

# BRAVA

DIVULGAÇÃO DE  
RESULTADOS

4T24 & 2024



## 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 <sup>1</sup> (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 <sup>2</sup> (US\$/bbl)	68,9	75,2	-8,4%	75,2	-8,4%	74,1	72,0	2,9%
Preço médio da venda de gás <sup>2</sup> (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%

<sup>1</sup>corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. <sup>2</sup> 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/d<sup>1</sup> 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*;

<sup>1</sup> 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
<b>21 de março de 2025</b>	
<b>14:00 (BRT)</b>	<b>1:00 p.m. (US EDT)</b>
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 <a href="#">Clique aqui</a>	

## 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%<sup>2</sup>;

**(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,



<sup>2</sup> 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;

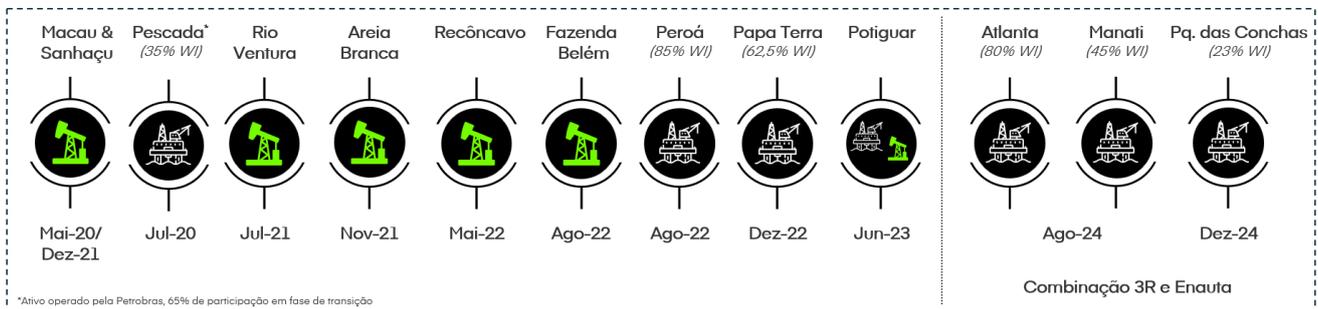
**(8) Pescada e Ubarana:** o Polo Pescada integra o Complexo Potiguar, mas para análise do portfólio segregamos o ativo por se tratar de uma operação *offshore* (águas rasas) e por ainda ser uma participação não-operada. A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo o restante detido pela Petrobras, 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 Guimarães, com capacidade para processamento de cerca de 1,8 milhão de m<sup>3</sup> 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 Guimarães (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 Guimarães (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).

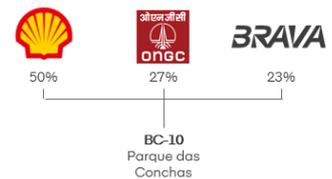
A parceria entre as empresas no *midstream* de gás natural do Rio Grande Norte visa aprimorar a eficiência e maximizar a utilização dos ativos de infraestrutura, reduzindo custos operacionais por volume processado/escoado e ampliando a confiabilidade da produção e escoamento de gás natural e derivados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

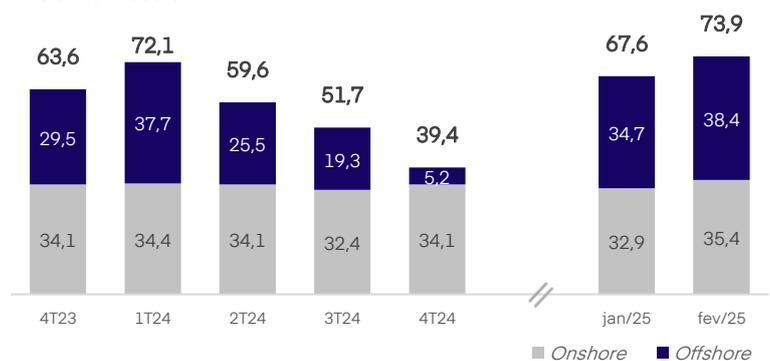
## Desempenho Operacional

### 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

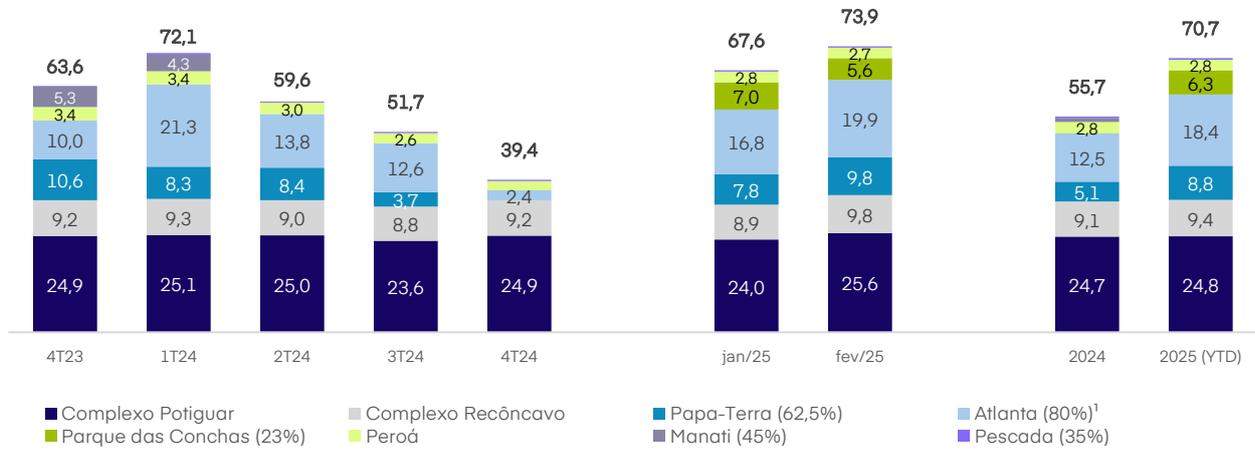


Os dados de produção consideram uma base histórica proforma até o 3T24, com a consolidação de Atlanta e Manati e o aumento da participação da Companhia em Papa-Terra (de 53,13% para 62,5%) e Peroá (de 85% para 100%), com o objetivo de gerar comparabilidade com o período anterior à incorporação da Enauta 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



