre de risco. Já para os programas da Enauta Participações, foi utilizado o modelo binomial com as mesmas premissas básicas.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foram exercidas 500.826 opções de compra de ações da Companhia, com a integralização de R\$ 7.336 no capital social.

Adicionalmente, no mesmo período foram liquidadas 3.461.570 opções de compra de ações da Brava, em que foi realizado pagamento aos beneficiários de R\$ 49.535, sendo R\$ 40.998 contabilizados como recompra de instrumento patrimonial, em conta redutora do patrimônio líquido da Companhia, e R\$ 8.537 como despesa do exercício.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia apresenta uma despesa com os Planos de R\$ 41.975 (R\$ 58.138 em 31 de dezembro de 2023).

Da mesma forma, houve a liquidação de 12.653.087 opções de compra de ações da Enauta Participações, em que foi realizado pagamento aos beneficiários de R\$ 61.966, sendo integralmente contabilizados como recompra de instrumento patrimonial, em conta redutora do patrimônio líquido da Enauta Participações.

Em 31 de dezembro de 2024, a Enauta Participações apresenta uma despesa com o Plano SOP Enauta de R\$ 61.952 (R\$ 31.289 em 31 de dezembro de 2023).

b) Ações restritas

A Assembleia Geral de Acionistas da Enauta Participações aprovou, em 26 de dezembro de 2023, o Plano de Concessão de Ações Restritas ("Plano RSU"), que permite que a empresa outorgue ações restritas a beneficiários.

Estas ações são efetivamente entregues, de maneira gratuita, após o cumprimento do período de *vesting*, desde que mantido o vínculo empregatício durante o referido período. O número de ações entregue pode ser reduzido para viabilizar a retenção e o recolhimento do imposto de renda retido na fonte ("IRRF").

O período de *vesting* é de 4 anos, divididos em 3 lotes com período de carência de 2, 3 e 4 anos da data da outorga.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela Brava também acarretou a aceleração do período de *vesting* das ações restritas outorgadas aos beneficiários, fazendo com que fosse entregue, após a redução para retenção e recolhimento do IRRF, a quantidade de 1.892.020 ações da empresa oriundas da tesouraria da Enauta Participações.

Em 31 de dezembro de 2024, a Enauta Participações apresenta uma despesa com o Plano RSU de R\$ 23.580 (R\$ 178 em 31 de dezembro de 2023).

c) Pagamento baseado em ações com liquidação em caixa

c.1) Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) da Enauta Energia – Phantom Shares ("Plano Phantom Enauta")

O Conselho de Administração da Enauta Participações (atualmente Brava) aprovou, em 16 de março de 2022, o Plano Phantom Enauta, permitindo a outorga de ações fantasmas ("*phantom shares*") aos beneficiários, referenciadas pelo valor da ação da Enauta Participações, sendo liquidado em folha de pagamento.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Passado o período de *vesting*, que é de 3 anos (divididos em 3 lotes com período de carência de 1, 2 e 3 anos da data da outorga), os beneficiários terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de *phantom shares* do lote com período de carência terminado e a média aritmética simples do valor da ação da Enauta Participações no mês anterior ao pagamento, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis.

O pagamento é realizado no mês de janeiro do ano subsequente ao término do período de *vesting* de cada lote.

Foram realizadas duas outorgas: 478.044 ações fantasmas em abril de 2022 e 187.859 ações fantasmas em abril de 2023, sendo seu término do *vesting* em 2025 e 2026, respectivamente.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela Brava acarretou a aceleração do período de *vesting* das ações fantasmas ainda em carência, sendo liquidadas 243.343 *phantom shares* em julho de 2024.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi efetuado pela Enauta Energia o pagamento no valor de R\$ 6.498 aos beneficiários do Plano Phantom Enauta, incluindo o valor correspondente à citada liquidação do Plano.

c.2) Plano de Incentivo de Longo Prazo (ILP) da Enauta Energia – Matching Shares (“Plano Matching Enauta”)

O Conselho de Administração da Enauta Participações (atualmente Brava) aprovou, em 09 de agosto de 2021, o Plano Matching Enauta, permitindo que os colaboradores, com exceção dos contemplados no Plano Phantom Enauta, possam adquirir o equivalente a até 1 salário em ações da Enauta Participações, recebendo uma contrapartida (“*matching shares*”) igual a 50% da quantidade de ações adquiridas, a ser liquidado em folha de pagamento.

Passado o período de *vesting*, que é de 3 anos (divididos em 3 lotes com período de carência de 1, 2 e 3 anos da data da outorga), os beneficiários terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de *matching shares* do lote com período de carência terminado e a média aritmética simples do valor da ação da Enauta Participações no mês de dezembro do ano anterior ao término da citada carência, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis.

O pagamento é realizado no mês subsequente ao término do período de *vesting* de cada lote.

Foi realizada uma outorga em 31 de agosto de 2022 de 19.380 *matching shares*, sendo seu término do *vesting* em 31 de agosto de 2025.

A aprovação da incorporação da Enauta Participações pela Brava acarretou a aceleração do período de *vesting* das *matching shares* ainda em carência, sendo liquidadas 5.390 *matching shares* em julho de 2024.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi efetuado pela Enauta Energia o pagamento no valor de R\$ 113 aos beneficiários do Plano Matching Enauta, incluindo o valor correspondente à citada liquidação do Plano.

c.3) Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa (“Programa Phantom 3R”)

O Conselho de Administração da Companhia aprovou em 23 de março de 2023 e ratificou em 08 de fevereiro de 2024, de acordo com suas competências estatutárias, o Programa de Pagamento Baseado em Ações com Liquidação em Caixa.

Neste programa, foi outorgada, em 08 de fevereiro de 2024, uma quantidade total de 78.553 ações “Phantom”/virtuais para os beneficiários que, passado o período de carência, terão direito a um valor correspondente à multiplicação entre a quantidade de ações “Phantom”/virtuais outorgadas e a média aritmética simples do valor da ação da Companhia no trimestre contábil anterior ao término da carência, descontados todos os tributos e deduções legais aplicáveis, sendo liquidado em dinheiro no mês subsequente ao término do respectivo período de carência.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi efetuado pela Brava o pagamento no valor de R\$ 2.317 aos beneficiários do Programa Phantom 3R, correspondente às 78.553 ações fantasmas/virtuais, havendo o encerramento do referido Programa.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27 . Provisão para abandono

Os valores de abandono são mensurados pelo prazo da vida útil econômica do projeto atualizados pela taxa de inflação (4,0% em 2024 e 3,5% em 2023), e são trazidos a valor presente para fins de reconhecimento inicial. O passivo de abandono é atualizado anualmente ou quando exista alguma evidência objetiva que seu valor possa estar materialmente inadequado. As 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 (resultado financeiro líquido).

A movimentação do saldo da provisão para abandono está demonstrada a seguir:

	Consolidado									
	3R RV	3R Areia Branca	3R Pescada	3R Macau	3R Candeias	3R Fazenda Belém	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2023	93.354	32.358	93.916	102.365	138.323	283.095	207.763	161.811	-	1.112.985
Constituição da provisão de abandono	-	-	-	-	-	-	-	-	1.245.552	1.245.552
Gastos com abandono no exercício	(2.010)	-	-	(1.102)	(968)	-	-	-	-	(4.080)
Atualização da provisão do abandono	5.576	2.087	5.956	6.491	8.714	17.176	14.940	10.683	46.541	118.164
Reembolso de gasto com abandono	1.670	-	-	4.127	-	-	-	-	644	6.441
Remensuração da provisão do abandono (a)	(67.634)	(21.127)	(48.437)	(61.652)	(82.428)	(213.622)	(15.637)	(72.968)	(539.428)	(1.122.933)
Ajuste de conversão	-	-	(6.771)	-	-	-	-	-	-	(6.771)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	30.956	13.318	44.664	50.229	63.641	86.649	207.066	99.526	753.309	1.349.358

	Consolidado									
	3R Bahia	3R RNCE	3R Pescada	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Enauta Energia (Manati)	Enauta Energia (Atlanta)	Enauta Petróleo e Gás (Parque das Conchas)	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2024	94.597	150.196	44.664	207.066	99.526	753.309	-	-	-	1.349.358
Constituição da provisão de abandono (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	889.778	889.778
Efeito da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	270.031	567.650	-	837.681
Remensuração da provisão do abandono (a)	123.547	130.406	(5.328)	102.814	26.961	331.628	(106.274)	(277.563)	-	326.191
Gastos com abandono no exercício	(8.140)	(72.171)	-	-	(97.625)	(71)	(992)	(96.072)	-	(275.071)
Atualização da provisão do abandono	9.695	12.903	3.977	20.271	8.328	73.072	-	-	-	128.246
Reembolso de gasto com abandono	4.300	419	-	-	163.744	-	-	-	-	168.463
Mais valia de provisão de abandono decorrente da combinação de negócios	-	-	-	-	-	-	(29.499)	(48.729)	-	(78.228)
Transferência passivo mantido para venda	-	(7.742)	-	-	-	(20.430)	-	-	-	(28.172)
Ajuste de conversão	-	-	6.665	-	-	-	-	-	-	6.665
Saldo em 31 de dezembro de 2024	223.999	214.011	49.978	330.151	200.934	1.137.508	133.266	145.286	889.778	3.324.911

Taxa de desconto	9,57%	9,52%	9,52%	9,31%	9,52%	9,52%	9,22%	9,62%	9,22%	
Previsão de abandono	2053	2053	2053	2036	2053	2053	2030	2045	2031	

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) Durante 2024 a Companhia e suas controladas remensuraram a provisão para abandono em conexão com os prazos de vida útil contidos na certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1 e atualização na taxa de desconto e variações nos custos atrelados ao abandono desses ativos. Além disso, a remensuração dos campos de Manati e Atlanta foram impactadas pela venda de 20% da participação desses ativos para a WAO, conforme nota explicativa 1.

