

# BRAVA

Divulgação de  
Resultados

3T25



## Resultados | 3T25

Rio de Janeiro, 5 de novembro de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao terceiro trimestre de 2025 (3T25), comparados aos resultados proforma<sup>1</sup> do 3T24, que refletem a combinação dos negócios da antiga 3R Petroleum e da Enauta.

Indicadores Consolidados – (3T25 vs. 3T24 Proforma e 2T25)	3T25	3T24 proforma	Δ A/A	2T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	(2,7%)
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.299,6	727,4	78,7%	1.330,2	(2,3%)
Margem EBITDA Ajustada	42,5%	33,2%	+9,3 p.p.	42,3%	+0,2p.p.
Produção Média Total <sup>1</sup> (kboe/dia)	91,8	51,7	77,5%	85,9	6,9%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	73,4	41,2	78,1%	71,7	2,4%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	18,4	10,5	74,9%	14,2	29,8%
Preço médio da venda de óleo <sup>2</sup> (US\$/bbl)	61,9	75,2	(17,7%)	62,7	(1,3%)
Preço médio da venda de gás <sup>2</sup> (US\$/MMbtu)	6,4	7,3	(12,2%)	5,7	11,9%
Lifting Cost (incluindo afretamento) (US\$/boe)	15,7	20,0	(21,5%)	17,4	(9,6%)

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

### DESTAQUES DO 3T25 E EVENTOS SUBSEQUENTES

#### Destques operacionais: recordes de produção e eficiência

- A Brava atingiu novo recorde de produção trimestral, com 91,8kboe/d (+6,9% T/T), refletindo ganhos contínuos de eficiência em Atlanta e nas bacias do Recôncavo e Potiguar.
- Ganho de escala e eficiência operacional em Papa-Terra: durante os primeiros nove meses de 2025 o ativo apresentou os melhores níveis de eficiência desde sua aquisição em dezembro de 2022.
- A primeira operação de cabotagem de óleo produzido em Alagoas para refino no Polo Potiguar reforça a integração vertical e o caráter estratégico da infraestrutura de *downstream*.

#### Destques financeiros: evolução em todas as métricas e otimização da estrutura de capital

- 3º trimestre consecutivo de geração de caixa livre, suportado por um fluxo de caixa operacional<sup>2</sup> robusto (US\$ 251 mi no 3T25);
- Receita líquida recorde de US\$ 561 milhões no 3T25, +1,2% T/T;
- EBITDA Ajustado recorde de US\$ 239 milhões, margem recorde de 42,3% (+0,2 p.p. T/T).

<sup>1</sup> 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. Não há qualquer asseguarção por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída antes da data de incorporação (1º de agosto de 2024), assim como os dados 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).


<sup>2</sup> Fluxo de Caixa Operacional considera o *Hedge* de óleo (R\$ 15,3 milhões) e o saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) (R\$ 31,2 milhões), e desconsidera os custos de abandono (ABEX) realizados no período (R\$ 40,3 milhões). Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,32.



- **Lifting cost<sup>3</sup>** de US\$ 13,3/boe, menor da história da Companhia (-11,5% T/T).  
✓ Destaque para o segmento *offshore* com *lifting cost*<sup>4</sup> US\$ 11,0, -21% T/T e -18% A/A.
- Alavancagem caiu para 2,3x em US\$ (2,2x em R\$) no 3T25 vs. 3,1x em US\$ no 2T25, refletindo geração de caixa e redução de dívida líquida;
- G&A atingiu US\$ 3 por barril no 3T25, menor nível histórico para Companhia.
- Os resultados financeiros refletem a captura de sinergias e ganhos de eficiência pós-integração.

### Destaques Estratégicos e Corporativos

- **Governança e Estrutura Corporativa:** reorganização concluída, redução de diretoria, indicação de novo CFO/IRO e otimização da estrutura organizacional.
- **Portfólio e Ativos:** venda de 50% do *midstream* de gás no RN (US\$ 56 mi recebidos), com ganhos de eficiência e redução de custos.
- **Mercado de Capitais:** aprovação e estruturação do programa de ADR Nível 1 (registro na SEC previsto para novembro).
- A Brava encerra 2025 com estrutura mais simples, sólida e preparada para capturar oportunidades de crescimento rentável.

Conferência em português	Conferência em inglês
<b>06 de novembro de 2025 (quinta-feira)</b>	
<b>14:00 (BRT)</b>	<b>12:00 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 8913 7183	
Senha: 352177	
	
<b>Acesso à Conferência de Resultados 3T25:</b> <a href="#">Clique aqui</a>	

<sup>3</sup> Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,4/boe (consolidada Brava).

<sup>4</sup> Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 3,9/boe (*offshore*).

## Mensagem da Administração

A Brava encerrou o terceiro trimestre de 2025 consolidando avanços operacionais e estratégicos relevantes, reflexo dos esforços de integração e eficiência iniciados na criação da Companhia e intensificados ao longo do ano. Renovamos nossos patamares de produção e desempenho financeiro, evidenciando a robustez do nosso modelo de negócios.

No âmbito operacional, registramos mais um recorde de produção trimestral, atingindo 92 mil boe/d, um aumento de 7% em relação ao trimestre anterior. Esse resultado foi suportado por ganhos contínuos de eficiência em todo portfólio, com destaque para Atlanta, Recôncavo e Potiguar, que registraram os maiores patamares de produção trimestral sob gestão da Brava, e Papa-Terra, onde entregamos os melhores níveis de eficiência operacional para o ativo desde sua aquisição em dezembro de 2022. Esse ganho de eficiência resultou no menor nível de *lifting cost* da história da Companhia, que atingiu US\$ 13/boe (sem considerar afretamento), uma redução de mais de 12% quando comparado ao 2T25.

Ainda no âmbito das operações, após assumirmos a operação do Terminal Aquaviário de Guamaré, no 2T25, realizamos com sucesso a primeira operação de cabotagem de óleo entre Alagoas e o Polo Potiguar, reforçando nossa capacidade de integração vertical, a importância estratégica da infraestrutura de *downstream* e a força de um portfólio diversificado.

Esses avanços operacionais se traduziram em resultados financeiros recordes. A Receita Líquida atingiu US\$ 561 milhões e o EBITDA somou US\$ 239 milhões, com destaque para a margem de 52% no segmento *upstream*. Nesse contexto, entregamos mais um trimestre com forte fluxo de caixa operacional, confirmando a capacidade da companhia de gerar caixa e reduzir dívida líquida, mesmo em cenários macroeconômicos desafiadores. Essa combinação de fatores, culminou em uma queda expressiva da alavancagem no período, que saiu de 3,4x no 1T25 para 2,3x em dólares (2,2x em reais) no 3T25. Ainda no âmbito financeiro, concluímos as principais iniciativas de curto prazo voltadas à otimização da estrutura de capital ("*liability management*"), à redução do custo da dívida e a eficiência fiscal, incluindo: (i) o pré-pagamento das dívidas com maior custo na estrutura da Companhia; (ii) a monetização dos recebíveis vinculados ao FPSO Atlanta, e (iii) a organização da estrutura de subsidiárias.

Como evento subsequente ao trimestre, concluímos a reorganização da nossa estrutura corporativa, com redução da Diretoria, nomeação de novo CFO/DRI e otimização da estrutura de liderança gerencial da Companhia. Essa iniciativa tem o objetivo de simplificar e otimizar processos, fortalecer a governança corporativa e aprimorar ainda mais a integração entre áreas, além de colaborar para a contínua evolução da eficiência de custos: as despesas gerais e administrativas (G&A) atingiram US\$ 3 por barril no trimestre, o menor nível histórico desde a criação da Brava.

Por fim, gostaríamos de agradecer todos os *stakeholders* da Companhia, especialmente nossas equipes. Somos movidos pelo sentimento de dono e a evolução em todos os aspectos do negócio, observada ao longo de 2025, está intrinsecamente relacionada à intensa dedicação dos colaboradores da Brava. Trabalhamos diariamente para fomentar uma cultura de resultados e temos muito orgulho de ter construído uma Companhia com relevância no setor e que, de forma consistente, apresenta resultados robustos em um curtíssimo espaço de tempo. Encerramos o 3T25 como uma Companhia mais enxuta, eficiente e preparada para capturar oportunidades de crescimento rentável, reafirmando nosso compromisso com a sustentabilidade, a segurança nas operações e a geração de valor para os nossos acionistas.

### Administração da Brava Energia

## ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava mantém seu compromisso com a adoção e o aprimoramento contínuo das suas práticas ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG), reconhecendo esses pilares como fundamentais para a execução de sua estratégia de longo prazo e para a geração de valor de forma sustentável. A execução desse compromisso conta com o suporte integrado do Conselho de Administração e das diversas áreas da Companhia, o que reforça o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

No 3T25, a Companhia concluiu a asseguuração externa do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pela *Totum Institute*, consolidando o compromisso com a transparência e a confiabilidade dos dados reportados. Ainda no trimestre, foi finalizado e publicado o primeiro relatório da Brava no CDP (*Carbon Disclosure Project*), abrangendo os temas de Água e Clima, o que marca um avanço significativo no alinhamento da Companhia a padrões internacionais de reporte e gestão ambiental.

O trimestre também foi marcado pela realização de auditorias internas e externas e das manutenções e certificações ISO, o que reforça o compromisso da Brava em atender aos mais altos padrões de conformidade e qualidade operacional. Além disso, a Companhia segue em curso seu projeto de diagnóstico e adequação às normas internacionais de reporte de sustentabilidade IFRS S1 e S2, com foco em fortalecer a governança de dados e aprimorar o mapeamento de processos e controles internos relacionados a temas materiais.

A Brava atua com o princípio de Segurança em primeiro lugar, que orienta todas as suas decisões e práticas operacionais. Em agosto, foi realizado um simulado de resposta a emergências em Peroá, com a participação de analistas do IBAMA. A atividade teve como objetivo testar e demonstrar a capacidade de resposta da Companhia a eventuais incidentes, mobilizando sua estrutura organizacional e os recursos de contingência disponíveis. Ainda no mesmo mês, ocorreu o primeiro Encontro de Segurança com Fornecedores *Offshore*, no qual foram apresentados os resultados do primeiro ano de operações e reforçada a importância do trabalho conjunto entre a Brava e seus parceiros estratégicos. O evento também promoveu a troca de boas práticas sobre liderança, transparência, confiança e a melhoria contínua das ferramentas de segurança utilizadas.

A Brava destaca ainda o início das atividades da 3ª fase do “Plano de Avaliação e Revisão da Mitigação de Impactos Socioambientais (PARMIS)”, que envolve o detalhamento de três Programas do Plano Macro das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, a saber: Programa Macrorregional de Segurança Territorial de Comunidades Pesqueiras; Programa Macrorregional Observatório da Dinâmica da Indústria Petrolífera e Programa Macrorregional de Formação Continuada. O PARMIS visa o aprimoramento dos Programas destinados à mitigação de impactos socioeconômicos quando do licenciamento ambiental da instalação e operação de empreendimentos marítimos de produção de petróleo e gás, de forma a contribuir com a consolidação do Plano Macro e com a gestão ambiental pública.