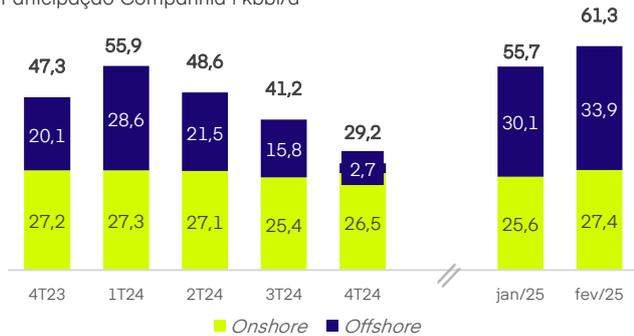
<sup>1</sup> considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

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 m<sup>3</sup>/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
<b>Produção Total Bruta   kboe/d <sup>(1)</sup></b>	<b>72,1</b>	<b>59,6</b>	<b>51,7</b>	<b>39,4</b>	<b>55,7</b>	<b>67,6</b>	<b>73,9</b>
<b>Onshore</b>	<b>34,4</b>	<b>34,1</b>	<b>32,4</b>	<b>34,1</b>	<b>33,7</b>	<b>32,9</b>	<b>35,4</b>
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
<b>Offshore</b>	<b>37,7</b>	<b>25,5</b>	<b>19,3</b>	<b>5,2</b>	<b>21,9</b>	<b>34,7</b>	<b>38,4</b>
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.



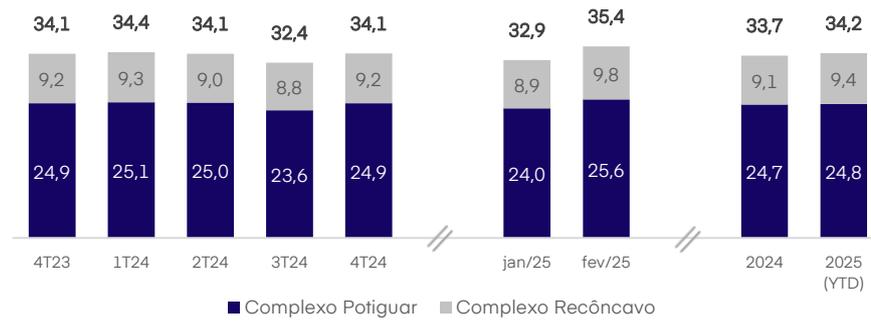
## Onshore

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.

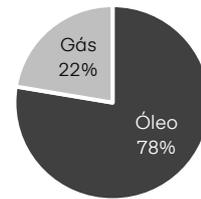
**Produção Onshore**

Portfólio Companhia I kboe/d



**Perfil da Produção Onshore**

(4T24 - boe/d)



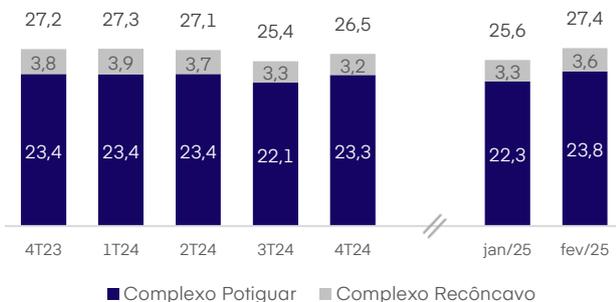
No 4T24, o *onshore* registrou 34,1 mil boe/d, *flat* A/A e +5,2% T/T. A produção média de óleo atingiu 26,5 kbbbl/d, -2,8% A/A e +4,4% T/T, e representou 78% da produção do segmento no trimestre. A produção média diária de gás foi de 7,6 mil boe (1.212 mil m<sup>3</sup>/d), +11,4% A/A e +8,4% T/T.

A produção total no trimestre foi de 2,4 milhões barris de óleo e 0,7 milhões de boe (111.470 mil m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>). 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.

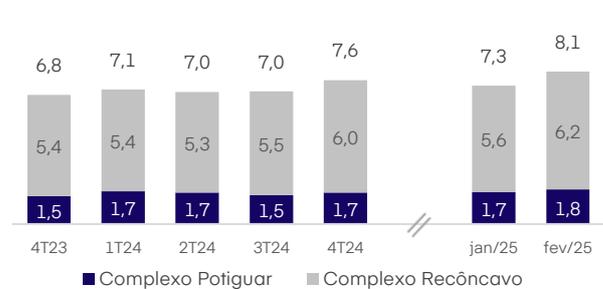
**Produção de Óleo**

Portfólio *Onshore* Companhia I kboe/d



**Produção de Gás**

Portfólio *Onshore* Companhia I 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 m<sup>3</sup>), +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 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>) 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 m<sup>3</sup>) 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).