(b) Refere-se à constituição da provisão de abandono decorrente da aquisição de participação de 23% realizada pela Enauta Petróleo e Gás no ativo Parque das Conchas.

Os saldos registrados no passivo de abandono não incluem os montantes referentes ao *Decommissioning Cost Sharing Agreement* ("DCSA"), que totalizam US\$ 53,6 milhões para a 3R Bahia, US\$ 5,8 milhões para a 3R RNCE, US\$ 124,4 milhões para a 3R Offshore e US\$ 91,2 milhões para a 3R Potiguar. Conforme estabelecido nos contratos de DCSA, a Petrobras reembolsará os valores estipulados após a conclusão do abandono de determinados poços e plataformas elegíveis. Esse reembolso ocorrerá mediante a comprovação da carga do Relatório Final de Abandono de Poço (RFAP) junto à ANP.

28 . Provisão de contingências

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em ações judiciais de naturezas cíveis, fiscais e trabalhistas. Com base no parecer de seus consultores jurídicos internos e externos, a Administração considera a provisão para perdas registradas suficiente para cobrir as perdas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Trabalhista	3.437	3.118	3.548	3.207
Tributário	-	-	11	-
	3.437	3.118	3.559	3.207

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia e suas controladas são objeto de ações trabalhistas, cíveis e tributárias cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 3.727.477 (R\$ 2.728.438 em 31 de dezembro de 2023).

Abaixo os valores envolvidos cuja probabilidade de perda é considerada possível, suportado pela avaliação dos assessores jurídicos externos:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Cível (a)	3.084.861	2.711.798
Trabalhista	17.417	11.129
Tributária	586.019	5.511
Ambiental	37.872	-
Outros	1.308	-
	3.727.477	2.728.438

(a) Em dezembro de 2022, a 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras) apresentou contestação em ação civil pública, movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. O valor atualizado apresentado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.446.860 (R\$ 1.332.117 em 31 de dezembro de 2023), referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

Adicionalmente, no primeiro trimestre de 2023, foi incrementado o montante de R\$ 1.321.119 referente ao valor da ação civil pública, ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em face da 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras). O valor apresentado pela autora se refere a suposta indenização, a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder a licença para explorar petróleo e gás à Petrobras, no Polo de Peroá (operado pela 3R Offshore a partir de agosto de 2022), o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, na referida zona de exclusão e teriam como fato gerador a concessão da referida licença. O valor atualizado da causa em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.489.835 (R\$ 1.377.882 em 31 de dezembro de 2023).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29 . Arrendamentos

Direito de uso – Ativo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	Remensuração de ARO	Reconhecimento de AVP	31 de dezembro de 2024
Imóvel Administrativo	17.222	178	(5.546)	(3.505)	8.349	-	-	(3.131)	-	-	5.218
	17.222	178	(5.546)	(3.505)	8.349	-	-	(3.131)	-	-	5.218

	Consolidado									
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Depreciação	Variação cambial	31 de dezembro de 2024
Imóvel Administrativo	18.121	2.473	(5.546)	(3.963)	11.085	61	258	(4.228)	-	7.176
Outros imóveis	120	4.941	-	(956)	4.105	-	-	(1.443)	-	2.662
Plantas e equipamentos	30.634	6.524	-	(10.979)	26.179	57.341	7.287	(13.998)	-	76.809
Embarcações	-	-	-	-	-	293.273	165.216	(224.951)	(10.233)	223.305
FPSO Atlanta (b)						-	4.178.264	-	-	4.178.264
	48.875	13.938	(5.546)	(15.898)	41.369	350.675	4.351.025	(244.620)	(10.233)	4.488.216

Arrendamentos – Passivo

	Controladora										
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024
Imóvel Administrativo	18.144	178	(5.547)	(4.867)	1.725	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417
	18.144	178	(5.547)	(4.867)	1.725	9.633	-	-	(4.320)	1.104	6.417
Circulante						3.216					3.677
Não circulante						6.417					2.740

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado														
	1º de janeiro de 2023	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2023	Efeitos da combinação de negócios (a)	Adições e alterações contratuais	Baixas (c)	Reconhecimento de AVP	Pagamentos	Variação Cambial	Mais valia	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2024
Imóvel Administrativo	19.148	2.473	(5.547)	(5.385)	1.884	12.573	-	258	-	-	(5.433)	-	-	1.635	9.033
Outros imóveis	274	4.941	-	(1.327)	392	4.280	-	-	-	-	(2.937)	-	-	1.732	3.075
Plantas e equipamentos	31.144	6.524	-	(13.315)	4.107	28.460	-	7.287	-	-	(16.265)	-	-	2.284	21.766
Embarcações	-	-	-	-	-	-	288.449	165.216	(43.843)	8.287	(125.592)	18.572	(7.335)	-	303.754
FPSO Atlanta (b)	-	-	-	-	-	-	-	4.178.264	-	-	-	-	-	-	4.178.264
	50.566	13.938	(5.547)	(20.027)	6.383	45.313	288.449	4.351.025	(43.843)	8.287	(150.227)	18.572	(7.335)	5.651	4.515.892
Circulante						16.500									365.556
Não circulante						28.813									4.150.336

(a) Refere-se aos ativos de direito de uso e passivos de arrendamento líquidos que foram incorporados decorrente do processo de combinação de negócios entre a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e a Enauta Participações. A data efetiva de início da companhia combinada foi 1º de agosto de 2024.

(b) Refere-se à adição de contrato de arrendamento mercantil junto à Yinson referente ao FPSO de Atlanta que entrou em vigor em 31 de dezembro de 2024. O contrato foi reconhecido considerando os pagamentos fixos em dólares norte-americanos pelo período não cancelável de 15 anos, ajustados por uma taxa de desconto determinada com base em operações semelhantes verificadas no mercado internacional, ajustadas para considerar o risco de crédito da Companhia, que representa, na interpretação da Administração, a taxa incremental para esta operação. As variações cambiais, bem como eventuais pagamentos variáveis, a serem determinados pela performance do ativo, serão reconhecidos diretamente no resultado do exercício, quando incorridos.

A seguir são apresentadas as principais informações deste contrato de arrendamento, o qual representa 92,5% do passivo de arrendamento.

Fluxo de pagamentos futuros a valor presente	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo (anos)	31.12.2024	31.12.2023
FPSO Atlanta	10%	15	4.178.264	-

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada no fluxo deste contrato de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de pagamentos – futuro nominal	2025	2026	2027	2028	2029	2023 em diante	Total
FPSO Atlanta	495.117	457.230	416.800	380.935	346.259	2.154.925	4.251.266

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) O valor das baixas demonstrado está deduzido da capitalização do projeto Sapura Onix e da formação do custo do óleo de Atlanta no resultado do exercício no valor total de R\$ 35.176.

30 . Patrimônio Líquido

Capital social

Em 31 de dezembro de 2023 o capital social da Companhia estava distribuído da seguinte forma:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Gervál Investimentos Ltda.	424.823	20.165.245	8,4%
Banco BTG Pactual S.A.	294.922	13.999.162	5,8%
BTG Pactual WM Gestão de Recursos Ltda.	275.666	13.085.150	5,5%
Coronation Funds Management Ltd.	253.856	12.049.887	5,0%
BlackRock	253.084	12.013.253	5,0%
Outros acionistas	3.553.432	168.672.230	70,3%
	5.055.783	239.984.927	100%

Em 15 de janeiro de 2024 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 6.280, mediante a emissão de 398.723 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 11 de abril de 2024 a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2022. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 359, mediante a emissão de 45.393 ações ordinárias, por subscrição privada.

Em 16 de julho de 2024, a Administração aprovou o aumento de capital da Companhia, por subscrição particular, para atender aos exercícios de opções de compra de ações, conforme previsto no plano de opção de compra de ações, aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021. O valor do aumento de capital da Companhia foi de R\$ 697, mediante a emissão de 44.274 ações ordinárias, por subscrição privada. O preço de emissão das novas ações emitidas foi de R\$ 15,75 reais.