Ainda no terceiro trimestre de 2025, a Brava Energia ampliou sua atuação como parceira de iniciativas sociais, com foco em educação, capacitação e fortalecimento do relacionamento comunitário nos territórios onde está presente, contribuindo para o desenvolvimento local e a promoção do bem-estar coletivo.

A Companhia manteve o apoio a iniciativas culturais e esportivas que promovem inclusão e qualidade de vida, com destaque para o projeto Academia Jovem Concertante, realizado no Rio Grande do Norte. A iniciativa levou a música clássica a espaços públicos e educativos, reforçando o compromisso da Brava com a democratização do acesso à cultura. Da mesma forma, o patrocínio à Corrida das

Estações, com etapas na Bahia e no Rio de Janeiro, à Eco Run Mossoró, no Rio Grande do Norte, e à BRAVA Travessia de Copa, na Praia de Copacabana, incentiva a prática de esportes e a integração entre colaboradores e comunidades locais.

Em parceria com a ONG Junior Achievement (JA Bahia), foram realizados os aulões do projeto Super ENEM, beneficiando 760 estudantes do ensino médio nos municípios de Catu e Candeias, com o objetivo de ampliar o acesso à educação e apoiar a preparação para o Exame Nacional do Ensino Médio (ENEM). Ainda com a JA Bahia, foi concluído o projeto Trilha de Aprendizagem 2025, que impactou 120 jovens por meio de 320 experiências educativas voltadas à inserção no mercado de trabalho e ao desenvolvimento de competências para o futuro.

No eixo de relacionamento comunitário e educação ambiental, o Programa INTERAGIR promoveu mais de 150 ações, alcançando cerca de 3.700 pessoas. Entre os destaques estão a implantação e acompanhamento de três Sistemas Agroflorestais, a realização da 5ª Feira Comunitária de Mapele, e uma ação de limpeza de mangue na Ilha de Maré. Essas iniciativas reafirmam o compromisso da Brava com o desenvolvimento sustentável, promovendo inclusão social, valorização cultural e melhoria da qualidade de vida nas comunidades onde atua.

Em linha com os pilares de governança e integridade, a Companhia realizou treinamentos de compliance voltados à força operacional do Rio Grande do Norte e da Bahia, reforçando a importância da conduta ética, do cumprimento das normas internas e da prevenção de riscos legais e reputacionais. Essas ações contribuem para o fortalecimento da cultura corporativa e a disseminação dos valores de integridade e responsabilidade em todos os níveis da organização.

No campo da diversidade e cultura organizacional, a Brava aprimorou seu Programa de Jovens Aprendizes, voltado exclusivamente para mulheres negras, com o objetivo de promover a inserção profissional e o desenvolvimento social desse público. A partir de agosto, o programa passou a contar com o acompanhamento de um(a) psicólogo(a) e um(a) assistente social, oferecendo suporte emocional e social às participantes, além de contribuir para o fortalecimento da autoestima, da saúde mental e da autonomia pessoal.

## Desempenho Operacional

A seguir, são apresentados os resultados operacionais da Brava, com base no *portfólio* atual da Companhia, composto pelos segmentos *upstream* (*onshore* e *offshore*) e *downstream*.

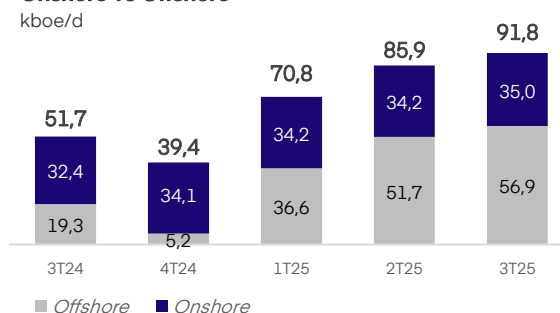
Resultados Operacionais		1T25	2T25	3T25	T/T
Brent Médio <sup>1</sup>	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	1,8%
Preço venda óleo <sup>2</sup>	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	(1,3%)
Preço venda gás <sup>2</sup>	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	11,3%
Dólar médio	-	5,85	5,67	5,45	(3,8%)
Dólar <i>EoP</i>	-	5,74	5,46	5,32	(2,5%)
<b>Upstream</b>					
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	6,9%
<i>Onshore</i>	kboe/d	34,2	34,2	35,0	2,2%
<i>Offshore</i>	kboe/d	36,6	51,7	56,9	10,1%
Óleo	kbbbl/d	58,5	71,7	73,4	2,4%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	29,7%
	MMm <sup>3</sup> /d	1.956,3	2.255,4	2.925,9	
Volume venda Óleo <sup>2</sup>	MMbbl	5,2	6,3	6,3	0,1%
Volume venda Gás <sup>2</sup>	MMm <sup>3</sup>	132,7	187,2	237,8	27,1%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	4,4%
<b>Downstream</b>					
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	(3,9%)

(1) Fonte: *Dated Brent (Platts)*; (2) Inclui as operações intercompany.

### Upstream

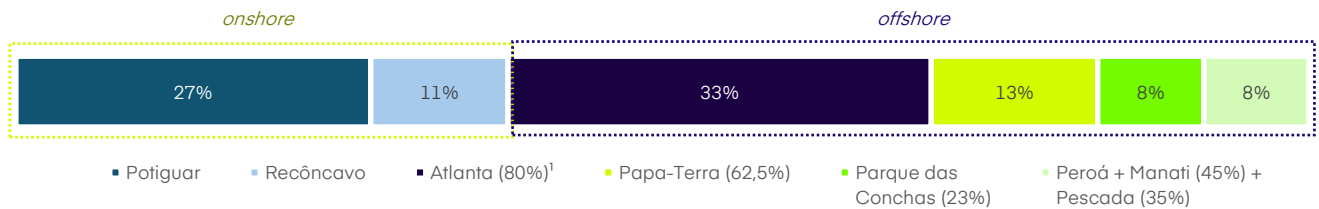
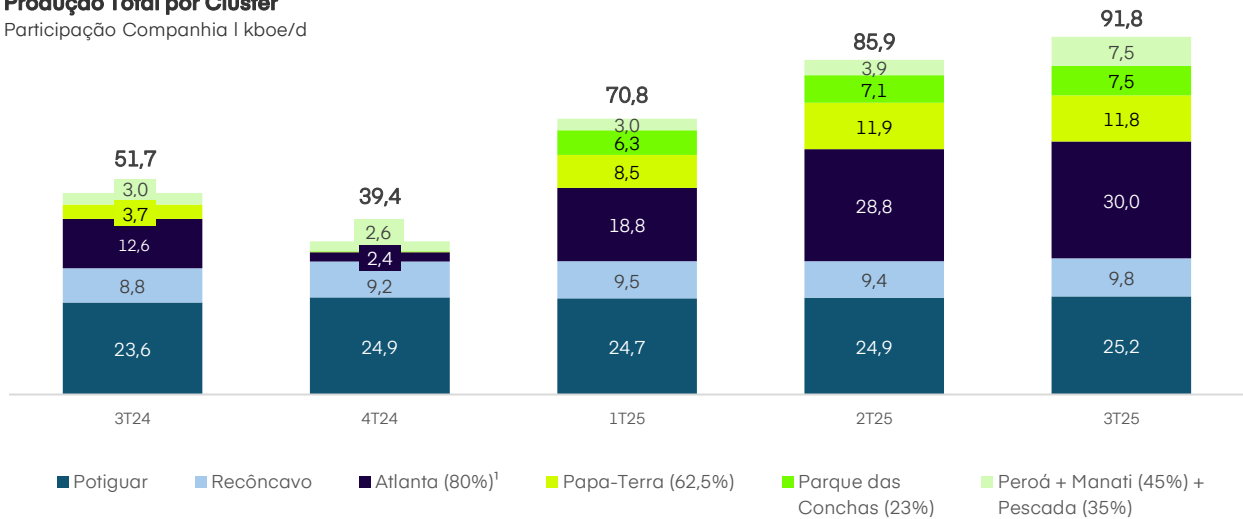
A Brava renovou pelo terceiro trimestre consecutivo o seu recorde de produção trimestral, alcançando média diária de 91,8 mil boe no 3T25, +77,5% em relação ao 3T24 e +6,9% frente ao 2T25. Esse resultado reflete a evolução do segmento *offshore* e a eficiência operacional do segmento *onshore*, com ambos os segmentos alcançando recorde trimestral de produção no 3T25.

#### Onshore vs Offshore



**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.

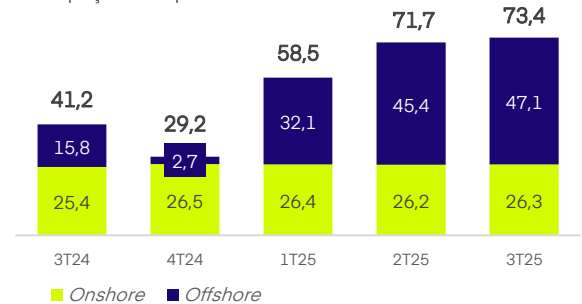
**Óleo**

A produção média diária de óleo alcançou **73,4 mil barris (bbl/d) no 3T25**, +78,2% A/A e +2,4% T/T, representando 80% da produção média do período.

O resultado no 3T25 é explicado pelo: (i) aumento da produção em Atlanta, decorrente da conexão dos poços 2H e 3H durante o trimestre, (ii) a resiliência da produção do segmento *onshore* e (iii) aumento de +5,6% T/T da produção em Parque das Conchas.

**Produção de Óleo | Onshore vs Offshore**

Participação Companhia | kbb/d

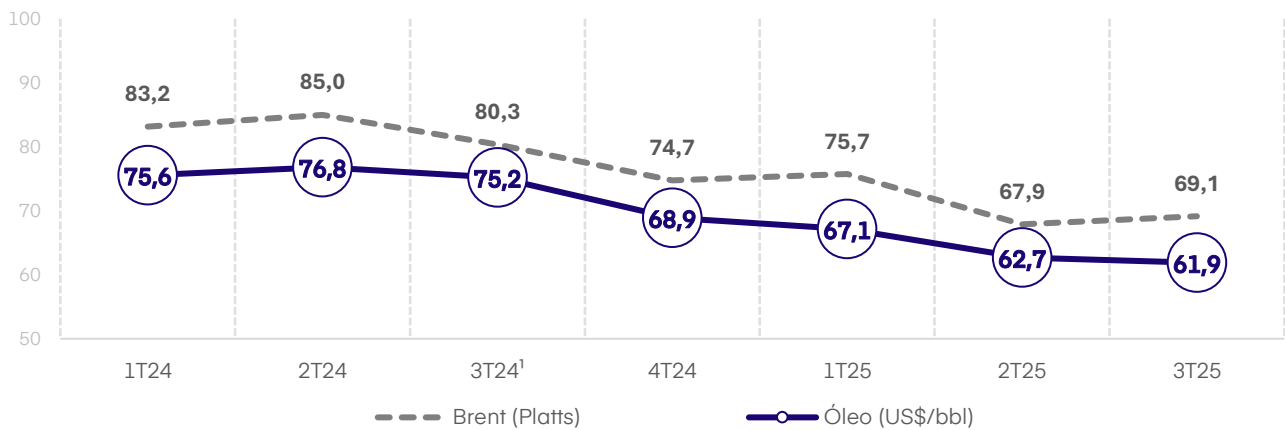


Durante o 3T25, a Companhia realizou a venda de **6.342 mil barris de óleo (bbl)**, +0,1% T/T, a um preço médio de **US\$ 61,9/bbl**, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, o que representa 90% do valor de referência do *Brent*<sup>6</sup> médio do período. O desempenho comercial é justificado, principalmente: (i) pelo maior volume de óleo vendido de Parque das Conchas +47,0% T/T, (ii) pelo efeito da apreciação média do Brent no trimestre, +1,8%, parcialmente compensado (iii) pela redução do volume de óleo vendido em Papa-Terra, -12,0% T/T, devido à vazão reduzida na primeira quinzena de agosto para ajuste da operação de *offloading* e (iv) retração do câmbio médio no período, -3,8% T/T.