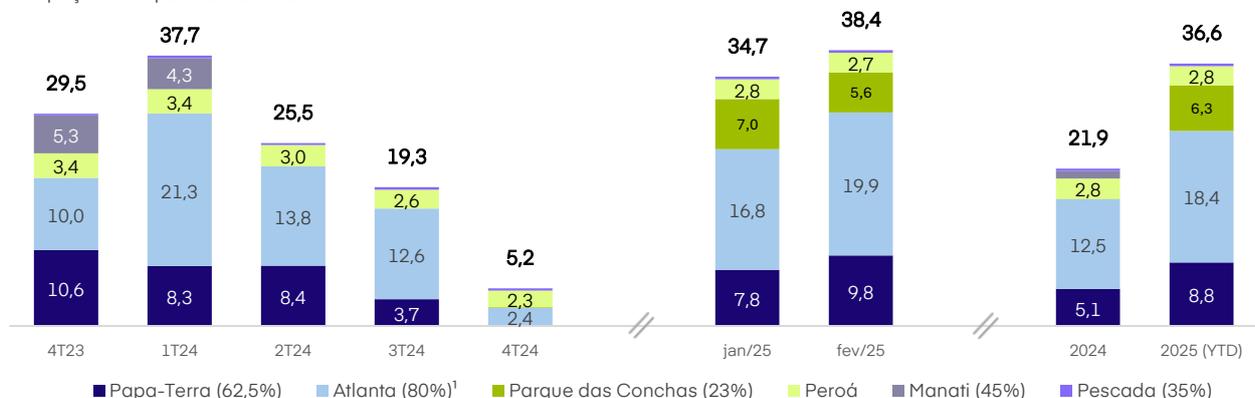
## Offshore

O segmento *offshore* é composto pelos ativos Atlanta<sup>3</sup> (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



<sup>3</sup> 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



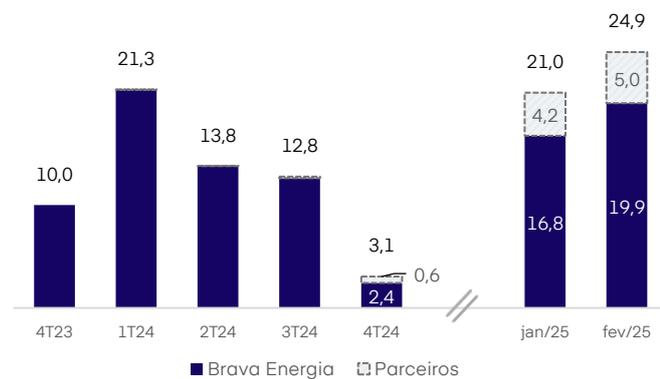
Ainda no primeiro semestre de 2025, a Companhia implementará solução para otimizar os sistemas de tratamento de óleo e estabilizar a geração de energia do FPSO a partir do gás produzido, reduzindo o consumo de diesel e permitindo a retomada gradual de produção dos demais poços conectados às unidades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

▪ **Atlanta** (WI 80%)<sup>4</sup>

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.

<sup>4</sup> 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



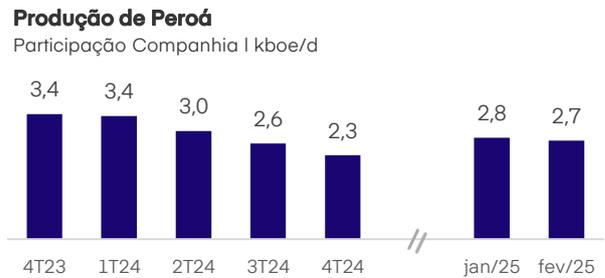
**Sistema de Produção de Atlanta**  
15+5 anos de contrato

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

**- Peròá (WI 100%)**

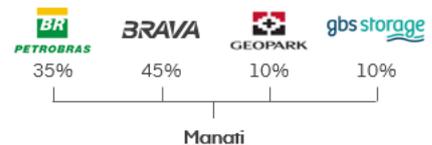
A performance operacional no ativo durante o 4T24 é explicada principalmente pela parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, em novembro de 2024, para qual é escoada a produção do Polo Peròá.

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 m<sup>3</sup>), -35,5% A/A e -12,8% T/T.



**- 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 kbbl/d e a produção de gás alcançou 1,7 kboe/d (270 mil m<sup>3</sup>/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 | kbbl/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 m<sup>3</sup>), +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.

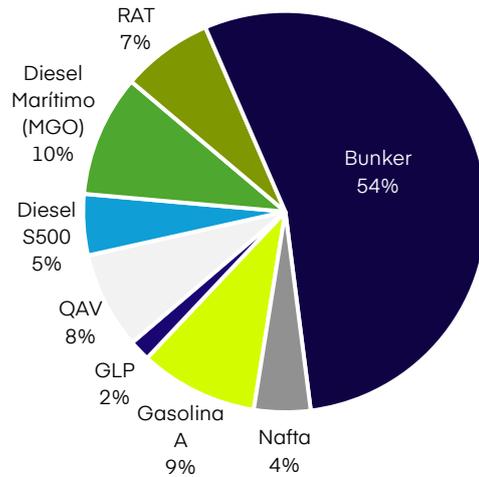
Em novembro de 2024, a Companhia recebeu a certificação SPIE (Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos) no setor de inspeção, que confirma a integridade física das instalações segundo os requisitos determinados pelos órgãos regulatórios, com prazo de validade até 2029.

**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 (%)**  
4T24



## 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 <sup>1</sup> (milhões m <sup>3</sup> )	102,4
Total (mil boe)	3.408
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	68,9
Preço médio da venda de gás <sup>1</sup> (US\$/MMBTU)	6,9

<sup>1</sup> Inclui as operações *intercompany*

Brent médio	74,7
Dólar médio	5,84
Fator de conversão MMBTU para m <sup>3</sup>	26,808
Fator de conversão m <sup>3</sup> 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/MMBTU<sup>5</sup>. 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

<sup>5</sup> 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.