Em 31 de julho de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Maha Energy descrita na nota explicativa 1, a Companhia aumentou o capital social em R\$ 300.268, por meio da emissão de 10.081.840 novas ações ordinárias.

Em 1º de agosto de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Enauta Participações descrita na nota explicativa 1, a Companhia aumentou o capital social em R\$ 6.608.174 por meio da emissão de 213.623.971 novas ações ordinárias.

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 97,2% em circulação (free floating). Em 31 de dezembro de 2024, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Banco Bradesco S.A.	1.459.730	56.598.799	12,2%
Jive Investments Gestão de Recursos e Consultoria S.A.	854.516	33.132.563	7,1%
Ações em tesouraria	167.399	9.495.098	2,0%
Outros acionistas	9.489.916	364.952.668	78,7%
	11.971.561	464.179.128	100%

Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria

Em 31 de dezembro de 2023, a reserva de capital da Companhia era de R\$ 58.138.

Durante o exercício de 31 de dezembro de 2024 houve cancelamento de opções que envolvem transações com pagamentos baseados em ações, decorrente do desligamento de profissionais que continham o benefício e exercício de stock options da Diretoria Estatutária. Adicionalmente, a Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente. Estas transações resultaram em um montante líquido de R\$ 16.066 (em 2023 o resultado de transações com pagamentos baseados em ações que impactaram o patrimônio líquido foi no montante de R\$ 21.002). Em 31 de dezembro de 2024 há 18 profissionais (67 profissionais em 31 de dezembro de 2023) que participam dos programas de pagamentos baseados em ações.

Em 1º de agosto de 2024, como parte da transação de combinação de negócios com a Enauta Participações descrita na nota explicativa 1, a reserva de capital reduziu em R\$ 827.508 decorrente da precificação das ações da Companhia a valor justo na data da transação conforme laudo para alocação do preço pago.

Além disso, a reserva de capital também foi reduzida em decorrência da transação de aquisição de 15% de participação acionária da 3R Offshore, em 31 de julho de 2024 no valor de R\$ 224.373.

Em decorrência da conclusão da combinação de negócios entre a Brava (anteriormente 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e a Enauta Participações, as ações BRAV3, anteriormente denominadas RRRP3, antes mantidas em investimentos pela Enauta Energia foram alocadas pela Companhia em ações em tesouraria. Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 9.480.932 ações em tesouraria, no valor de R\$ 167.149, adquiridos originalmente pela controlada Enauta Energia. Adicionalmente, a Companhia possui 14.166 ações em sua própria tesouraria, no valor de R\$ 250, totalizando 9.495.098 ações, no valor total de R\$ 167.399.

Em 1º de novembro de 2024, a Enauta Participações e a 3R Operações Offshore foram incorporadas, passando a Brava a suceder a Enauta Participações e 3R Operações Offshore em todos os seus direitos e obrigações, que resultou em uma baixa de investimento para reserva de capital, no valor total de R\$ 15.882 decorrente da perda de equivalência patrimonial e amortização da mais valia apurada no período de agosto a outubro.

Sendo assim, em 31 de dezembro de 2024 a reserva de capital da Companhia apresenta o valor redutor de 1.193.090.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor redutor de R\$ 175.955 no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 25.050 em 31 de dezembro de 2023), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Lux, 3R Pescada, Enauta Finance, Enauta Netherlands B.V., Atlanta Field B.V. e Iris Trading. Além disso, foi reconhecido um valor de R\$ 100.420 decorrente ao saldo de incorporação da Enauta Participações e suas subsidiárias. Desta maneira, o saldo de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 357.708 (R\$ 81.333 em 31 de dezembro de 2023).

Dividendos

O estatuto social da Companhia prevê o percentual de 25% como dividendos mínimos obrigatórios após respectivas deduções.

Em 31 de dezembro de 2024, não houve distribuição de dividendos devido a apuração de prejuízo neste exercício.

Em 31 de dezembro de 2023 o lucro do exercício remanescente de R\$ 389.748, após absorção do prejuízo acumulado foi alocado para reserva legal no montante de R\$ 19.487 e para dividendos mínimos obrigatórios o montante de R\$ 92.565.

Reserva de investimentos e expansão

Esta reserva foi constituída para registrar a parcela remanescente do lucro líquido ajustado, após a apuração do dividendo mínimo obrigatório, limitada ao montante equivalente a 100% (cem por cento) do capital social, que tem por finalidade assegurar recursos para investimentos em bens do ativo permanente, sem prejuízo de distribuição de dividendos mínimos obrigatórios nos termos do Artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

Em dezembro de 2024 o saldo da reserva de investimentos e expansão foi integralmente consumido para compensar os prejuízos dos exercícios.

31 . Segmentos operacionais

As informações por segmento de negócio da Companhia são elaboradas e revistas mensalmente através dos relatórios gerenciais que apresentam informações financeiras atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio. A Diretoria Executiva utiliza as informações consolidadas de todas as empresas do Grupo para tomada de decisões, avaliação de desempenho, investimentos, gastos, produções e outros indicadores operacionais.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre os segmentos. As transações entre os segmentos de negócio são mensuradas e apuradas com base em metodologias internas que levam em consideração parâmetros de mercado. Estas transações são eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Os segmentos de negócio da Companhia divulgados separadamente são:

Exploração e Produção (E&P): compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, incluindo o desenvolvimento da produção. A receita de vendas para terceiros refere-se à venda de óleo e gás relacionados com atividades de exploração e produção. Enquanto a receita de vendas intersegmentos corresponde, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Mid & Downstream.

Mid & Downstream: contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, além de compra e venda de produtos derivados do petróleo, no Brasil. Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados nacionais e internacionais. A receita de vendas para terceiros reflete, sobretudo, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país.

Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas. Incluem principalmente itens vinculados à gestão financeira corporativa, overhead relativo à administração central e outras despesas.

A Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de Mid & Downstream após a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de dezembro de 2024
Receita de vendas, líquida	5.987.686	6.164.728	-	(3.426.053)	8.726.361
Custos dos produtos vendidos	(3.711.609)	(6.005.852)	-	3.319.677	(6.397.784)
Lucro Bruto	2.276.077	158.876	-	(106.376)	2.328.577
Despesas gerais e administrativas	(484.703)	(52.677)	(108.306)	-	(645.686)
Gastos de exploração	(25.765)	-	-	-	(25.765)
Provisão de perda no valor recuperável de ativos	(28.705)	-	-	-	(28.705)
Outras despesas operacionais, líquida	852.344	(7.584)	24.087	-	868.847
Resultado financeiro, líquido	(3.107.042)	4.872	(668.734)	(56.157)	(3.827.061)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	(517.794)	103.487	(752.953)	(162.533)	(1.329.793)
Imposto de renda corrente e diferido	281.193	108	132.144	6.657	420.102
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(236.601)	103.595	(620.809)	(155.876)	(909.691)
Acionistas controladores	(236.601)	103.595	(620.809)	(155.876)	(909.691)

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações (a)	31 de dezembro de 2023
Receita de vendas, líquida	4.452.122	2.380.645	-	(1.212.778)	5.619.989
Custos dos produtos vendidos	(2.671.495)	(2.184.294)	-	993.760	(3.862.029)
Lucro Bruto	1.780.627	196.351	-	(219.018)	1.757.960
Despesas gerais e administrativas	(222.558)	(17.875)	(205.480)	1.953	(443.960)
Outras despesas operacionais, líquida	(42.683)	(5.138)	(309)	-	(48.130)
Resultado financeiro, líquido	(634.367)	6.080	(46.789)	-	(675.076)
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	881.019	179.418	(252.578)	(217.065)	590.794
Imposto de renda corrente e diferido	(113.700)	(57.486)	-	5.607	(165.579)
Lucro líquido (prejuízo) do período	767.319	121.932	(252.578)	(211.458)	425.215
Acionistas controladores	747.338	121.932	(252.578)	(211.458)	405.234
Acionistas não controladores	19.981	-	-	-	19.981

(a) Refere-se majoritariamente a transações de comercialização de óleo e gás entre partes relacionadas.

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de dezembro de 2024
Imobilizado	17.833.587	1.132.404	29.067	-	18.995.058
Intangíveis	9.869.366	-	45.869	-	9.915.235
Depreciação, exaustão e amortizações	(5.177.812)	(91.805)	(15.233)	(91.961)	(5.376.811)
Adições ao imobilizado e intangível	3.554.980	116.256	27.954	-	3.699.190

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	31 de dezembro de 2023
Imobilizado	6.455.690	1.004.730	23.001	-	7.483.421
Intangíveis	7.607.476	-	23.988	-	7.631.464
Depreciação, exaustão e amortizações	(1.892.409)	(28.608)	(6.795)	(16.488)	(1.944.300)
Adições ao imobilizado e intangível	7.461.996	1.004.730	17.448	-	8.484.174

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

32 . Receita líquida

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Receita com Vendas				
Receita bruta de petróleo	-	-	2.173.984	2.916.504
(-) Deduções da receita	-	-	(261.279)	(272.804)
Receita de petróleo, líquida	-	-	1.912.705	2.643.700
Receita bruta de derivados	-	-	6.744.597	2.715.725
(-) Deduções da receita	-	-	(722.710)	(434.579)
Receita de derivados, líquida	-	-	6.021.887	2.281.146
Receita bruta de gás	-	-	819.484	748.905
(-) Deduções da receita	-	-	(171.337)	(154.831)
Receita de gás, líquida	-	-	648.147	594.074
Receita com prestação de serviços				
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	162.428	115.886
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	(18.806)	(14.817)
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	143.622	101.069
Receita líquida total	-	-	8.726.361	5.619.989

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada, Arabaiana, Ponta de Mel e Redonda e dos polos Macau, Rio Ventura, Fazenda Belém, Papa-Terra, Atlanta, Peroá e Recôncavo.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana e dos polos Macau, Rio Ventura, Peroá e Recôncavo.