<sup>6</sup> Fonte: Platts (*brent* médio no 3T25 de 69,1).



**Preço Médio de Venda do Petróleo<sup>1</sup> (US\$/boe)**



<sup>1</sup> Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro. No 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

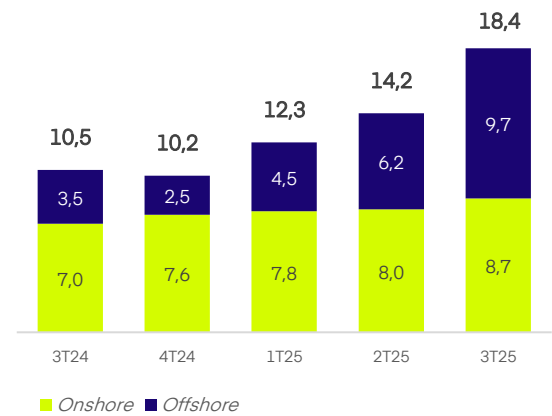
**Gás**

A produção média diária de gás atingiu 18,4 mil boe (2.926 mil m<sup>3</sup>/d) no 3T25, +74,9% A/A e +29,7% T/T, correspondente a 20% da produção média diária do período.

O desempenho no trimestre foi marcado: (i) pela contribuição de Manati ao longo de todo o trimestre, sendo este o primeiro trimestre completo com participação integral do campo desde a retomada da produção em maio, (ii) pelo incremento no segmento *onshore*, sendo + 17,9% T/T em Potiguar e +6,0% T/T em Recôncavo, em razão das melhorias implementadas nas instalações e da reativação de poços, e parcialmente compensado (iii) pela redução de volume em Peroá.

**Produção de Gás | Onshore vs Offshore**

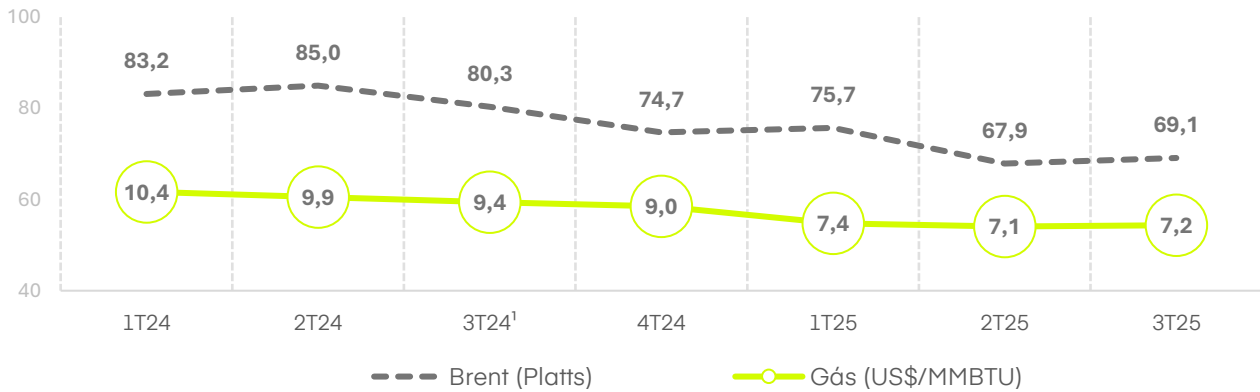
Participação Companhia | kboe/d



A venda de gás natural somou 8,9 milhões de MMBTU, +27,1% T/T, a um preço médio de US\$ 6,4/MMBTU<sup>6</sup>. Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 7,7 milhões de MMBTU de gás no 3T25, a um preço médio de US\$ 7,2/MMBTU, equivalente a 10,4% do valor de referência do *Brent* (medido em US\$ por MMBTU), estável quando comparado com o percentual de referência do *Brent* do trimestre anterior (T/T), devido a condições de precificação nos contratos firmes e maior volume de gás vendido em Manati.

<sup>6</sup> Os preços de venda de gás natural registrados em Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. Os preços de venda de gás natural do Recôncavo e de Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

**Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros<sup>2</sup> (US\$/MMBTU)**



<sup>1</sup> No comparativo histórico de 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

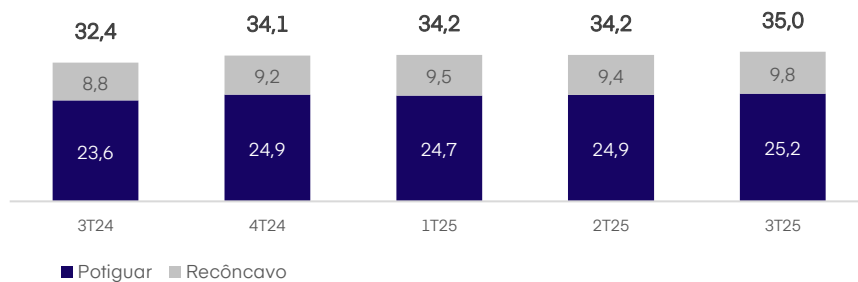
<sup>2</sup> Não considera a venda de gás *intercompany*.

**Onshore**

O segmento é formado pelos ativos (i) Potiguar, nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, e (ii) Recôncavo, no estado da Bahia. O 3T25 foi marcado pela renovação do recorde de produção trimestral, alcançando média diária de **35,0 mil boe**, +7,9% em relação ao 3T24 e +2,2% frente ao 2T25. O resultado reflete o aumento na produção de gás e a estabilidade na produção de óleo no período.

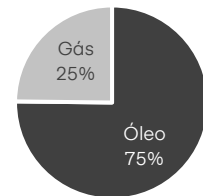
**Produção Onshore**

Portfólio Companhia | kboe/d



**Perfil da Produção Onshore**

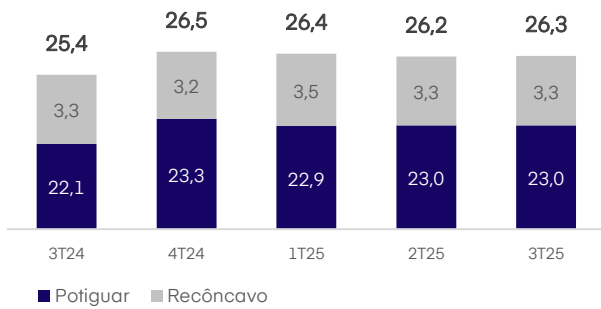
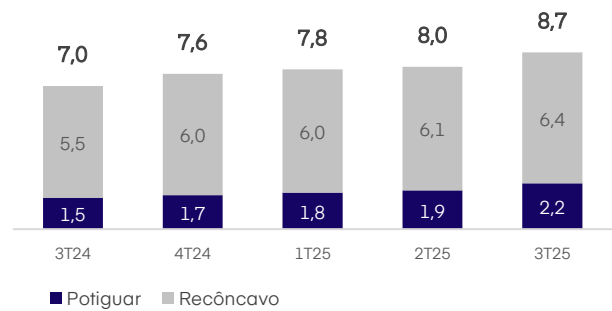
(3T25- boe/d)



Em termos comerciais, a venda de óleo do *onshore* somou 2.415 mil barris de óleo (bbl), +1,0% T/T, a um preço médio de US\$ 62,8/bbl, e a venda de gás totalizou 3,5 milhões de MMBTU, sendo:

- (i) Potiguar: com volume de venda de óleo de 2.111 mil bbl, +1,2% T/T, a um preço médio de US\$ 62,3/bbl, e venda de gás<sup>7</sup> *intercompany* de 1,0 milhão de MMBTU.
- (ii) Recôncavo: com volume de venda de óleo de 303 mil bbl, -0,6% T/T, a um preço médio de US\$ 65,9/bbl, e venda de gás, considerando *intercompany*, de 2,6 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 7,0/MMBTU.

<sup>7</sup> A produção de gás natural dos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar, que compõem o ativo Potiguar, não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

**Produção de Óleo**Portfólio *Onshore* Companhia | kbb/d**Produção de Gás**Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d

No *onshore*, as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por nove sondas. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 3T25, destaque para 151 *pullings*, 60 *workovers*, sete reativações e 46 abandonos.

Com o avanço dos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade realizado nos últimos trimestres, a maior parte do CAPEX planejado para os campos *onshore* nos próximos 18 meses está relacionada à manutenção da escala de produção, compensando o declínio natural esperado para esses campos, e a projetos piloto de recuperação terciária.

Desde o 1T25, a Companhia utiliza a flexibilidade de alocação de capital típica de companhias do segmento *onshore*, que optam por subcontratar a maior parte dos equipamentos e serviços de perfuração para postergar investimentos e preservar a geração de caixa em cenários mais voláteis de *Brent*. Nesse contexto, a Companhia deu sequência ao processo de desmobilização de sondas e encerrou o trimestre com sete sondas subcontratadas em operação, sendo cinco sondas de *workover* e duas sondas de *pulling*.

**Offshore**

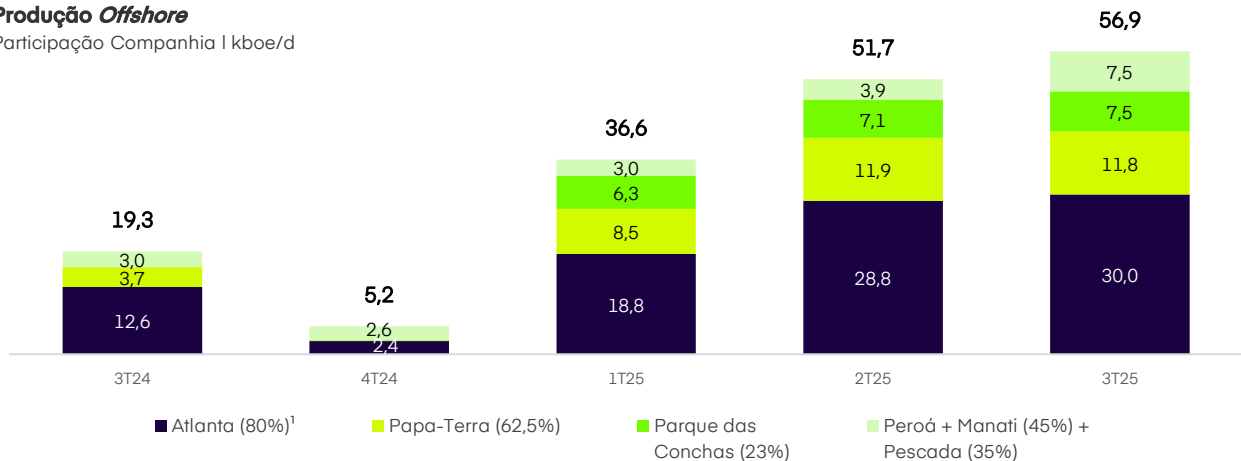
O segmento é composto pelos ativos (i) Atlanta<sup>8</sup> (80%), (ii) Papa-Terra (62,5%), (iii) Peroá, (iv) Parque das Conchas (23%), sendo operado pela Shell, (v) Manati (45%) e (vi) Pescada (35%), sendo ambos operados pela Petrobras. Os demais ativos são operados pela Brava.