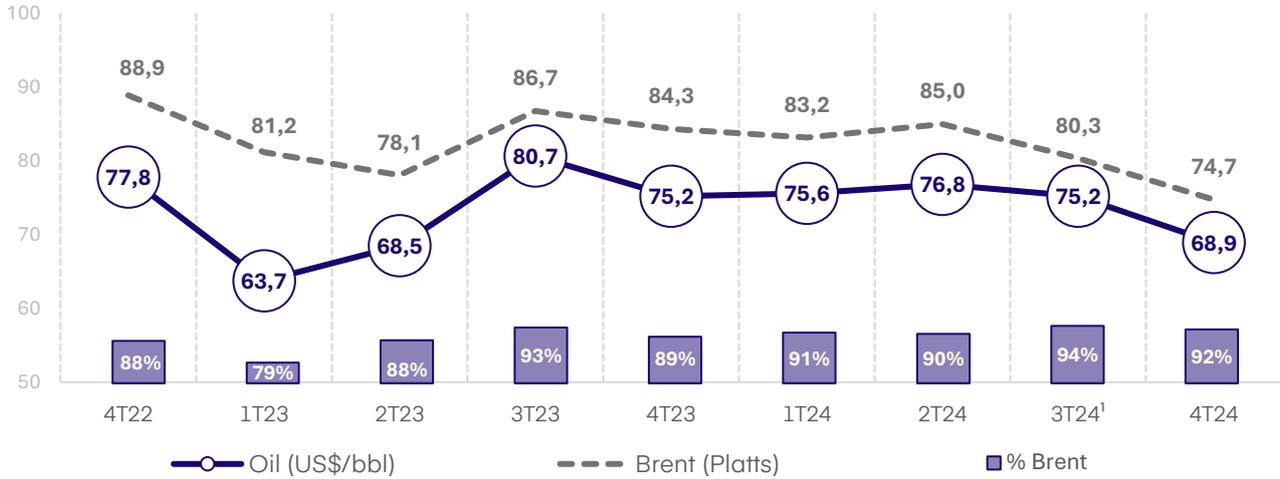
Os Campo de Papa-Terra e Manati não registraram resultado comercial durante o 4T24, impactados pela parada programada de produção em ambos os ativos.

Os gráficos<sup>6</sup> 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.

---

<sup>6</sup> 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.

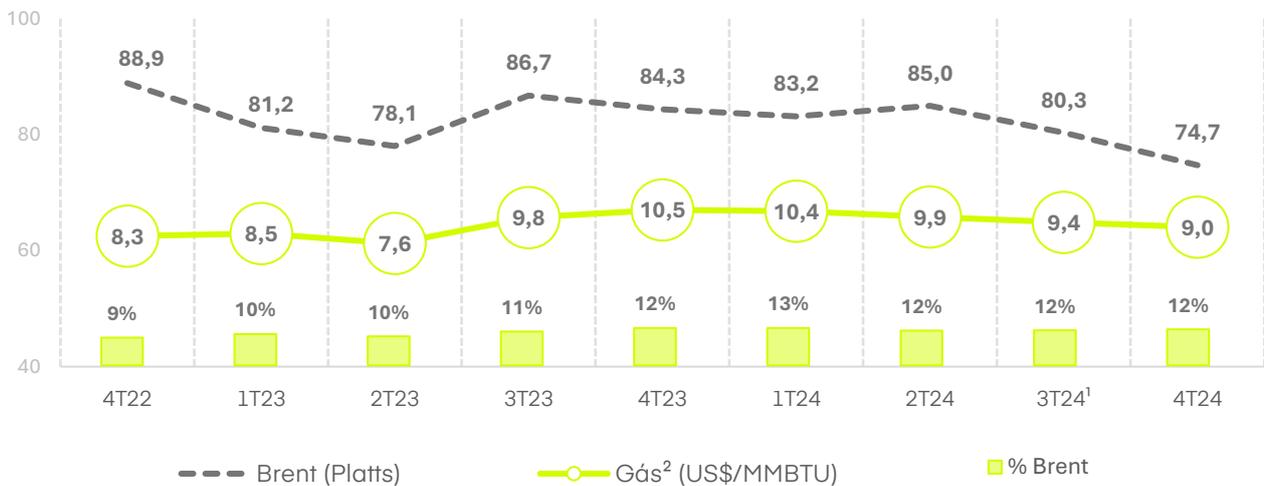
**Preço Médio de Venda do Petróleo (US\$/bbl)**



<sup>1</sup> 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 Terceiros<sup>2</sup>**



<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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.

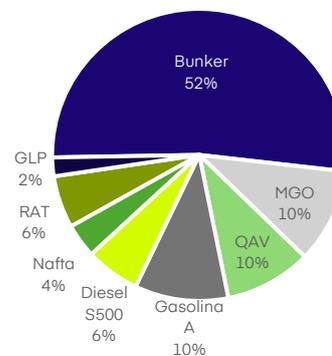
O Terminal desempenha um papel essencial na estrutura integrada no Rio Grande do Norte, pois, além da rede de dutos e estrutura para modal rodoviário, permite à Companhia comercializar seus produtos e de terceiros de forma independente, bem como serve de via de entrada para derivados e insumos utilizados 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 participações<sup>7</sup> 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%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>448,2</b>	<b>2,0</b>	<b>-</b>	<b>(14,5)</b>	<b>435,8</b>	<b>633,9</b>	<b>-31,3%</b>	<b>477,6</b>	<b>-8,7%</b>	<b>2.775,8</b>	<b>2.040,7</b>	<b>36,0%</b>
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)	-
<b>Lucro Operacional</b>	<b>193,6</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(14,5)</b>	<b>169,4</b>	<b>563,1</b>	<b>-69,9%</b>	<b>1.078,7</b>	<b>0,2x</b>	<b>2.611,1</b>	<b>1.280,6</b>	<b>2,0x</b>
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
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>(1.366,8)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(172,0)</b>	<b>(70,6)</b>	<b>(1.615,7)</b>	<b>638,1</b>	<b>-</b>	<b>842,3</b>	<b>-</b>	<b>(1.695,2)</b>	<b>525,6</b>	<b>-</b>
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)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(907,1)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(39,9)</b>	<b>(74,8)</b>	<b>(1.028,1)</b>	<b>474,7</b>	<b>-</b>	<b>498,3</b>	<b>-</b>	<b>(1.132,6)</b>	<b>379,8</b>	<b>-</b>
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%
<b>EBITDA</b>	<b>411,2</b>	<b>7,9</b>	<b>3,1</b>	<b>(27,0)</b>	<b>395,2</b>	<b>980,9</b>	<b>-69,7%</b>	<b>1.620,9</b>	<b>-76,6%</b>	<b>4.495,1</b>	<b>2.566,6</b>	<b>1,8x</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>32,3%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20,3%</b>	<b>43,1%</b>	<b>-22,8 p.p.</b>	<b>73,9%</b>	<b>-53,6 p.p.</b>	<b>44,5%</b>	<b>36,6%</b>	<b>7,9 p.p.</b>
Ajustes não recorrentes	111,2	-	(1,1)	-	110,1	(124,2)	-	(893,6)	-0,1x	(987,4)	(248,5)	4,0x
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>522,3</b>	<b>7,9</b>	<b>2,0</b>	<b>(27,0)</b>	<b>505,2</b>	<b>856,7</b>	<b>-41,0%</b>	<b>727,4</b>	<b>-30,5%</b>	<b>3.507,7</b>	<b>2.318,1</b>	<b>1,5x</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>41,0%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25,9%</b>	<b>37,6%</b>	<b>-11,7 p.p.</b>	<b>33,2%</b>	<b>-7,2 p.p.</b>	<b>34,7%</b>	<b>33,1%</b>	<b>1,7 p.p.</b>