A receita de derivados refere-se majoritariamente a derivados de petróleo líquido consolidado da Companhia, sendo oriunda dos processamentos de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão.

A receita de prestação de serviço consolidada da Companhia refere-se majoritariamente ao serviço processamento de gás no Polo Potiguar.

Em 31 de dezembro de 2024, a receita líquida da Companhia, quando comparada aos valores registrados em 31 de dezembro de 2023, está impactada principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

33 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Custos de operação	-	-	(3.756.319)	(2.386.805)
Compra de óleo para revenda (a)	-	-	(26.622)	-
Ocupação e retenção de área	-	-	(76.287)	(48.489)
Royalty - petróleo e gás	-	-	(476.846)	(331.396)
Depreciação e amortização	-	-	(1.204.988)	(551.495)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	(165.084)	(105.112)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	(236.512)	(76.305)
Gasto de pessoal	-	-	(165.907)	(99.118)
Processamento e transporte de gás	-	-	(218.031)	(212.479)
Outros	-	-	(71.188)	(50.830)
	-	-	(6.397.784)	(3.862.029)

(a) Refere-se à operações de compra e revenda de óleo referente à parcela de 20% das operações de Atlanta.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31 de dezembro de 2024, o custo dos produtos vendidos da Companhia, quando comparado aos valores registrados em 31 de dezembro de 2023, está impactado principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

34 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Gastos com pessoal (a)	(10.401)	(107.332)	(325.170)	(184.590)
Serviços prestados por terceiros	(10.176)	(22.340)	(137.522)	(60.163)
Fee combinação de negócios	-	-	(26.380)	-
Depreciação e amortização	(11.572)	(8.417)	(41.218)	(68.605)
Provisão para pagamento baseado em ações	(36.139)	(21.405)	(37.754)	(21.405)
Provisão (reversão) de contingências	(319)	471	(341)	806
Manutenção e suporte de software e hardware	(26.236)	(22.260)	(55.189)	(44.158)
Outras despesas	(6.895)	(21.984)	(22.112)	(65.845)
	(101.738)	(203.267)	(645.686)	(443.960)

Em 31 de dezembro de 2024 as despesas gerais e administrativas da Companhia, quando comparadas aos valores registrados em 31 de dezembro de 2023, estão impactadas principalmente pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida em 08 de junho de 2023 e pela incorporação do campo de Atlanta ao portfólio da Companhia advindo da Enauta Energia em 1º de agosto de 2024, decorrente da combinação de negócios com a Enauta Participações.

(a) Considera gastos de remuneração variável decorrente da Combinação de Negócios no montante de R\$ 79.484 (vide nota explicativa 1).

35 . Gastos exploratórios

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Contencioso – tributário (a)	-	-	(11.984)	-
Aquisição / processamento de sísmica	-	-	(8.725)	-
Gastos com geologia e geofísica	-	-	(1.607)	-
Gastos de gerenciamento de projetos	-	-	(1.997)	-
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	-	(557)	-
Segurança, meio-ambiente e saúde	-	-	169	-
Outros	-	-	(1.064)	-
	-	-	(25.765)	-

(a) Montante refere-se a gastos com tributos referentes ao bloco BM-S-12, correlato à adesão ao Edital PGFN-RFB nº 6/2024 (Petrobras) relativo a débitos de PIS, COFINS e CIDE dos anos de 2008 a 2013 sobre as remessas ao exterior, decorrentes da bipartição do contrato de afretamento e prestação de serviços (Lei nº 9.481/97) no bloco BM-S-12, localizado na Bacia de Santos.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

36 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ganho em transação – WAO (a)	-	-	720.319	-
Remensuração na provisão de abandono (b)	-	-	361.125	48.437
Despesa earn-out - antigo controlador (c)	28.642	-	28.642	-
Despesas com transição de ativos	-	-	(970)	(42.275)
Despesas com aquisições de dados e parcerias	-	-	(4.136)	-
Outras receitas / despesas	(371)	(310)	(5.530)	(11.540)
Despesas com sonda em <i>stand-by</i> (d)	-	-	(230.603)	-
	28.271	(310)	868.847	(5.378)

- (a) Refere-se ao resultado na venda de 20% de participação nos campos de Atlanta e de Oliva, conforme nota explicativa 1.
- (b) Valor decorrente da remensuração da provisão de abandono nos campos de Pescada, Atlanta e Manati, conforme nota explicativa 27.
- (c) Refere-se a atualização da obrigação relacionada ao pagamento ao antigo controlador atrelado a apuração do lucro tributável para imposto de renda e contribuição social pela 3R Offshore, 3R Candeias e pela Companhia.
- (d) Gastos com aluguel de sonda contratados para perfuração, completação e intervenções de poços que não foram realizados decorrente do aguardo de licença ambiental.

36.1 . Provisão (reversão) no valor recuperável de ativos

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment*, identificando a necessidade de constituição de provisão no valor de R\$ 28.705 como resultado da avaliação do valor justo dos 13 campos (11 concessões) que foram classificados como mantidos para venda em decorrência de negociações em curso, conforme notas explicativas 18 e 19.

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia reavaliou os seus investimentos no campo Camarão e identificou a necessidade de provisão de *impairment* no valor de R\$ 42.752 no encerramento do referido exercício, conforme nota explicativa 18.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

37 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Receitas financeiras				
Rendimento de aplicação financeira	42.111	33.798	483.974	254.798
Atualização de depósitos judiciais	131	15	131	17
PIS/COFINS sobre receita financeira	(8.982)	(6.775)	(21.728)	(10.078)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	-	82.300
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	256.425	111.182	-	-
Ajuste a valor presente	-	18.724	87.613	21.747
Variação cambial ativa líquida (a)	81	2.853	87.287	128.386
Ganhos com operações de hedge (b)	41.631	-	382.418	157.026
Receita com Juros - Debêntures	14.180	-	71.619	-
Outras receitas financeiras	632	699	18.710	15.859
	346.209	160.496	1.110.024	650.055
Despesas financeiras				
Incremento de abandono	-	-	(128.246)	(118.164)
Juros – Arrendamento	(1.104)	(1.725)	(5.651)	(6.383)
Juros – Debêntures	(335.659)	(151.792)	(857.687)	(468.257)
Juros – Empréstimos	(19.917)	(11.926)	(348.546)	(189.141)
Despesa de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	-	-	(4.906)	(2.599)
SWAP taxa de Juros (c)	(348.169)	-	(1.019.222)	(30.796)
Atualização monetária – Debêntures	(50.762)	(4.865)	(731.700)	(6.009)
Atualização monetária – Earn outs (aquisição)	(103)	(756)	(171.390)	(131.816)
Perdas com operação de hedge (b)	(2.530)	-	(149.617)	(131.398)
Perda de rendimento na aplicação financeira	(467)	-	(4.512)	(4.256)
Ajuste de conversão	-	-	(61.347)	-
Ajuste a valor presente	(29.044)	(5.221)	(74.999)	(114.424)
Variação cambial passiva líquida (a)	(16.735)	(91)	(1.101.117)	(34.341)
Custos de transação apropriados - Debêntures	(31.729)	(7.139)	(57.724)	(44.189)
Custos de transação apropriados - Empréstimos	-	-	(130.433)	-
Outras despesas financeiras	(6.940)	(5.938)	(89.988)	(43.358)
	(843.159)	(189.453)	(4.937.085)	(1.325.131)
Resultado financeiro líquido	(496.950)	(28.957)	(3.827.061)	(675.076)

(a) Refere-se à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições (nota explicativa 24), empréstimos e financiamentos (nota explicativa 21) e emissões de debêntures (nota explicativa 22).

(b) A Companhia contrata *non-deliverable forward* (“NDF”) e *collars* de *brent* em operações de *hedge* para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Foi praticado o preço médio de US\$ 76 por barril nos NDF (3R RNCE), o preço médio de US\$ 80 por barril nos NDF (3R Bahia) e, um piso de US\$ 54 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 92 por barril para as *calls* (3R RNCE), um piso de US\$ 60 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 87 por barril para as *calls* (3R Bahia) e um piso de US\$ 60 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 86 por barril para as *calls* (3R Potiguar). A Companhia também contrata NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*).