No 3T25, a performance do segmento é explicada pela evolução da operação de Atlanta, com conclusão da conexão dos poços 2H e 3H, contribuição de Manati ao longo de todo o trimestre e aumento da produção em Parque das Conchas decorrente do melhor desempenho operacional, após a campanha da troca dos módulos de bombeio.

<sup>8</sup> Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

**Produção Offshore**

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.

**- Atlanta<sup>9</sup> (WI 80%)**

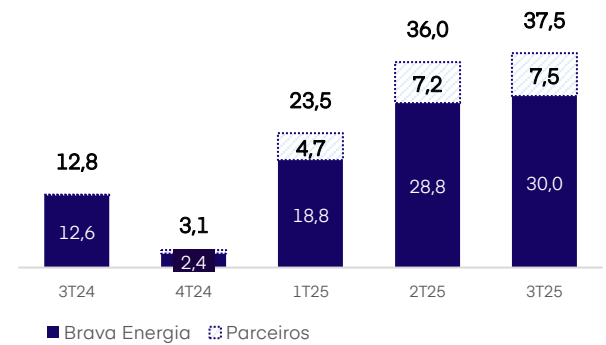
No terceiro trimestre de 2025, Atlanta renovou seu maior nível de produção trimestral desde o início da operação do campo, com registro de 37,5 mil boe/d para 100% do ativo, +2,9x A/A e +4,3% T/T. A performance é justificada pela operação do FPSO Atlanta através de seis poços produtores, após a conexão dos poços 2H e 3H em julho.

A Companhia iniciou, em agosto, uma etapa de ajustes operacionais e comissionamento de equipamentos no FPSO Atlanta, com conclusão prevista ao longo do 4T25. Paralelamente, a Companhia se prepara para implementação da Fase 2 de Atlanta, em que está previsto para dezembro o início das atividades da sonda de perfuração que realizará a campanha de perfuração de dois novos poços produtores.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.243 mil barris de óleo (bbl), -4,9% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 61,6/bbl. Esse resultado foi influenciado por fatores macroeconômicos que impactaram o preço de negociação da carga.

**Produção de Atlanta**

Participação Companhia | kboe/d



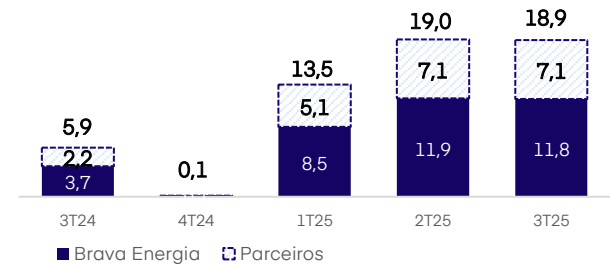
**- Papa-Terra<sup>10</sup> (WI 62,5%)**

No 3T25, Papa-Terra apresentou um desempenho consistente comparado ao trimestre anterior, -0,4% T/T, com registro de 18,9 mil boe/d para 100% do ativo.

O resultado do 3T25 reflete a continuidade da eficiência operacional observada desde o 2T25, com média de 91% ao longo do trimestre. Como consequência, o mês de julho registrou a maior produção desde agosto de 2021. Esse desempenho

**Produção de Papa-Terra**

Participação Companhia | kboe/d



<sup>9</sup> Considera participação de 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive. Até esta data, a Companhia detinha 100% de participação no ativo.

<sup>10</sup> 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 equivalentes a esta participação em um histórico proforma.



foi parcialmente compensado pela redução da produção na primeira quinzena de agosto, devido a ajustes na operação de *offloading*.

As atividades relacionadas à campanha de perfuração de dois novos poços em Papa-Terra avançaram durante o período, com destaque para as atividades de engenharia e licenciamento para os novos poços (PPT-52 e 53) e otimização dos sistemas de geração de energia, com foco na eficiência e preparação para a nova fase de produção.

Em relação às condições comerciais, considerando a parcela de 62,5% de Papa-Terra, no trimestre a venda de óleo correspondeu a 946 mil barris (bbl), -12,0% T/T, com um preço médio de US\$ 58,4/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pela renegociação do contrato de venda da carga, que resultou em condições mais favoráveis para a Companhia.

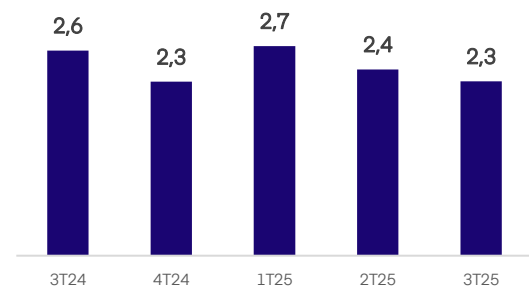
## • Peroá

No 3T25, a produção do campo foi impactada por ajustes nos sistemas de geração de energia, que afetaram a performance do ativo no período. A produção total no período alcançou 2,3 mil boe/d, redução de -12,1% A/A e de -5,1% T/T, sendo a produção média diária de gás de 2,2 boe (353 mil m<sup>3</sup>), -12,0% A/A e -5,5% T/T.

O ativo Peroá registrou a venda de óleo de 6,8 mil barris (bbl) a um preço médio de US\$ 72,3/bbl, e 2,6 milhões de MMBTU no 3T25, a um preço médio de US\$ 9,1/MMBTU, equivalente a 13,1% do valor de referência do *Brent*.

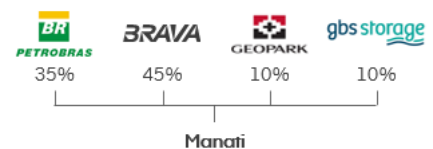
### Produção de Peroá

Participação Companhia | kboe/d



## • Manati (WI 45%)

A Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, sendo a Petrobras parceira e operadora com 35% de participação. Outras empresas detêm a parcela remanescente, conforme organograma ao lado.



Após a retomada da produção em maio de 2025, Manati voltou a operar em nível normalizado no 3T25. No terceiro trimestre, o ativo apresentou uma produção média diária de gás de 10,6 mil boe/d (1.679 mil m<sup>3</sup>/d) para 100% do ativo.

Nos aspectos comerciais, o ativo registrou a venda de gás de 2,4 milhões de MMBTU no 3T25, a um preço médio de US\$ 5,9/MMBTU, equivalente a 8,5% do valor de referência do *Brent*.

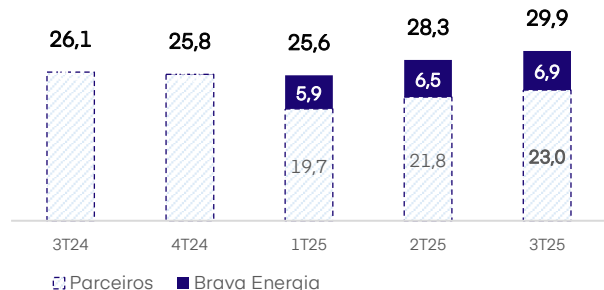
## • Parque das Conchas (WI 23%)

A produção de óleo no trimestre alcançou 29,9 mil bbl/d, +5,6% T/T, e a produção de gás atingiu 3,0 mil boe/d (450 mil m<sup>3</sup>/d), +13,5% T/T, totalizando 32,7 mil boe/d, +6,3% T/T para 100% do ativo. Esse resultado reflete a melhoria na eficiência operacional após a campanha da troca dos modelos de bombeio e a otimização na injeção de água do campo.

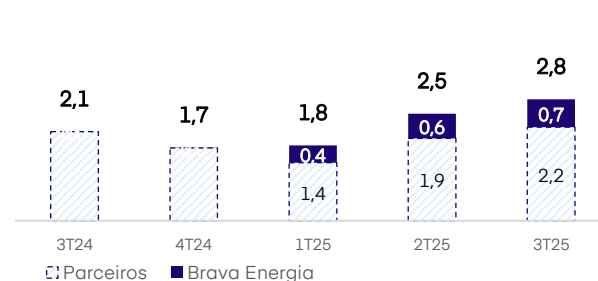
Em julho, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou o Acordo de Individualização da Produção ("AIP") da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte. O AIP é celebrado em situações nas quais as jazidas se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP.

A jazida compartilhada é composta principalmente pela área do Campo de Jubarte (97,25%), pela área não contratada representada pela União (1,89%) e pela área do Campo de Argonauta (0,86%), na qual a Companhia detém 23% de participação. Atualmente, as partes envolvidas negociam o ajuste financeiro relativo aos volumes produzidos até a data de início do AIP.

**Produção de Óleo | Parque das Conchas**  
kbb/d



**Produção de Gás | Parque das Conchas**  
kboe/d

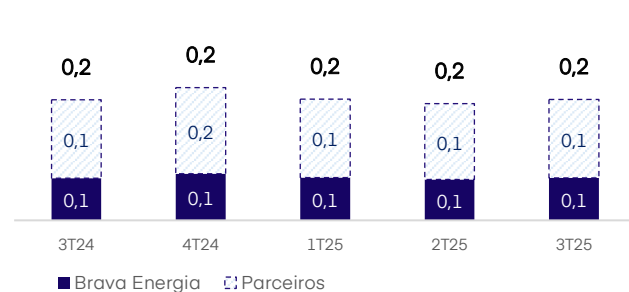


O ativo alcançou a venda de óleo de 724 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 64,2/bbl durante o terceiro trimestre de 2025.

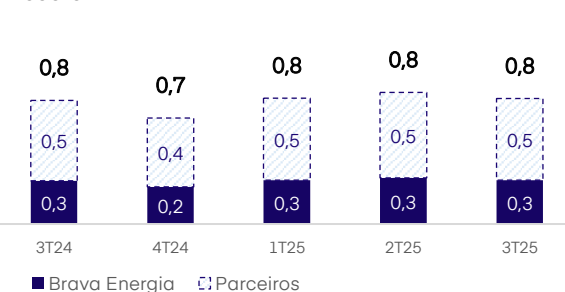
**- Pesca** (WI 35%)

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.

**Produção de Óleo | Pesca**  
kbb/d



**Produção de Gás | Pesca**  
kboe/d



O ativo de Pesca registrou a venda de 7 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 66,7/bbl no 3T25.