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.

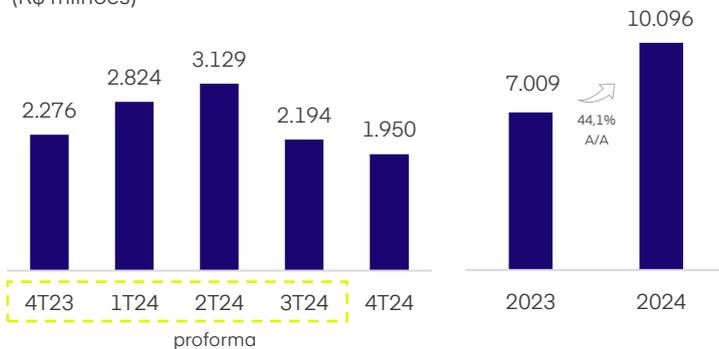
<sup>7</sup> Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

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 líquida<sup>8</sup> 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)



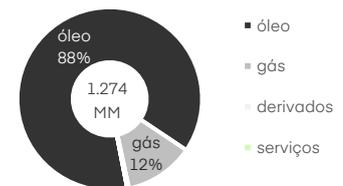
Composição da Receita Líquida 4T24  
(R\$ milhões)



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).

<sup>8</sup> (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.

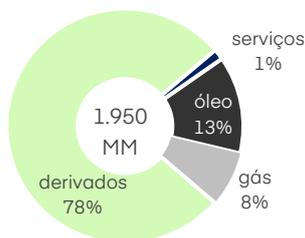
O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.542,0 milhões no 4T24, aumento de 2,6x (161,0%) A/A e +0,3% T/T, sendo: (i) R\$ 1.508,6 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 33,4 milhões referentes à prestação de serviços.

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&amp;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<sup>o</sup> 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

<sup>o</sup> 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 milhões<sup>10</sup>), 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.

<sup>10</sup> Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 6,19.

<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento
<b>NDF</b>				<b>Collar</b>		Put	Call
	170	\$ 76,7	1T25		948	\$ 53,6	\$ 96,1
	22	\$ 74,5	2T25		1.224	\$ 54,9	\$ 91,6
	-	-	-		585	\$ 65,5	\$ 86,1
	-	-	-		825	\$ 57,5	\$ 88,2
	-	-	-		815	\$ 61,2	\$ 85,1
	-	-	-		425	\$ 60,9	\$ 87,7
<b>Total</b>	<b>192</b>	<b>\$ 76,4</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>4.822</b>	<b>\$ 58,0</b>	<b>\$ 89,8</b>

## 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

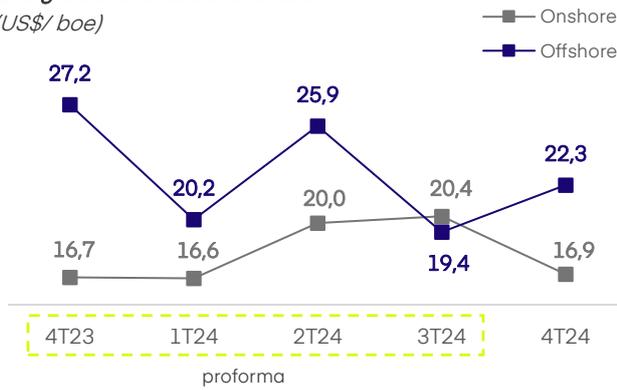
A Companhia encerrou o quarto trimestre proforma com prejuízo líquido consolidado de R\$ 1.028,1 milhões (US\$ 176,1 milhões), comparado ao lucro líquido proforma de R\$ 474,7 milhões (US\$ 95,8 milhões) no mesmo período do ano anterior (4T23), e lucro líquido de R\$ 498,3 milhões (US\$ 89,9 milhões) 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*.

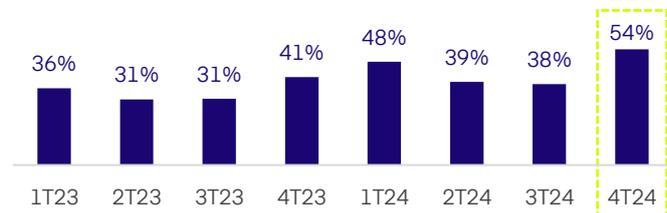
No trimestre, os ajustes não-recorrentes somaram R\$110,1 milhões (US\$ 18,9 milhões) no EBITDA sendo: (i) R\$ 114,3 milhões referentes ao aluguel de sonda *offshore* não utilizada e desmobilização de sondas *onshore* durante o período, conforme supracitado, (ii) ajustes de R\$ 28,7 milhões referentes 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.