(c) Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de *hedge* e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 39).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

38 . Lucro (prejuízo) por ação

O cálculo do lucro básico e diluído por ação foi baseado no lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e na média ponderada de ações ordinárias em circulação, após os ajustes para os potenciais ações ordinárias dilutivas.

	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Lucro básico por ação				
Lucro / (prejuízo) do exercício	(909.691)	405.234	(909.691)	405.234
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	334.547.956	223.804.059	334.547.956	223.804.059
Resultado líquido básico por ação – R\$	(2,72)	1,81	(2,72)	1,81
	Controladora		Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Lucro diluído por ação				
Lucro / (prejuízo) do exercício	(909.691)	405.234	(909.691)	405.234
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	334.547.956	227.217.452	334.547.956	227.217.452
Quantidade de ações diluidoras	-	3.413.392	-	3.413.392
Resultado líquido diluído por ação – R\$	(2,72)	1,78	(2,72)	1,78

39 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a) Instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber de terceiros, contas a receber com partes relacionadas, debêntures partes relacionadas, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures, contas a pagar com partes relacionadas, valores a pagar por aquisições, derivativos e outras obrigações.

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação.

Swap:

A Companhia contrata instrumentos financeiros derivativos (*swap*) com o objetivo de converter as taxas de juros das debêntures em reais para uma dívida com juros fixos em dólar, com objetivo de *hedge* e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros. Foi contratado um *swap* para a terceira emissão de debentures da Brava com conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,4166% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,95% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.000.000.

Além disso, com o mesmo objetivo, a Companhia também contrata *swap* através para as debêntures da controlada Enauta Energia:

- Primeira série da primeira emissão de debêntures: conversão de 76% da dívida inicialmente contratada em reais e com taxa de juros de IPCA + 9,8297% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 8,89% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 560.000.
- Segunda emissão de debêntures: conversão de 100% da dívida inicial contratada em reais e com taxa de juros pré-fixados em 13,9662% e IPCA + 7,1149% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média pré-fixada de 7,83% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 1.100.000.
- Terceira emissão de debêntures: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0618% a.a., pré de 13,5733% a.a. e IPCA + 8,2620% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,48% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 2.100.000.
- Quarta emissão de debentures: conversão de 100% da dívida inicialmente contratada em reais com taxa de juros de IPCA + 8,0560% a.a e IPCA + 8,2674% a.a. por uma dívida em dólar com taxa média ponderada pré-fixada de 7,53% a.a. Valor nominal contratado de R\$ 600.000.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

NDF:

A Companhia contrata, através das controladas 3R RNCE, 3R Bahia, NDF de *brent* com o propósito de proteção contra a oscilação de preços do petróleo. Foram realizadas operações de *hedge* para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Foram obtidos através destes instrumentos financeiros um preço médio de US\$ 76 por barril (3R RNCE) e um preço médio de US\$ 80 por barril (3R Bahia).

A Companhia também adota a contratação de NDF de câmbio com objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*). O valor total contratado foi de US\$ 290 milhões como parte de sua estratégia de dolarização do caixa. Sendo US\$ 210 milhões através de sua controlada Enauta Energia.

Collar:

A Companhia contrata *collar* de *brent* e realizou operações de *hedge* para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Foi obtido um piso de US\$ 54 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 92 por barril para as *calls* (3R RNCE), um piso de US\$ 64 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 87 por barril para as *calls* (3R Bahia) e um piso de US\$ 60 por barril para as *puts* e um teto de US\$ 86 por barril para as *calls* (3R Potiguar).

Em 31 de dezembro de 2024 os contratos de NDF e *collar* oferecem cobertura para 5.014 mil barris (7.807 mil em 31 de dezembro de 2023) que se espera que sejam vendidos nos próximos 24 meses.

Instrumento	Quantidade em milhares em		Valor justo registrado em	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDFs <i>brent</i>	192.000	1.769	(283)	23.933
<i>Collars</i>	4.822.000	6.038	27.242	8.665
Total	5.014.000	7.807	26.959	32.598
Ativo circulante	-	-	67.899	40.817
Ativo não circulante	-	-	35.607	61.894
Passivo circulante	-	-	(22.627)	(17.441)
Passivo não circulante	-	-	(23.638)	(52.672)

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

3R RNCE

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	187.000	1.670.000	2023-2025	83.922	657.312	(84.412)	(160.989)	(490)	20.557

3R Bahia

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	5.000	-	2024 - 2025	2.173	-	(1.965)	-	207	-

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R Potiguar

Quantidade (barris)				Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
NDF	-	99.000	2024	-	40.972	-	(37.595)	-	3.376

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações com opções e *collars*, para proteção das oscilações do preço do petróleo (*brent*).

3R RNCE

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	2.704.250	4.662.000	2024-2026	10.726,00	(2.544)

3R Bahia

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	1.342.750	1.016.000	2024-2026	12.835	7.600

3R Potiguar

Quantidade (barris)				Posição líquida ao valor justo	
Instrumento	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	Vigência	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Collar	775.000	360.000	2024-2026	3.681	3.609

Em 31 de dezembro de 2024 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação do dólar.

	Valor de face (nominal amount - US\$/mil)	Valor justo em 31/12/2024 (R\$/mil)	Cotação do dólar de Compra - US\$	Cotação do dólar em 31/12/2024	Posição líquida a receber - R\$ mil
Enauta Energia	US\$ 210.000	21.934	6,105	6,192	18.417
Brava Energia	US\$ 80.000	8.348	6,105	6,192	7.008

Os contratos possuem vencimentos em 24 de janeiro de 2025.

Categoria dos instrumentos financeiros

O CPC 46 (IFRS 13) define valor justo como o valor 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

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

valor 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).

O CPC 40 (IFRS 7) estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Na medida do possível a Companhia usa dados observáveis de mercado para mensurar o valor justo de um ativo ou passivo que são classificados considerando as entradas usadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em um mercado ativo que são observáveis para ativos e passivos idênticos na data da mensuração.

Nível 2 – preços são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente ou indiretamente, em um mercado ativo para ativos ou passivos similares ou em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos.

Nível 3 – preços provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado para o ativo ou passivo que não estão baseados em dados de mercado observáveis (preços inobserváveis).

A tabela a seguir apresenta os valores contábeis dos ativos e passivos financeiros incluindo os seus níveis na hierarquia do valor justo, quando aplicáveis:

	Nível	Controladora		Consolidado	
		31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	567.337	876.332	3.171.958	1.754.106
Aplicações financeiras	-	-	-	5.700.248	2.458.709
Caixa restrito	-	29	40.208	444.811	309.987
Contas a receber de terceiros	-	-	-	337.409	522.022
Contas a receber com partes relacionadas	-	151.020	8.971	-	-
Ativo classificado como mantido para venda	-	-	-	76.338	-
Debêntures - partes relacionadas	-	5.529.042	737.295	-	-
		6.247.428	1.662.806	9.730.764	5.044.824
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	15.239	13.827	3.152.200	1.315.214
Empréstimos e financiamentos	-	239.574	113.649	4.278.566	2.578.059
Debêntures	-	7.291.599	1.879.392	14.665.494	6.684.108
Debêntures - partes relacionadas	-	-	-	21.534	-
Contas a pagar - partes relacionadas	-	2.487	60.000	-	6.164
Arrendamentos	-	6.417	9.633	4.515.892	45.313
Passivo classificado como mantido para venda	-	-	-	28.172	-
Outras obrigações	-	47.325	43.210	363.880	75.287
		7.602.641	2.119.711	27.025.738	10.704.145
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Ativo classificado como mantido para venda	-	-	-	92.885	-
Derivativos	2	8.348	-	103.506	102.711
		8.348	-	196.391	102.711
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	46.265	70.113
Valores a pagar por aquisições	-	-	35.442	2.423.800	1.963.077
		-	35.442	2.470.065	2.033.190

Os ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures, do *bond notes* e das aplicações financeiras TRS da 3R Lux. Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo das debêntures é de R\$ 13.624.599 avaliado em nível 2 (R\$ 7.084.211 em 31 de dezembro de 2023), do *bond notes* é de R\$ 3.204.546 avaliado em nível 2 e do TRS é de R\$ 3.057.826 (R\$ 2.448.595 em 31 de dezembro de 2023).

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

b) Gerenciamento de riscos

As atividades da Companhia e suas controladas as expõem a diversos fatores de riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco cambial, risco de volatilidade no preço das ações, risco de taxa de juros), risco de crédito e risco de liquidez.

A Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco. As diretrizes de gerenciamento de risco são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta para definir limites de riscos e controles apropriados e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos.

Risco de liquidez

Representa o risco de escassez e dificuldade de a Companhia honrar suas dívidas. A Companhia procura alinhar o vencimento de suas dívidas com o período de geração de caixa para evitar o descasamento e gerar a necessidade de maior alavancagem.