## Downstream

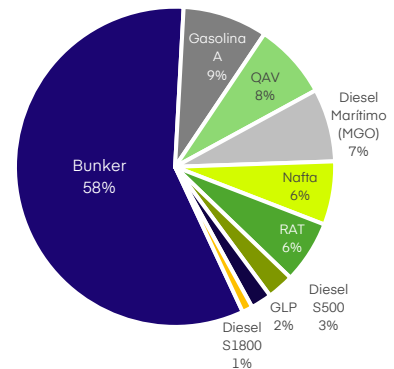
No 3T25, a Companhia realizou a venda de 3.100 mil barris de produtos derivados, -3,9% T/T. O desempenho no trimestre reflete (i) menor taxa de utilização da refinaria que atingiu FUT (Fator de Utilização) de 86,2% (-0,3 p.p. T/T) e (ii) menor comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (i) a participação de 58% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Gasolina A (+4% T/T) e (iii) menor nível de comercialização de MGO (-32% T/T) e Diesel S-500 (-7% T/T).

A Companhia atendeu a demanda do mercado local com a oferta de diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás líquido de petróleo), além de suprir a demanda nacional e internacional, por meio do terminal próprio, com *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal também foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel de baixo enxofre para *blend* (mistura) na refinaria. Importante destacar que o volume de derivados está diretamente relacionado à produção de óleo do Potiguar, ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Durante o terceiro trimestre, a Brava concluiu o processo de *closing* referente à venda de 50% da infraestrutura de *midstream* de gás localizada na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, para a PetroReconcavo. Com a operação, a Brava recebeu o montante de R\$ 296,7 milhões (US\$ 56 milhões), permanecendo como operadora dos ativos. A partir da assinatura do *closing*, a operação passou a ser regida por um *Joint Operating Agreement* (JOA) e contará com a constituição de um Comitê Operacional, responsável por estabelecer as diretrizes orçamentárias e metas de eficiência da infraestrutura conjunta.

**Detalhamento de Produtos Vendidos (%)**



## Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir os principais destaques financeiros do **terceiro trimestre de 2025 ("3T25")**, refletindo suas respectivas participações<sup>11</sup> nos ativos que compõem o portfólio da Companhia. A visão proforma tem como objetivo permitir a comparação com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso as operações tivessem sido concluídas antes desta data.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	3T25	3T24 Proforma	Δ A/A	2T25	Δ T/T	9M25	9M24 Proforma	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	933,9	1.530,6	1.297,5	-	(703,4)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	-2,7%	9.075,3	8.146,2	11,4%
Custo do Produto Vendido	(617,4)	(959,4)	(1.251,8)	-	666,8	(2.161,8)	(1.715,7)	26,0%	(2.076,0)	4,1%	(6.181,7)	(5.805,9)	6,5%
Royalties	(77,1)	(107,6)	-	-	-	(184,7)	(119,2)	54,9%	(186,1)	-0,7%	(556,3)	(459,4)	21,1%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>316,5</b>	<b>571,2</b>	<b>45,7</b>	<b>-</b>	<b>(36,6)</b>	<b>896,8</b>	<b>477,8</b>	<b>87,7%</b>	<b>1.066,3</b>	<b>-16,9%</b>	<b>2.893,6</b>	<b>2.340,3</b>	<b>23,6%</b>
Despesas G&A	(82,1)	(27,9)	(20,7)	(6,2)	-	(136,9)	(384,4)	-64,4%	(139,8)	-2,1%	(440,6)	(796,8)	-44,7%
Gastos Exploratórios	-	(16,2)	-	-	-	(16,2)	(16,5)	-2,0%	(15,3)	5,6%	(54,7)	(42,5)	28,6%
Outras receitas e despesas operacionais	(121,6)	(8,7)	300,2	(47,0)	-	123,0	1.001,8	-87,7%	(7,4)	-	38,2	940,9	-95,9%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>112,8</b>	<b>518,5</b>	<b>325,2</b>	<b>(53,1)</b>	<b>(36,6)</b>	<b>866,7</b>	<b>1.078,7</b>	<b>-19,7%</b>	<b>903,8</b>	<b>-4,1%</b>	<b>2.436,5</b>	<b>2.441,8</b>	<b>-0,2%</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(460,3)</b>	<b>842,4</b>	<b>-</b>	<b>1.530,6</b>	<b>-</b>	<b>2.325,1</b>	<b>20,7</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>120,7</b>	<b>498,4</b>	<b>-75,8%</b>	<b>1.049,1</b>	<b>-88,5%</b>	<b>1.998,9</b>	<b>(104,4)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Depreciação e Amortização	(199,5)	(440,0)	(18,1)	-	(20,4)	(678,1)	(532,3)	27,4%	(534,1)	27,0%	(1.659,6)	(1.627,3)	2,0%
Depreciação e Amortização G&A	(12,1)	(0,8)	(0,1)	(4,4)	0,5	(16,9)	(10,0)	69,0%	(14,9)	13,1%	(46,5)	(30,8)	50,8%
<b>EBITDA</b>	<b>324,4</b>	<b>959,3</b>	<b>343,4</b>	<b>(48,7)</b>	<b>(16,7)</b>	<b>1.561,7</b>	<b>1.621,0</b>	<b>-3,7%</b>	<b>1.452,9</b>	<b>7,5%</b>	<b>4.142,6</b>	<b>4.100,0</b>	<b>1,0%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>34,7%</b>	<b>62,7%</b>	<b>26,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51,1%</b>	<b>73,9%</b>	<b>-22,8 p.p.</b>	<b>46,2%</b>	<b>4,8 p.p.</b>	<b>45,6%</b>	<b>50,3%</b>	<b>-4,7 p.p.</b>
Ajustes não recorrentes	112,9	(124,9)	(297,5)	47,5	-	(262,1)	(893,6)	-70,7%	(122,7)	2,1x	(442,8)	(1.097,5)	-59,7%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>437,3</b>	<b>834,3</b>	<b>45,9</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(16,7)</b>	<b>1.299,6</b>	<b>727,4</b>	<b>78,7%</b>	<b>1.330,2</b>	<b>-2,3%</b>	<b>3.699,8</b>	<b>3.002,5</b>	<b>23,2%</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>46,8%</b>	<b>54,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>42,5%</b>	<b>33,2%</b>	<b>+9,3 p.p.</b>	<b>42,3%</b>	<b>+0,2 p.p.</b>	<b>40,8%</b>	<b>36,9%</b>	<b>+3,9 p.p.</b>

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis, diretamente atribuíveis a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio e utilizadas pela Diretoria Executiva como suporte à tomada de decisão na alocação de recursos e na avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados por segmentado, o *upstream* e *downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho de cada segmento e sua contribuição para os resultados consolidados da Companhia. Além disso, são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*), refletindo a estrutura integrada da Brava.

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.

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

<sup>11</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.

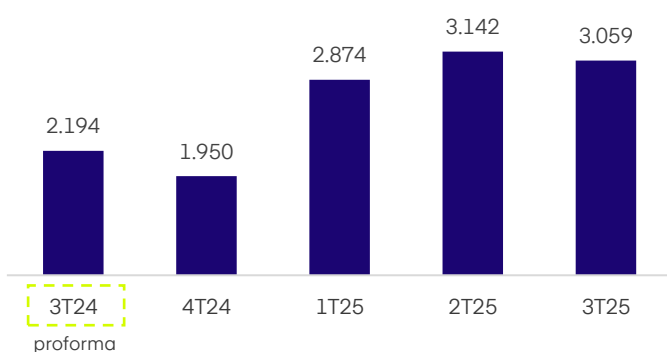


## Receita Líquida

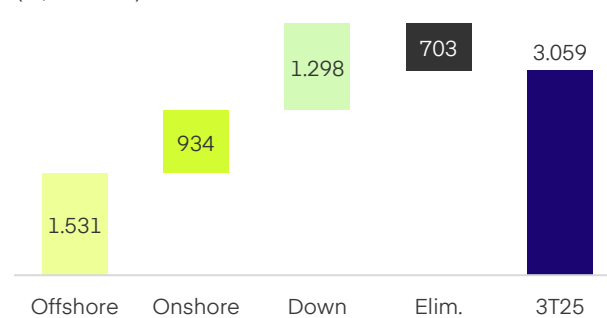
A Brava registrou receita líquida<sup>12</sup> consolidada de R\$ 3.058,6 milhões (US\$ 561,3 milhões) no 3T25, um aumento de 1,2% em dólares. O desempenho foi impactado, principalmente: (i) pelo menor volume vendido em Atlanta e Papa-Terra, em razão do aumento dos estoques T/T de óleo nos ativos, (ii) pela redução da receita no *downstream*, sendo reflexo do maior volume de derivados em estoque no encerramento do trimestre, parcialmente compensados (iii) pela melhor monetização de gás (+40,3% T/T) e (iv) maior volume vendido em Parque das Conchas quando comparado com o segundo trimestre de 2025.

O segmento *upstream* registrou R\$ 2.464,5 milhões no 3T25, sendo 62% referente ao *offshore* e 38% ao *onshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural. O segmento *downstream* alcançou R\$ 1.297,5 milhões no 3T25, que abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário. Por fim, as eliminações de R\$ 703,4 milhões são referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre subsidiárias da estrutura organizacional Brava.

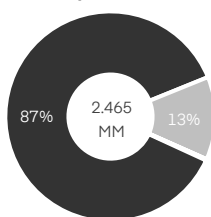
Receita Líquida  
(R\$ milhões)



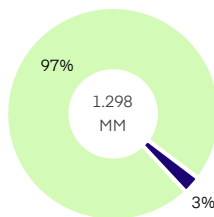
Composição da Receita Líquida 3T25  
(R\$ milhões)



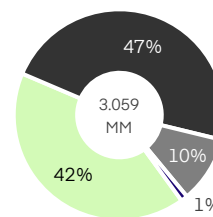
Upstream



Downstream



Brava Energia 3T25



■ óleo      ■ gás      ■ derivados      ■ serviços

A receita do *upstream* de R\$ 2.464,5 milhões, estável T/T, é composta por: (i) R\$ 2.144,5 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 314,8 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 4,7 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,6 milhão referente à prestação de serviços. O desempenho no trimestre é um reflexo do aumento dos níveis de estoque nos campos de Atlanta e Papa-Terra, da estabilidade no segmento *onshore* e de um desconto mais elevado na venda de óleo de Atlanta T/T.

<sup>12</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, nessa última, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

Já a receita do *downstream* de R\$ 1.297,5 milhões, -5,8% T/T, é composta por: (i) R\$ 1.262,0 milhões referentes à venda de produtos derivados e (ii) R\$ 35,5 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no trimestre foi impactada pelo menor volume vendido de derivados, em função do aumento nos níveis de estoque, pela redução nas receitas de serviços, decorrente da menor utilização das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) por terceiros e pelo efeito da desvalorização do dólar médio no período, com redução de 3,8% em relação ao trimestre anterior.