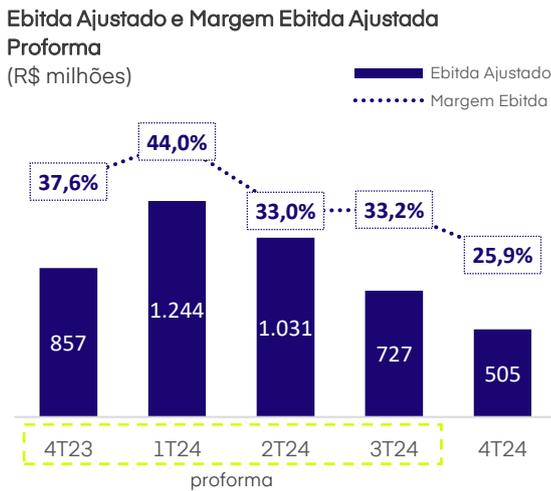
Os ativos de Papa-Terra, Atlanta e Manati tiveram restrições relevantes de produção durante o 4T24, conforme explicações apresentadas nas seções anteriores, e com isso contribuíram negativamente em R\$ 138,1 milhões para o resultado do EBITDA no 4T24. Nesse contexto, com a retomada da produção em Papa-Terra 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)





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 milhões<sup>11</sup>) 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

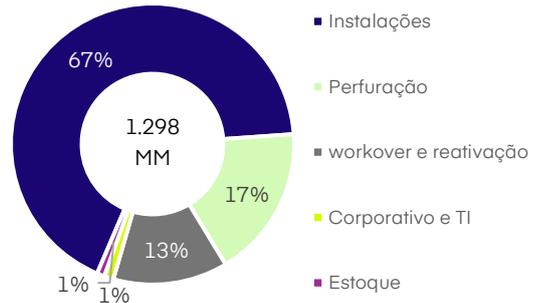
<sup>11</sup> Considerado o dólar médio do período de 5,84.

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.

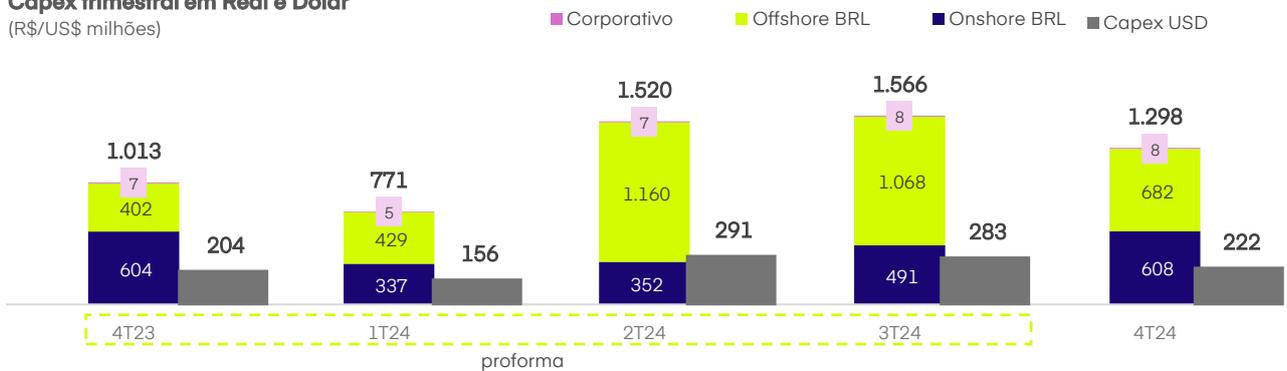
Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 4T24 foi direcionado para: (i) R\$ 876,2 milhões em projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, representando 67% do total registrado no período, dos quais R\$ 393,5 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta 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%.

**Capex por atividade 4T24**



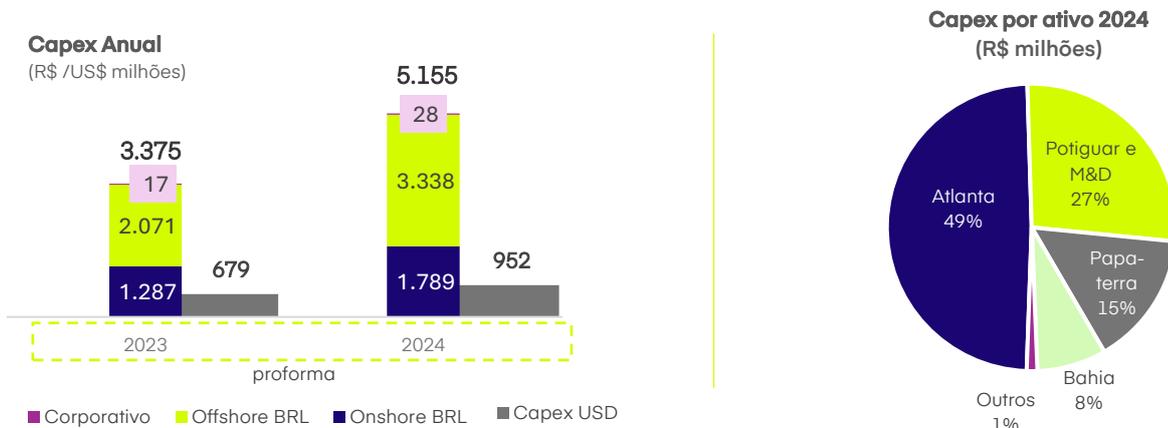
Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.244,5 milhões do capex aplicados no 4T24 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 45,7 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 8,1 milhões foi consumida no segmento corporativo.

**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 milhões<sup>12</sup>), 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

<sup>12</sup> 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.