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

31 de dezembro de 2023					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	13.827	13.827	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	113.649	96.982	20.316	-	-
Debêntures	1.879.392	535.840	1.375.819	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	60.000	60.000	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	35.442	35.442	-	-	-
Outras obrigações	43.210	1.880	-	107.360	-
	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	1.315.214	1.315.214	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	2.578.059	239.428	2.629.460	-	-
Debêntures	6.684.108	721.925	1.358.960	5.364.802	-
Debêntures - partes relacionadas	38.200	22.129	16.771	-	-
Derivativos	70.113	17.441	52.672	-	-
Valores a pagar por aquisições	1.963.077	608.436	1.405.066	-	-
Outras obrigações	75.287	30.894	3.063	107.360	-
31 de dezembro de 2024					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	15.239	15.239	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	239.574	49.304	190.270	-	-
Debêntures*	7.291.599	4.901.987	1.565.910	2.440.704	3.273.029
Contas a pagar - partes relacionadas	2.487	2.487	-	-	-
Outras obrigações	47.325	2.805	-	79.730	-

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	3.152.200	2.402.869	749.331	-	-
Empréstimos e Financiamentos	4.278.566	668.577	563.949	43.216	3.100.489
Debêntures*	14.665.494	7.650.289	4.662.060	5.536.854	4.381.434
Debêntures - partes relacionadas	21.534	21.534	-	-	-
Derivativos	46.265	22.627	23.638	-	-
Valor a pagar por aquisições	2.423.800	940.444	1.594.896	-	-
Outras obrigações	363.880	258.123	61.236	79.730	-

*Os vencimentos contratuais das debêntures consideram a obtenção de *waiver* conforme divulgado nas notas explicativas 2, 22 e 42.

Risco de crédito

O risco refere-se principalmente às disponibilidades, aplicações financeiras, caixa restrito e às contas a receber da Companhia. O risco de crédito é administrado corporativamente. Para bancos e outras instituições financeiras, são aceitos somente títulos de entidades de reconhecida liquidez e independentemente classificadas com *rating* mínimo "A" na escala de *Standard and Poor's*.

No segmento de E&P, as vendas para entidades fora do grupo econômico estão concentradas em grandes Companhias do setor no mercado nacional, sendo majoritariamente comercializadas através de contratos firmados e sem histórico de inadimplência. Para o segmento de Mid & Downstream as vendas são realizadas para grandes distribuidores atuantes no mercado internacional com curtíssimo prazo de recebimento. Sendo assim, a Administração considera que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo.

Para minimizar os riscos de crédito, a Companhia e suas controladas mantêm instrumentos derivativos contratados com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre A+/A1 e AAA pela *Standard & Poor's*, *Fitch* e *Moodys* que visam oferecer cobertura contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo. Essas operações protegem as receitas da Companhia.

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado. O risco de mercado compreende três tipos de risco: risco de taxa de juro, risco de moeda e risco de preço.

Risco de taxas de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas por causa das flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos captados, debêntures, valores a pagar por aquisições e outras obrigações.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

Em 31 de dezembro de 2023			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	133.640	158.773	183.506
IPCA	126.299	136.648	147.022
SOFR / LIBOR	402.729	452.091	501.440
Total	662.668	747.512	831.968

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31 de dezembro de 2024			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	305.463	363.220	413.743
IPCA	514.936	555.710	596.306
SOFR / LIBOR	157.372	180.185	203.131
Total	977.771	1.099.115	1.213.180

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

Risco de moeda (taxa de câmbio)

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de câmbio do dólar americano que reduzam valores nominais faturados ou aumentem passivos financeiros e obrigações assumidas nas transações em moeda estrangeira registradas no balanço da Companhia. O quadro abaixo demonstra a exposição cambial líquida em dólar:

	Consolidado	
	31 de dezembro de 2024	31 de dezembro de 2023
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	292.570	3.006
Aplicações financeiras	5.700.248	2.449.060
Contas a receber de terceiros	141.495	216.208
Caixa restrito	414.189	285.029
Créditos a receber - Yinson	2.488.533	-
Derivativos	103.506	102.711
Passivos		
Fornecedores	(1.232.306)	(199.717)
Empréstimos e financiamentos	(3.745.819)	(2.324.967)
Debêntures	(1.303.471)	(4.804.716)
Derivativos	(46.265)	(70.113)
Passivo de arrendamento	(4.178.264)	-
Valores a pagar por aquisições	(2.423.800)	(1.963.077)
Total da exposição cambial líquida	(3.789.384)	(6.306.576)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 31 de dezembro de 2024 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	292.570	285.847	257.262	228.678
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	5.700.248	5.569.255	5.012.330	4.455.404
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	414.189	404.671	364.204	323.737
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	141.495	138.243	124.419	110.594
Créditos a receber - Yinson	Desvalorização do dólar	2.488.533	2.431.346	2.188.211	1.945.077
Derivativos	Desvalorização do dólar	103.506	101.127	91.014	80.902

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(1.232.306)	(1.203.987)	(1.324.386)	(1.444.784)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(3.745.819)	(3.659.739)	(4.025.713)	(4.391.687)
Debêntures	Valorização do dólar	(1.303.471)	(1.273.518)	(1.400.870)	(1.528.222)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(2.423.800)	(2.368.101)	(2.604.911)	(2.841.722)
Derivativos	Valorização do dólar	(46.265)	(45.202)	(49.722)	(54.242)
Passivo de arrendamento	Valorização do dólar	(4.178.264)	(4.082.247)	(4.490.472)	(4.898.696)
Total da exposição líquida		(3.789.384)	(3.702.305)	(5.858.634)	(8.014.961)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a taxa média de câmbio projetada e divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN em 31 de dezembro de 2024 referente às expectativas de mercado para o exercício de 2024 (US\$ 1/R\$ 6,05). No cenário possível esta projeção foi majorada em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável para o risco de valorização do dólar e, reduzida, na mesma proporção, em ambos os cenários, para o risco de desvalorização do dólar. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Em 31 de dezembro de 2023 os cenários estão demonstrados abaixo, considerando a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN (US\$ 1,00/R\$ 5,00). No cenário possível esta projeção foi majorada e reduzida em 10% e no cenário remoto a projeção foi majorada e reduzida em 20%, conforme o risco.

Ativo	Consolidado				
	Risco	31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	3.006	3.104	2.794	2.483
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	2.449.060	2.529.341	2.276.407	2.023.473
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	285.029	294.372	264.936	235.499
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	216.208	223.295	200.966	178.636
Derivativos	Desvalorização do dólar	102.711	106.078	95.470	84.862

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Fornecedores	Valorização do dólar	(199.717)	(206.264)	(226.890)	(247.517)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(2.324.967)	(2.401.180)	(2.641.299)	(2.881.417)
Debêntures	Valorização do dólar	(4.804.716)	(4.962.216)	(5.458.438)	(5.954.660)
Valor a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.963.077)	(2.027.428)	(2.230.171)	(2.432.913)
Derivativos	Valorização do dólar	(70.113)	(72.411)	(79.652)	(86.894)
Total da exposição líquida		(6.306.576)	(6.513.309)	(7.795.877)	(9.078.448)

Risco de preço

Os riscos de preços para a Companhia são provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos têm como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto e longo prazo.

A tabela de sensibilidade abaixo analisa a variação no preço do *brent* e o efeito no resultado do período da marcação a mercado e da liquidação dos contratos de NDF e *collars* em três cenários: (i) cenário provável considerando os últimos preços de fechamento no mercado dos contratos futuros em aberto (US\$ 76,21 para 2025 e US\$ 71,34 para 2026); (ii) cenário possível, considerando valorização de 10% sobre os preços do cenário provável; e (iii) cenário remoto, considerando valorização de 20% sobre os preços do cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Relatório anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024 e 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativos	Risco	31 de dezembro de 2024	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do <i>brent</i>	26.959	(664)	(730)	(797)
Total da exposição líquida		26.959	(664)	(730)	(797)

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2023	Cenário provável (i)	Cenário possível (ii) (Δ 10%)	Cenário remoto (iii) (Δ20%)
Derivativos	Desvalorização do <i>brent</i>	(32.598)	(290.690)	(828.021)	(1.365.353)
Total da exposição líquida		(32.598)	(290.690)	(828.021)	(1.365.353)

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a receita total da 3R RNCE, 3R Bahia e 3R Potiguar tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

40 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2024:

a) Parcela Gross Overriding Royalties: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos.

b) Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão. O valor de venda da transação foi de US\$ 1,5 milhões, a ser pago em duas parcelas, sendo US\$ 300 mil pagos na assinatura do contrato e US\$ 1,2 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes acordados calculados a partir do *effective date* (1º de janeiro de 2020).

41 . Seguros

A Companhia tem um programa de gerenciamento de riscos com o objetivo de delimitá-los contratando no mercado coberturas compatíveis com o seu porte e operação. As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros.

Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia apresentava as seguintes principais apólices de seguro contratadas com terceiros apresentados em reais ou dólar, quando aplicável:

Seguros / modalidade	Riscos cobertos	Montante da cobertura (R\$)	Montante da cobertura (US\$)
P&I	Seguro de responsabilidade civil por possível danos causados pelo navio	-	1.000.000.000
Energy package	Risco operacional e responsabilidade civil	-	2.587.424.304
D&O	Seguro de responsabilidade civil administradores e diretores	140.000.000	-
Operador portuário	Operações marítimas	-	10.000.000
Responsabilidade civil geral (ATI)	ATI industrial Guamaré/ base Canto do Amaro/ base Alto do Rodrigues	-	10.000.000
Descomissionamento	Seguro garantia descomissionamentos poços	4.341.100.857	-
PEM	Seguro garantia blocos exploratórios	231.859.101	-
Compreensivo empresarial	Escritório corporativo	45.000.000	-
Welcar 2001	Risco de engenharia - Instalação FPSO Atlanta e desinstalação FPSO Projarl	-	701.160.119
Seguro garantia	Garantia de indenização em caso de inadimplência de obrigações da Enauta Energia no campo MANATI	356.293.384	-

42 . Eventos subsequentes

Possível venda de ativos *onshore* e de águas rasas

Em 10 de janeiro de 2025, a Companhia recebeu propostas de empresas interessadas na aquisição de ativos do portfólio *onshore* e de águas rasas. O perímetro da possível da transação de desinvestimentos de ativos *onshore* e de águas rasas da Companhia se limitará aos campos localizados no Estado da Bahia. A Companhia permanece em tratativas e em fase de diligência com os proponentes selecionados, com expectativa de recebimento de propostas vinculantes ao longo do 1º semestre de 2025.

Atualizações sobre o campo de Papa-Terra

No dia 26 de janeiro de 2025, a Companhia obteve autorização definitiva do Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção de Petróleo e Gás Natural ("NFP") da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") para os sistemas de medição do campo de Papa-Terra. Para cumprimento da última exigência da ANP, a operação do ativo ficou paralisada do início do dia 25 de janeiro até o início do dia 26 de janeiro. Após comprovar o sucesso das intervenções realizadas no FPSO 3R-3, com o devido atendimento às exigências da ANP, a NFP concedeu autorização definitiva para operação, sem qualquer exigência ou pendência remanescente.

Venda de concessões no Rio Grande do Norte

Em 07 de fevereiro de 2025, a Companhia assinou junto ao consórcio formado por Azevedo e Travassos Petróleo S. A. ("A&T") e Petro-Victory Energy Corp. ("PVE"), contrato para venda de 11 concessões de óleo e gás *onshore* localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor total da transação é de US\$ 15 milhões, sendo: (i) US\$ 600 mil desembolsados na assinatura do contrato; (ii) US\$ 2,9 milhões a serem pagos no fechamento da transação; (iii) US\$ 8 milhões a serem pagos em duas parcelas diferidas em 12 e 24 meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 3,5 milhões a serem pagos em até oito anos, em formato de percentual da produção dos campos, com garantia firme de pagamento. O contrato prevê: (i) que todo o óleo produzido durante o período de transição seja vendido para a refinaria da Brava Energia e sua geração de caixa abatida do valor da transação e (ii) que o consórcio comprador assuma a responsabilidade pelo abandono do ativo, estimado em aproximadamente US\$ 21 milhões pela Companhia. A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes, em especial à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), dentre outros.

Encerramento das atividades da Enauta Finance

Em 28 de fevereiro de 2025, a Administração deliberou pelo encerramento da Enauta Finance subsidiária da Brava Energia situada na Holanda. A referida sociedade não apresentava atividades operacionais e não representa impacto relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Obtenção de *Waiver* referente cláusulas restritivas (*covenants*)

Em 11 de março de 2025 em AGD da 4ª Emissão da 3R Potiguar, bem como, no dia 14 de março de 2025, em AGDs das 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucieda pela Brava), obteve a aprovação de anuência prévia (*waiver*) para alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até o cálculo decorrente do 3º ITR de 2025, inclusive), e ainda, para que o referido índice passe a ser calculado em dólares norte-americanos (US\$) conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Mauro Braz Rocha
Controller

Wagner Pinto Medeiros
Gerente de Contabilidade
CRC/RJ 086560/O-4

DECLARAÇÃO DE REVISÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DO PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES PELOS DIRETORES

Em atendimento aos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Brava Energia S.A. (“Companhia”) (doravante “Diretoria Executiva”), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010, sede na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ, declaram que:

1. Reviram e discutiram as opiniões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS), relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

A Diretoria Executiva declara sua discordância quanto ao posicionamento dos auditores independentes expresso na forma de Ressalva contida em seu parecer, onde relatam a necessidade de reclassificação de dívidas no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, no montante de R\$ 7.559 milhões, do passivo não circulante para o passivo circulante, assunto então divulgado pela Companhia no Relatório da Administração e nas Notas Explicativas nº 2, 22 e 42 das referidas Demonstrações Financeiras, cabendo aqui esclarecimento em relação aos fatos, e fundamentação de nossa posição.

Em decorrência de eventos não recorrentes, ocorridos até 31 de dezembro de 2024, principalmente da parada programada no campo de Papa-Terra, da postergação do início de operação do FPSO Atlanta (unidade de operação do campo de Atlanta) em decorrência do processo de cumprimento de condicionantes e autorização da ANP para início de produção no sistema definitivo e do aumento expressivo do dólar norte americano a partir de outubro de 2024 até o encerramento deste exercício, a Companhia, antecipando eventuais impactos no Índice Dívida Financeira Líquida/EBITDA Ajustado estabelecido, solicitou aos debenturistas ajustes nas respectivas regras de cálculo previstas nos Instrumentos de Emissão referentes à RRRP13, RRRP14, ENAT13, ENAT23, ENAT33, ENAT14, ENAT24 e Debênture BTG Potiguar, conforme abaixo indicado. Considerando a obtenção de *waivers* em 11 de março e 14 de março de 2025 junto aos credores (vide nota explicativa 42) e que inexistiu declaração de antecipação de dívidas por parte dos credores e/ou agente fiduciário que enseje o vencimento antecipado destas Debêntures, a reclassificação das Debêntures do passivo não circulante para o passivo circulante, conforme o item 74 do CPC 26, consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial da Companhia (vide nota explicativa 2.1).

A autorização dos credores acima mencionada foi obtida por meio de Assembleia Geral de Debenturistas (“AGD”) que: (i) concedeu a anuência prévia com relação ao cálculo do Índice Financeiro em dólares norte-americanos (US\$); e (ii) alterou temporariamente o limite máximo inicialmente estabelecido para o Índice Financeiro, conforme abaixo:

Período	Índice Financeiro
De 01 de outubro de 2024 a 01 de janeiro de 2025	3,5 vezes
De 01 de janeiro de 2025 a 01 de abril de 2025	4,0 vezes
De 01 de abril de 2025 a 01 de julho de 2025	3,75 vezes
De 01 de julho de 2025 a 01 de outubro de 2025	3,5 vezes

Apesar de terem sido concedidos os *waivers* por parte dos credores envolvidos, a KPMG Auditores Independentes manifestou seu entendimento de que o passivo não circulante correspondente ao montante das referidas debêntures deveria ser reclassificado como passivo circulante no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2024, sob a alegação de haver previsão expressa no CPC 26, em seu artigo 74, de que este seria o tratamento a ser adotado nestas circunstâncias. Em relação à reclassificação proposta, cabe-nos ressaltar que a posição da Administração da Companhia é que a apresentação da dívida como devida a curto prazo não corresponderia à realidade do cronograma dos pagamentos da dívida e consistiria em grave distorção do Balanço Patrimonial. Considerando que obtivemos todos os *waivers* antes da emissão e aprovação das Demonstrações Financeiras de 2024 (e, por decorrência, antes da data da emissão do relatório dos auditores), a Administração entende que a citada reclassificação resultaria numa informação enganosa nas nossas Demonstrações Financeiras, notadamente no Balanço Patrimonial, induzindo o leitor a uma interpretação incorreta da posição patrimonial e financeira da Companhia de 31 de dezembro de 2024, principalmente no que se refere à sua solvência e capacidade de geração de caixa e, desta forma, não efetuou a referida reclassificação.

O próprio Pronunciamento CPC 26, nos seus itens 19 e 20 (extrato abaixo), indica como a Administração deverá tratar a aplicação de determinada regra contábil quando, em seu julgamento, tal aplicação conduz a uma apresentação enganosa – caso em que entra, consequentemente, em conflito com o Pronunciamento CPC 00:

“19. Em circunstâncias extremamente raras, nas quais a administração vier a concluir que a conformidade com um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC conduziria a uma apresentação tão enganosa que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis estabelecido no CPC 00, a entidade não deve aplicar esse requisito e deve seguir o disposto no item 20, a não ser que esse procedimento seja terminantemente vedado do ponto de

vista legal e regulatório.