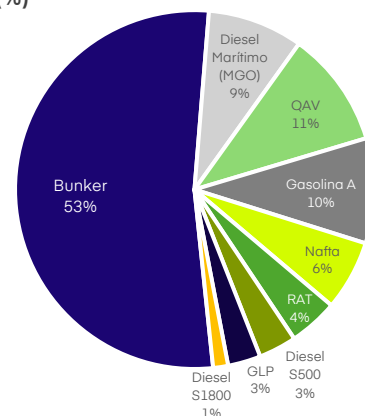
A Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guararé (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas de terceiros. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou é vendida a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada da região.

Além da rede de dutos e da estrutura de recebimento de fluidos oriundos de transporte rodoviário, o Terminal viabiliza a comercialização independente de produtos próprios e de terceiros, bem como a entrada de derivados e insumos para o segmento *downstream*. Com a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guararé, as UPGNs e o parque de tanques de armazenamento, a Companhia é capaz de atender de forma autônoma o mercado regional, outras regiões do país (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação).

A receita líquida de produtos derivados do *downstream* no 3T25, de R\$ 1.262,0 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.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida consolidada de R\$ 3.058,6 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.449,0 milhões referentes à venda de óleo, (ii) 1.266,7 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 311,8 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 31,1 milhões através da prestação de serviços.

Receita Líquida de Derivados 3T25 (%)



## Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.161,8 milhões (US\$ 396,7 milhões) no 3T25, +4,1% T/T. O desempenho no trimestre é justificado, principalmente, pelo aumento da depreciação e amortização, decorrente da reavaliação patrimonial de Parque das Conchas, incluindo ajustes de períodos anteriores, parcialmente compensado pela redução dos custos de extração do segmento *upstream* (-5,9% T/T) e pela desvalorização de 3,8% no dólar médio em relação ao trimestre anterior, considerando que a maior parte dos custos da Companhia são dolarizados, principalmente no segmento *offshore*.

O *upstream* registrou custos de R\$ 1.576,8 milhões, +10,3% T/T, enquanto o *downstream* apresentou de R\$ 1.251,8 milhões, -3,3% T/T. Já as eliminações intragrupo somaram R\$ 666,8 milhões, +2,9% T/T. Vale destacar que o montante de eliminação registrado no CPV difere do montante aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a períodos anteriores e parte dos insumos adquiridos pelo segmento *downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 3T25.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 136,9 milhões (US\$ 25,1 milhões) no 3T25, -2,1% T/T, sendo R\$ 82,1 milhões referentes ao *onshore*, R\$ 27,9 milhões ao *offshore*, R\$ 20,7 ao *downstream* e R\$ 6,2 milhões à estrutura corporativa da Companhia.

Os gastos exploratórios ocorridos no período de R\$ 16,2 milhões (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia), representa 10,6% do valor total do G&A. Ao considerar esses gastos, o G&A somou R\$ 153,0 milhões (ou US\$ 28,1 milhões) no 3T25.

**Outras receitas e despesas operacionais<sup>13</sup> apresentaram resultado líquido positivo de R\$ 123,0 milhões (US\$ 22,6 milhões) no 3T25.** O desempenho trimestral refletiu o recebimento de R\$ 297,5 milhões da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream*, parcialmente compensado pelo descomissionamento do campo de Aratum do Polo Potiguar de R\$ 112,9 milhões e provisão do *earn-out* de R\$ 47,5 milhões do antigo controlador.

## Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 3T25 com lucro bruto de R\$ 896,8 milhões (US\$ 164,6 milhões), -15,9% T/T**, dos quais: (i) R\$ 887,7 milhões de contribuição do segmento *upstream* e (ii) R\$ 45,7 milhões do segmento *downstream*, descontados de (iii) R\$ 36,6 milhões em eliminações *intercompany*.

**O lucro operacional registrou R\$ 866,7 milhões (US\$ 159,1 milhões) no 3T25, -4,1% T/T**, sendo: (i) R\$ 631,3 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 325,2 milhões de contribuição do segmento *downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 53,1 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 36,6 milhões em eliminações *intercompany*.

## Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 3T25 foi negativo em R\$ 1.327,0 milhões (US\$ 243,5 milhões), comparado a um resultado positivo de R\$ 626,7 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pela despesa de R\$ 849,4 milhões relacionada à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Yinson para o projeto de adaptação do FPSO Atlanta; (ii) pelo efeito dos juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 634,1 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos, (iii) pelas despesas relacionadas à emissão e captação de debêntures em R\$ 201,6 milhões, parcialmente compensada (iv) pelo saldo de aplicações financeiras em R\$ 130,4 milhões, e (v) pelo resultado líquido positivo de R\$ 102,8 milhões com instrumentos de *hedge*, composto por: R\$ 162,5 milhões referentes ao resultado líquido positivo do *hedge* das dívidas, parcialmente compensado pelo resultado líquido negativo do *hedge* de moeda em R\$ 40,7 milhões e de óleo em R\$ 17,5 milhões, e pelo saldo remanescente negativo de R\$ 1,6 milhões correspondente ao TRS vinculado às ações<sup>14</sup>, relacionado ao ajuste de participação recíproca decorrente da incorporação de ações da Enauta.

**Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 297,2 milhões (US\$ 55,9 milhões<sup>15</sup>) no 3T25**, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 365,8 milhões, (ii) resultado líquido negativo de *hedge* de moeda em R\$ 12,4 milhões, parcialmente compensado por (iii) resultado líquido positivo de R\$ 130,4 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o 3T25 com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a **14.470 mil barris de petróleo em um horizonte de 18 meses**.

<sup>13</sup> Conforme Nota Explicativa 32 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

<sup>14</sup> Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 ([acesse aqui](#))

<sup>15</sup> Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,32

- **NDF (Non-Deliverable Forward):** cobertura de 4.736 mil barris, com preço médio de US\$ 66,7 por barril, com vencimento até 1T27
- **Collar (zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call):** cobertura de 9.734 mil barris, com piso médio de US\$ 61,3 e teto médio de US\$ 74,9 por barril, com vencimento até 1T27

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 3T25.

<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento
NDF				Collar		Put	Call	
	233	\$ 67,8	4T25		3.138	\$ 61,3	\$ 75,2	4T25
	667	\$ 67,3	1T26		2.869	\$ 60,9	\$ 75,3	1T26
	383	\$ 67,6	2T26		2.464	\$ 61,5	\$ 74,9	2T26
	1.683	\$ 66,6	3T26		863	\$ 62,2	\$ 72,9	3T26
	1.280	\$ 66,2	4T26		300	\$ 62,0	\$ 73,5	4T26
	490	\$ 66,4	1T27		100	\$ 62,0	\$ 73,5	1T27
<b>Total</b>	<b>4.736</b>	<b>\$ 66,7</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>9.734</b>	<b>\$ 61,3</b>	<b>\$ 74,9</b>	<b>-</b>

## Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram crédito de R\$ 581,0 milhões (US\$ 106,6 milhões) no 3T25, justificado pelo diferimento do imposto de renda, em razão do resultado negativo antes de impostos, que, por sua vez, é consequência da despesa financeira referente à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta e reconhecimento de créditos fiscais a compensar com lucros tributários futuros, conforme detalhado na nota explicativa 10 das Demonstrações Financeiras.

Do total de R\$ 581,0 milhões no período, o IR e CSLL correntes gerou um resultado negativo de (i) R\$ 90,7 milhões, sendo que R\$ 98,0 milhões têm efeito caixa e (ii) R\$ 671,7 milhões referentes ao IR e CSLL diferidos.

## Lucro Líquido e Lucro Líquido Ajustado

A Companhia encerrou o terceiro trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 120,7 milhões (US\$ 22,2 milhões). O resultado foi impactado, principalmente, pela despesa financeira relacionada à antecipação dos recebíveis atrelados ao financiamento da Companhia ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta, sendo um efeito de natureza exclusivamente contábil, sem impacto caixa.

Desconsiderando a despesa financeira relacionada à antecipação dos recebíveis do FPSO Atlanta, o Lucro Líquido ajustado no 3T25 foi de R\$ 681,3 milhões (ou US\$ 125,0 milhões), já considerando os efeitos fiscais.

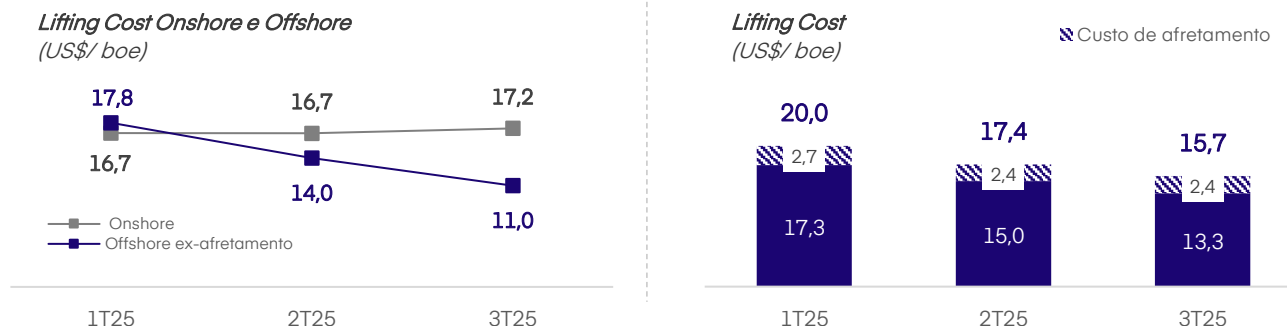
## Custo de Extração (*Lifting Cost*)

No 3T25, o *lifting cost* médio ponderado da Companhia atingiu seu menor nível histórico, com US\$ 13,3/boe, representando uma redução de 25,8% A/A e de 11,5% T/T. Ao considerar os custos de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava foi de US\$ 15,7/boe, -21,5% A/A e -9,5% T/T. A redução do *lifting cost* médio consolidado é resultado, principalmente, de menores custos absolutos de extração



no *offshore* e do aumento da produção no período, que favoreceu a diluição de custos fixos, parcialmente compensado por maiores gastos com energia e incremento de atividades operacionais em poços no *onshore*.

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 *onshore*, o *lifting cost* alcançou US\$ 17,2 /boe, -15,6% A/A e +3,2% T/T. O resultado no trimestre reflete maiores custos de energia e de atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais, parcialmente compensado pela maior produção do segmento no trimestre.

- **Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,9/boe, +3,3% T/T, em razão de maiores custos de energia, decorrentes de repasses de períodos anteriores, que foram compensados por menores custos de energia no *Downstream*, e maior número de atividades em poços, parcialmente compensado por menores custos de operação e manutenção (O&M) e maior nível de produção no período, consequentemente, com maior capacidade de diluição de custos.
- **Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 15,0/boe, +3,2% T/T, devido a maiores custos de energia, em razão de reajustes contratuais, e de serviços ambientais e segurança, parcialmente compensado por maior produção, favorecendo uma maior diluição de custos.

No *offshore*, o *lifting cost* alcançou o menor nível histórico da Companhia com registro de US\$ 11,0/boe, -18,2% A/A e -21,3% T/T. Ao considerar o custo de afretamento, o indicador alcançou 14,9/boe, -23,5% A/A e -16,6% T/T.