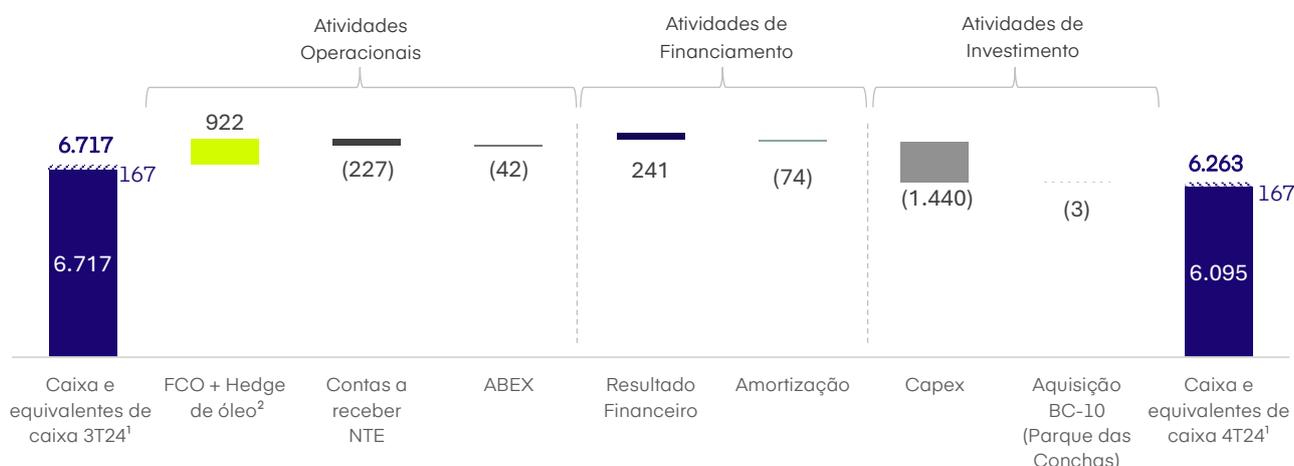
As atividades de financiamento consumiram R\$ 167,2 milhões e contemplam: (i) R\$ 410,5 milhões de rendimentos de aplicações financeiras, sendo R\$ 285,2 referente ao fundo cambial (variação cambial), (ii) R\$ 365,6 milhões de pagamentos de juros, (iii) R\$ 205,0 milhões de resultado líquido positivo 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)

▨ Ações em tesouraria



<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 Potiguar<sup>13</sup>.

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 abaixo<sup>14</sup>. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

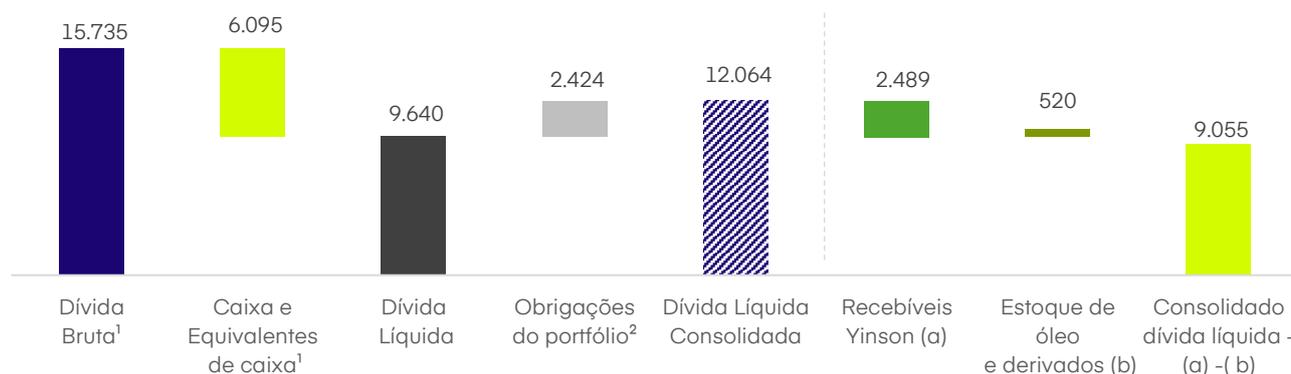
No encerramento de 4T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 2.423,8 milhões (US\$ 391,4 milhões), +37,9% T/T, ou US\$ 391,4 milhões, +21,3% T/T, esse resultado é justificado pela inclusão da obrigação referente à aquisição de Parque das Conchas (BC-10) em 30 de dezembro de 2024, e atualização 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
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>448</b>	<b>108</b>	<b>94</b>	<b>290</b>	<b>940</b>	<b>784</b>	<b>461</b>	<b>119</b>	<b>120</b>	<b>2.424</b>
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)



<sup>1</sup>A 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).

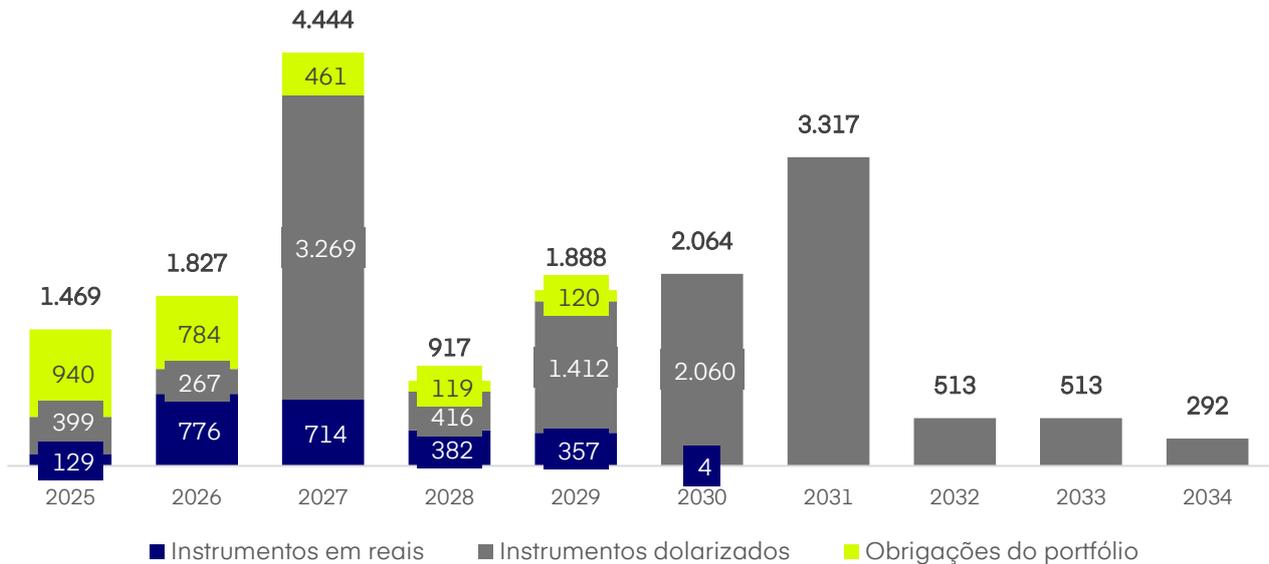
<sup>13</sup> Dívida assumida pela Enauta Energia em dezembro de 2024 como parte da reorganização societária da Companhia.