20. Quando a entidade não aplicar um requisito de pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC ou de acordo com o item 19, deve divulgar:

(a) que a administração concluiu que as demonstrações contábeis apresentam de forma apropriada a posição financeira e patrimonial, o desempenho e os fluxos de caixa da entidade;

(b) que aplicou os pronunciamentos técnicos, interpretações e orientações do CPC aplicáveis, exceto pela não aplicação de requisito específico com o propósito de obter representação apropriada;

(c) o título do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC que a entidade não aplicou, a natureza dessa exceção, incluindo o tratamento que o Pronunciamento Técnico, Interpretação ou Orientação do CPC exigiria; a razão pela qual esse tratamento seria tão enganoso que entraria em conflito com o objetivo das demonstrações contábeis, estabelecido no CPC 00; e o tratamento efetivamente adotado; e

(d) para cada período apresentado, o impacto financeiro da não aplicação do pronunciamento técnico, interpretação ou orientação do CPC vigente em cada item nas demonstrações contábeis que teria sido informado, caso tivesse sido cumprido o requisito não aplicado.”

Este entendimento da Administração guarda plena aderência com a opinião do Senhor Guillermo Braunbeck, professor doutor do Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, parecerista independente com notório saber sobre o assunto, contida em seu Parecer Técnico emitido em 18 de março de 2025.

2. A Diretoria Executiva declara ainda que reviu, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras da Controladora e Consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Rio de Janeiro, 20 de março de 2025.

Décio Fabricio Oddone da Costa

Diretor-Presidente

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pedro Medeiros

Diretor de Novos Negócios, M&A, Mid&Downstream e Comercial

Carlos Mastrangelo

Diretor de Operações Offshore

Jorge Boeri

Diretor de Operações Onshore

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria Estatutário da Brava Energia S.A (“Brava Energia”), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de dezembro de 2024.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, contendo ressalva técnica por motivação específica, sem impactar a acurácia dos componentes das demonstrações financeiras, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o exercício de 2024, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia, para posterior submissão à Assembleia Geral de Acionistas.

Rio de Janeiro, 19 de março de 2025.

ROGÉRIO PAULO CALDERÓN PERES
Coordenador do Comitê de Auditoria

HARLEY LORENTZ SCADOELLI
Membro do Comitê de Auditoria e Presidente do Conselho de Administração

ANDRÉ MARCELO DA SILVA PRADO
Membro do Comitê de Auditoria

RICARDO FRAGA
Membro do Comitê de Auditoria

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Brava Energia S.A. ("Brava Energia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise das demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de dezembro de 2024.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, contendo ressalva técnica por motivação específica, o Conselho Fiscal confirma a acuracidade dos componentes das demonstrações financeiras e concorda com o posicionamento da Administração da Companhia, referente ao exercício de 2024. Diante disso, os membros do Conselho Fiscal recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia, para posterior submissão à Assembleia Geral de Acionistas.

Rio de Janeiro, 17 de março de 2025.

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ROGÉRIO TOSTES LIMA
Membro efetivo do Conselho Fiscal

FABIO ANTUNES LOPES
Membro efetivo do Conselho Fiscal

Relatório do Comitê de Auditoria da Brava Energia S.A.

19 de março de 2025

INTRODUÇÃO

O Comitê de Auditoria da Brava Energia S.A. (“Companhia”) foi criado em 31 de agosto de 2020 e vem exercendo suas atividades atento às melhores práticas de governança corporativas e padrões de mercado a fim de aprimorar constantemente sua atuação.

De acordo com o que estabelece o seu Regimento Interno, revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em 01 de agosto de 2024, compete ao Comitê de Auditoria zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis da Companhia, pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares, pela atuação, independência e qualidade dos trabalhos das empresas de auditoria externa e da auditoria interna e pela qualidade e efetividade dos sistemas de controles internos e de gestão de riscos da Companhia, fazendo recomendações à Administração quanto à aprovação dos relatórios financeiros e de eventuais ações visando melhorias dos controles internos e a redução de riscos.

Os membros do Comitê de Auditoria são:

Nome	Início Mandato	Término Mandato
Carlos Alberto Pereira de Oliveira	31/08/2023	21/03/2024
Paulo Thiago Arantes de Mendonça	21/03/2024	01/08/2024
Harley Lorentz Scardoelli	31/08/2023	*
Ricardo Fraga Lima	31/08/2023	*
Rogério Paulo Calderón Peres	01/08/2024	*
André Marcelo da Silva Prado	01/08/2024	*

*Mandato unificado até a primeira reunião do Conselho de Administração que ocorrer após a assembleia geral ordinária que examinar, discutir e votar a respeito das contas dos administradores e das demonstrações contábeis do exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

RESPONSABILIDADES

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

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

As avaliações do Comitê baseiam-se nas informações recebidas da Administração, dos Auditores Externos Independentes, da Auditoria Interna e Controles Internos, da Gerência Executiva de Controladoria, da Gerência Geral de Governança, Riscos, Compliance e Sustentabilidade e nas suas próprias análises decorrentes de observação direta.

ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

No ano de 2024 o Comitê de Auditoria realizou 12 (doze) reuniões ordinárias. Nesse período, o Comitê de Auditoria realizou reuniões periódicas com os Auditores Externos Independentes, com a área de Auditoria Interna e Controles Internos, com a Gerência Executiva de Controladoria, com a Gerência Geral de Governança, Riscos, Compliance e Sustentabilidade e com a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores para aprofundar e monitorar processos, controles internos, riscos, possíveis deficiências e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações ao Conselho de Administração. Os principais assuntos analisados nessas reuniões estão a seguir resumidamente apresentados:

i) Auditoria interna - O Comitê acompanhou a evolução dos trabalhos de auditoria executados em 2024, bem como avaliou a nova estrutura de auditoria interna e controles internos da Brava Energia S.A..

ii) Auditoria independente - O Comitê mantém canais regulares de comunicação com os auditores independentes, avaliou sua independência e a qualidade dos serviços prestados, bem como recebeu informações periódicas acerca dos trabalhos realizados e dos resultados alcançados. O Comitê tomou conhecimento do contrato de prestação de serviço dos auditores independentes e analisou e aprovou o plano e escopo de trabalho das revisões das informações financeiras trimestrais e da auditoria anual das demonstrações financeiras de 2025.

iii) Riscos e controles internos – O Comitê acompanhou a evolução dos trabalhos de riscos e controles internos executados em 2024, bem como avaliou a nova estrutura das áreas de Riscos e Controles Internos da Brava Energia S.A.. Também, o Comitê aprovou a Política de Riscos e apreciou e debateu a implantação da matriz de riscos consolidados da Brava Energia de 2024.

iv) Governança, Compliance, Riscos e Sustentabilidade – O Comitê acompanhou as atividades do Programa de Integridade, incluindo as atualizações, indicadores e resultados em relação ao Programa, revisão de normativos e regras e processos de governança relacionados, cumprimento do Plano de Comunicação e Treinamento, ações de melhoria do Programa de Integridade, análises de integridade de Terceiros e Doações e Patrocínios, atividades de adequação à LGPD, Gestão de Riscos de Integridade e do processo de Gestão de Denúncias. O Comitê recebeu informações acerca do Canal Confidencial de Denúncias, e realizou o acompanhamento das ações, denúncias críticas e das estatísticas do canal de denúncias, assim como a efetividade das ações preventivas e disciplinares implementadas.

v) Finanças – O Comitê acompanhou o progresso das frentes de trabalho realizadas pela administração em conjunto com assessores financeiros e jurídicos para avaliação da combinação de negócios com a Enauta Participações S.A.. Também, o Comitê avaliou o planejamento financeiro da Brava Energia quanto a posição e estrutura de Hedge e debêntures da companhia.

vi) Controladoria – O Comitê avaliou e debateu junto a controladoria a avaliação e definição de práticas contábeis específicas e acompanhou a elaboração das demonstrações contábeis anuais e informações financeiras trimestrais (ITRs) da Companhia.

vii) Demonstrações Financeiras - O Comitê debateu com a Administração e com os auditores independentes as práticas contábeis relevantes utilizadas e as informações divulgadas, nas informações financeiras trimestrais e nas demonstrações financeiras anuais, bem como, tomou

conhecimento do Relatório dos Auditores Independentes relativo à auditoria das demonstrações financeiras anuais, emitido nesta data previamente à sua divulgação.

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria Estatutário da Brava Energia S.A (“Brava Energia”), no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes relativos ao período findo em 31 de dezembro de 2024.

Tendo em vista (i) as informações prestadas pela Administração da Companhia e (ii) as informações contidas na minuta do relatório dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, contendo ressalva técnica por motivação específica, sem impactar a acurácia dos componentes das demonstrações financeiras, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê durante o exercício de 2024, os membros do Comitê recomendaram a aprovação dessas demonstrações financeiras pelo Conselho de Administração da Companhia, para posterior submissão à Assembleia Geral de Acionistas.

.

Rio de Janeiro, 19 de março de 2025.

Rogério Paulo Calderón Peres – Coordenador

Harley Lorentz Scardoelli

Ricardo Fraga Lima

André Marcelo da Silva Prado