- **Atlanta** registrou *lifting* de US\$ 5,7/boe, -40,5% T/T, (ou US\$ 12,0/boe considerando o custo de afretamento, -22,4% T/T). Esse desempenho reflete menores custos atrelados ao consumo de diesel no FPSO, normalização dos custos com embarcação de apoio e aumento da produção com a entrada dos poços 2H e 3H no 3T25, o que contribui para uma maior diluição de custos fixos da operação, parcialmente compensado, por maiores custos de afretamento.
- **Papa-Terra** registrou *lifting* de US\$ 22,3/boe no trimestre. O *lifting cost* nos primeiros nove meses de 2025 (9M25) atingiu US\$ 24,8/boe, um resultado que melhor reflete a realidade operacional do ativo ao considerar os patamares atuais de produção e a estrutura atual de custos do ativo, a qual poderá ser otimizada a partir de 2026 com a revisão de contratos de operação e manutenção.
- **Parque das Conchas** apresentou *lifting* de US\$ 9,9/boe no 3T25 (ou US\$ 13,9/boe incluindo afretamento). Esse resultado é impactado por efeitos pontuais de repasse de custos do operador do ativo para a Companhia. Para fins de análise, o *lifting cost* nos primeiros nove meses de 2025 (9M25)

alcançou US\$ 17,9/boe (ou US\$ 21,8/boe com afretamento), com custos de extração sendo, majoritariamente, atrelados a serviços de reparo e manutenção, O&M e logísticas.

- **Manati** registrou *lifting* de US\$ 15,0/boe no 3T25, -39,7% T/T, sendo este resultado impulsionado pela normalização da produção do ativo no período.
- **Peroá** registrou US\$ 8,4/boe no 3T25, -18,5% T/T. O resultado foi influenciado por menores custos com saúde, segurança e meio ambiente (HSE) (período anterior com custos não recorrentes), além de reduções em operação e manutenção (O&M) e energia, parcialmente compensados pelo menor nível de produção, que reduziu a capacidade de diluição de custos.

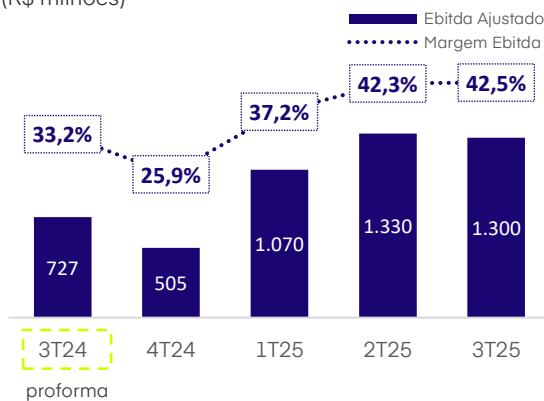
## EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.299,6 milhões (US\$ 238,5 milhões) no 3T25, +1,6% T/T em dólar. Ao considerar o *hedge* de óleo (conforme ajuste utilizado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado no trimestre foi R\$ 1.314,9 milhões (US\$ 241,3 milhões). Esse resultado reflete a contribuição do segmento *offshore* com R\$ 834,3 milhões e dos segmentos *onshore* e *downstream* com R\$ 483,2 milhões, parcialmente compensado pelo resultado negativo de R\$ 17,9 milhões referente a eliminações *intercompany* e ao segmento corporativo.

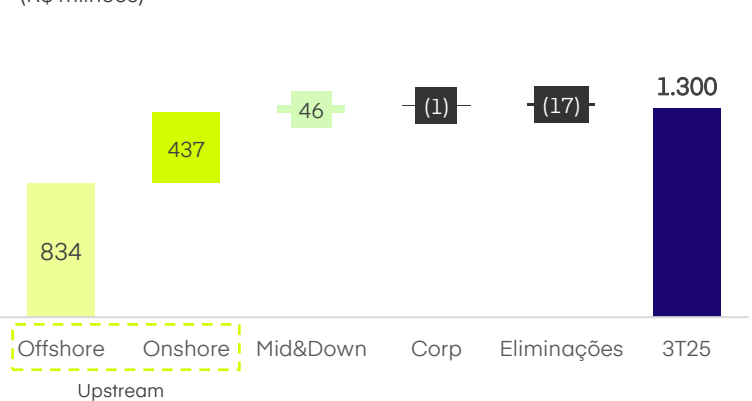
Os ajustes do 3T25 somaram R\$ 262,1 milhões (US\$ 48,1 milhões) no EBITDA, sendo: (i) R\$ 297,5 milhões referente ao recebimento da parcela da venda dos ativos da infraestrutura de *downstream*, (ii) R\$ 125,7 milhões correspondente ao impacto dos efeitos de IFRS-16, majoritariamente atrelados ao FPSO Atlanta, parcialmente compensados pela (iii) reversão de despesas de abandono (ARO) de R\$ 113,6 milhões<sup>16</sup> e (iv) provisão do *earn-out* do antigo controlador de R\$ 47,5 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 42,5% no 3T25, +0,2 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 54,5% (+3,0 p.p. T/T), impactada pela maior margem registrada em Atlanta e Papa-terra com 67,6% (+2,6 p.p. T/T) e 44,2% (+7,0 p.p. T/T), respectivamente, e normalização da margem em Parque das Conchas com registro de 61,2% (+28,7 p.p. T/T). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor margem registrada no *downstream*, em razão do aumento do nível de estoque em derivados, consequentemente, menor monetização dos produtos derivados, e impacto do dólar médio do período, -3,8% T/T.

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



Composição do EBITDA Ajustado 3T25  
(R\$ milhões)



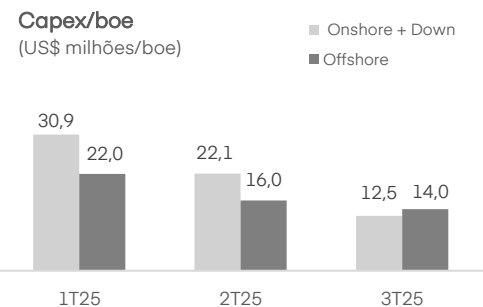
<sup>16</sup> Nota explicativa 32 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 54,5% no 3T25, +9,5 p.p. A/A e +3,0 p.p. T/T, enquanto o segmento *onshore* alcançou 46,8%, -1,6 p.p. T/T e o segmento *downstream* aferiu margem de 3,5%, -4,1 p.p. T/T.

Em 9M25, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 3.699,8 milhões (US\$ 656,1 milhões), sendo: (i) R\$ 3.524,7 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, sendo 59% *offshore* e 41% *onshore*, e (ii) R\$ 226,2 milhões referentes ao segmento *downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 16,8 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 46,4 milhões em eliminações *intercompany*.

## Capex

A Brava investiu R\$ 616,2 milhões (US\$ 113,1 milhões<sup>17</sup>) em capex no 3T25, -18,7% T/T em reais, sendo o quarto trimestre consecutivo de redução nos investimentos e alcançou o menor nível de capex por produção (US\$/boe) em ambos os segmentos, com destaque para: (i) o menor nível alcançado pelo segmento *onshore* no período, e (ii) o aumento dos investimentos realizados em Atlanta, em decorrência do início da campanha de perfuração de dois novos poços da Fase 2.

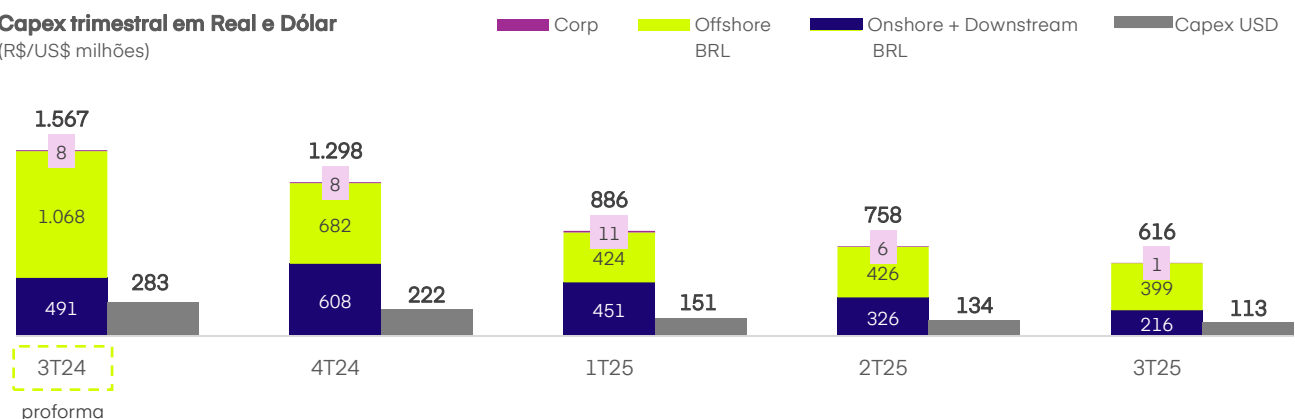


Do montante total de capex do 3T25, 65% foram direcionados ao segmento *offshore*, -6,2% T/T, com destaque para a redução de 63,7% T/T nos investimentos em Papa-Terra, que foram concentrados em inspeções e atividades de tanques. Por outro lado, Atlanta registrou aumento de 27,3% T/T, impulsionado pelos aportes na campanha de desenvolvimento da Fase 2, que contemplam a perfuração de dois novos poços (representando 32% do total de capex do *offshore*), e pelo encerramento contratual com fornecedores da Fase 1.

As atividades do *onshore*, incluindo o segmento *downstream*, consumiu 35% do total investido no trimestre, -33,7% T/T, em decorrência da redução das atividades de perfuração e *workover*.

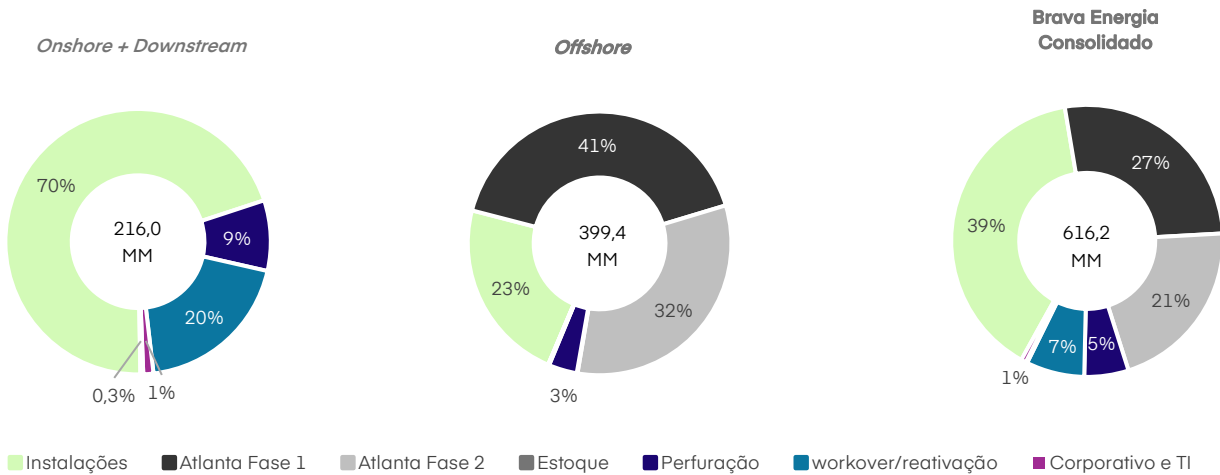
A parcela remanescente de Capex corresponde aos investimentos do segmento corporativo, sendo composta por gastos com tecnologia e investimentos em instalações corporativas.