<sup>2</sup> 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 Amortização<sup>15</sup>**

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve aprovação de anuência prévia (*wavier*) 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.

<sup>15</sup> 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 asseguuração 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 Potiguar	Complexo Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Peróá	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%	
<b>Luoro Bruto</b>	<b>416,5</b>	<b>75,0</b>	<b>-</b>	<b>(31,5)</b>	<b>27,0</b>	<b>(38,7)</b>	<b>448,2</b>	<b>2,0</b>	<b>-</b>	<b>(14,5)</b>	<b>435,8</b>	<b>633,9</b>	<b>-31,3%</b>	<b>477,6</b>	<b>-8,7%</b>	<b>2.775,8</b>	<b>2.040,7</b>	<b>36,0%</b>	
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)	-	
<b>Luoro Operacional</b>	<b>343,1</b>	<b>38,1</b>	<b>(99,2)</b>	<b>(64,2)</b>	<b>19,9</b>	<b>(44,1)</b>	<b>193,6</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(14,5)</b>	<b>169,4</b>	<b>563,1</b>	<b>-69,9%</b>	<b>1.078,7</b>	<b>0,2x</b>	<b>2.611,1</b>	<b>1.280,6</b>	<b>2,0x</b>	
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	
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>(710,7)</b>	<b>16,4</b>	<b>(197,6)</b>	<b>(391,9)</b>	<b>(27,6)</b>	<b>(55,5)</b>	<b>(1.366,8)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(172,0)</b>	<b>(70,6)</b>	<b>(1.615,7)</b>	<b>638,1</b>	<b>-</b>	<b>842,3</b>	<b>-</b>	<b>(1.595,2)</b>	<b>525,6</b>	<b>-</b>	
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)	-	
<b>Luoro Líquido</b>	<b>(475,3)</b>	<b>18,1</b>	<b>(123,2)</b>	<b>(243,6)</b>	<b>(27,6)</b>	<b>(55,5)</b>	<b>(907,1)</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(39,9)</b>	<b>(74,8)</b>	<b>(1.028,1)</b>	<b>474,7</b>	<b>-</b>	<b>498,3</b>	<b>-</b>	<b>(1.132,6)</b>	<b>379,8</b>	<b>-</b>	
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%	
<b>EBITDA</b>	<b>462,7</b>	<b>93,8</b>	<b>(98,7)</b>	<b>(42,9)</b>	<b>32,8</b>	<b>(36,6)</b>	<b>411,2</b>	<b>7,9</b>	<b>3,1</b>	<b>(27,0)</b>	<b>395,2</b>	<b>980,9</b>	<b>-59,7%</b>	<b>1.620,9</b>	<b>-75,6%</b>	<b>4.495,1</b>	<b>2.566,6</b>	<b>1,8x</b>	
<b>Margem EBITDA</b>	<b>53,9%</b>	<b>41,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>47,6%</b>	<b>-</b>	<b>32,3%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20,3%</b>	<b>43,1%</b>	<b>-22,8 p.p.</b>	<b>73,9%</b>	<b>-53,6 p.p.</b>	<b>44,5%</b>	<b>36,6%</b>	<b>7,9 p.p.</b>	
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	
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>504,7</b>	<b>122,9</b>	<b>(18,3)</b>	<b>(79,3)</b>	<b>32,8</b>	<b>(40,5)</b>	<b>522,3</b>	<b>7,9</b>	<b>2,0</b>	<b>(27,0)</b>	<b>505,2</b>	<b>856,7</b>	<b>-41,0%</b>	<b>727,4</b>	<b>-30,5%</b>	<b>3.507,7</b>	<b>2.318,1</b>	<b>1,5x</b>	
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>58,7%</b>	<b>54,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>47,6%</b>	<b>-</b>	<b>41,0%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25,9%</b>	<b>37,6%</b>	<b>-11,7 p.p.</b>	<b>33,2%</b>	<b>-7,2 p.p.</b>	<b>34,7%</b>	<b>33,1%</b>	<b>1,7 p.p.</b>	

## Anexo II – Tabela Produção

Portfólio	1T24	2T24	3T24	4T24	2024	jan/25	fev/25
<b>Produção Total Bruta   kboe/d <sup>(1)</sup></b>	<b>72,1</b>	<b>59,6</b>	<b>51,7</b>	<b>39,4</b>	<b>55,7</b>	<b>67,6</b>	<b>73,9</b>
<b><i>Onshore</i></b>	<b>34,4</b>	<b>34,1</b>	<b>32,4</b>	<b>34,1</b>	<b>33,7</b>	<b>32,9</b>	<b>35,4</b>
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
<b><i>Offshore</i></b>	<b>37,7</b>	<b>25,5</b>	<b>19,3</b>	<b>5,2</b>	<b>21,9</b>	<b>34,7</b>	<b>38,4</b>
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