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



### Capex por atividade – 3T25

<sup>17</sup> Considerado o dólar médio do período de 5,45.



No 9M25, a aplicação de Capex acumulou R\$ 2.260,4 milhões (US\$ 398,3 milhões), -41,4% A/A em reais. Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.248,8 milhões aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 993,1 milhões foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*. A parcela complementar de R\$ 18,5 milhões foi consumida no segmento corporativo.

O resultado do capex com efeito caixa registrado no 3T25 foi de R\$ 780,5 milhões (US\$ 143,2 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 164,2 milhões (US\$ 30,1 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre. No 9M25, a aplicação de capex com efeito caixa somou R\$ 2.358,8 milhões (US\$ 417,5 milhões).

## Fluxo de Caixa Direto

No 3T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 1.333,4 milhões (US\$ 250,7 milhões<sup>18</sup>), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 15,3 milhões referentes aos contratos de *hedge* de óleo e R\$ 31,2 milhões do saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy). Ao considerar os custos de abandono (ABEX) realizados no período, no montante de R\$ 40,3 milhões, a soma das atividades operacionais alcançou R\$ 1.293,2 milhões (US\$ 243,1 milhões), -11,0% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pelo efeito do maior estoque de óleo e derivados detidos no encerramento do trimestre e por um desconto mais elevado na venda de óleo de Atlanta T/T, parcialmente compensada pela redução nos custos de extração e menor despesas gerais e administrativas.

Conforme nota explicativa 7, vale destacar que a posição de estoques de óleo e derivados da Companhia soma R\$ 731,8 milhões (ou US\$ 137,6 milhões) ao final do 3T25, contabilizada ao valor de custo de produção, um aumento de cerca de R\$ 174,6 milhões (ou US\$ 35,5 milhões) em relação ao trimestre anterior.

As atividades de investimento consumiram R\$ 708,3 milhões (US\$ 133,2 milhões) no 3T25, -8,7% T/T. O resultado decorre dos investimentos realizado no período (capex) de R\$ 780,5 milhões e pagamento das parcelas referente às obrigações do portfólio (*earn-out*) dos ativos Peroá e Papa-Terra no valor total de R\$ 187,7 milhões (ou US\$ 35,3 milhões), parcialmente compensado pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 259,9 milhões<sup>19</sup>.

As atividades de financiamento somaram R\$ 94,9 milhões (US\$ 17,8 milhões) no 3T25, comparado a um consumo de R\$ 355,2 milhões no trimestre anterior, e contemplam: (i) a emissão da 9ª emissão de debêntures no montante de R\$ 2.786,9 milhões, (ii) os recebíveis do FPSO Atlanta no montante de R\$

<sup>18</sup> Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,32

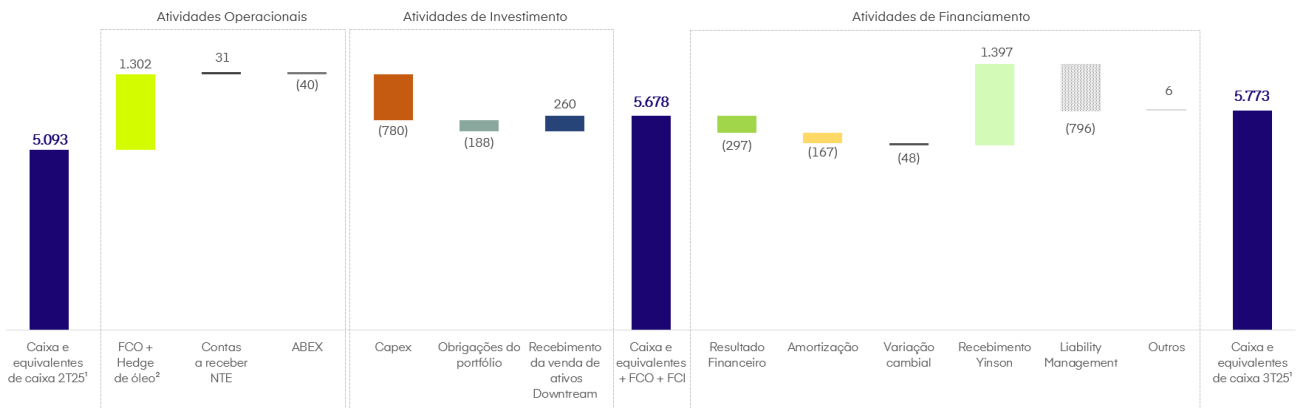
<sup>19</sup> Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia durante o 3T25: [Acesse aqui](#).

1.396,6 milhões, parcialmente compensadas pelo (iii) amortização antecipada das debêntures da 4ª emissão da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") e da 2ª série da primeira emissão de debêntures da Enauta (ENAT21) que somaram R\$ 3.436,6 milhões, (iv) o pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos de R\$ 365,8 milhões e (v) desembolso do prêmio de pré-pagamento (*fee*) e custo de captação das debêntures no montante total de 146,0 milhões.

Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida, registrou uma geração de R\$ 679,7 milhões no trimestre.

**Fluxo de Caixa**

(R\$ milhões)



<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 dívida de R\$ 2.701,1 milhões. <sup>2</sup> Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 15,3 milhões).

**Estrutura de Capital**

A Companhia encerrou o 3T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.773,1 milhões, +13,3% T/T, ou US\$ 1.085,5 milhões, +16,3% T/T. Esse valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira de R\$ 2.701,1 milhões (US\$ 507,9 milhões) referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida.

O incremento de caixa no trimestre é justificado, principalmente: (i) pela forte geração de caixa operacional<sup>20</sup> de R\$ 1.333,4 milhões, (ii) pela antecipação de R\$ 1.396,6 milhões dos recebíveis atrelados ao financiamento da Yinson ao projeto de adaptação do FPSO Atlanta, (iii) pelo recebimento da parcela referente à venda dos ativos da infraestrutura de *downstream* de R\$ 259,9 milhões, parcialmente compensado (iv) pelos efeitos de implementação do *liability management*, com a emissão de nova dívida (debênture) de R\$ 2.786,9 milhões e amortização antecipada das debêntures no total de R\$ 3.436,6 milhões (principal).

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.706,3 (US\$ 508,8) milhões, encerrou o 3T25 em R\$ 13.175,7 milhões, -6,1% T/T, ou US\$ 2.477,3 milhões, -3,6% T/T em dólares. Esse resultado reflete a estratégia de *Liability Management* da Companhia, que segue em constante aprimoramento da sua estrutura de capital para acelerar o seu processo de desalavancagem.

Durante o trimestre, a Companhia realizou a 9ª emissão de debêntures de US\$ 500 milhões (ou R\$ 2.786,9 milhões), com prazo de vencimento de cinco anos. Concomitantemente à emissão, foi contratado um instrumento de derivativos (*swap*) com o objetivo de mitigar riscos de exposição cambial, resultando em um custo efetivo de 8,7% ao ano para a operação. Os recursos líquidos captados foram destinados para

<sup>20</sup> Fluxo de Caixa Operacional considera o *Hedge* de óleo (R\$ 15,3 milhões) e o saldo líquido positivo do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) (R\$ 31,2 milhões), e desconsidera os custos de abandono (ABEX) realizados no período (R\$ 40,3 milhões).

resgate antecipado total das debêntures da 4ª emissão de debêntures da 3R Potiguar S.A. ("Debênture Cambial") de R\$ 2.773,3 milhões<sup>21</sup> (ou US\$ 500 milhões) de principal, cuja taxa de juros dolarizada era de 11,1% ao ano e foi desembolsada em junho de 2023 para viabilizar a conclusão da aquisição do Polo Potiguar.

Além da operação mencionada acima, foram utilizados recursos do caixa para efetuar o resgate antecipado da 2ª série da primeira emissão de debêntures da Enauta (ENAT21) de R\$ 663,3 milhões (ou ~US\$ 119 milhões<sup>22</sup>) de principal, cuja taxa de juros era de CDI + 4,25% a.a. captada em dezembro de 2022.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 3T25 com dívida líquida de R\$ 7.402,6 milhões, -17,2% T/T**, ou US\$ 1.391,8 milhões, -15,0% T/T.

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

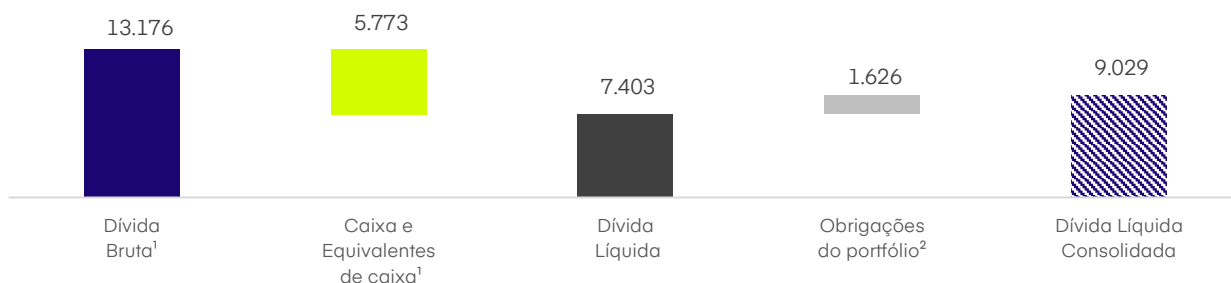
**No encerramento do 3T25, os compromissos a pagar por aquisições totalizaram R\$ 1.626,3 milhões, -10,5% T/T**, ou US\$ 305,8 milhões, -8,1% T/T. Esta variação decorre, principalmente, do pagamento de R\$ 187,7 milhões (US\$ 35,3 milhões) realizado no período, referente a parcelas dos ativos Papa-Terra e Peroá.

Ativos	4T25	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais						
Peroá (WI 100%)	-	141	-	-	-	141
Papa- Terra (WI 62,5%)	97	21	44	19	196	377
Potiguar	-	409	384	-	-	792
Parque das Conchas (WI 23%)	165	151	-	-	-	316
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>262</b>	<b>721</b>	<b>428</b>	<b>19</b>	<b>196</b>	<b>1.626</b>
Contingente	97	162	44	19	196	518
Diferido	165	559	384	-	-	1.108

Por consequência, **a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 9.028,9 milhões -16,0%**, ou US\$ 1.697,6 milhões -13,9% T/T.

### Endividamento 3T25

(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\$ 2.706,3 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.701,1 milhões ou US\$ 507,9 milhões).

<sup>2</sup> Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de setembro de 2025.

<sup>21</sup> Considera o câmbio de R\$ 5,55/US\$

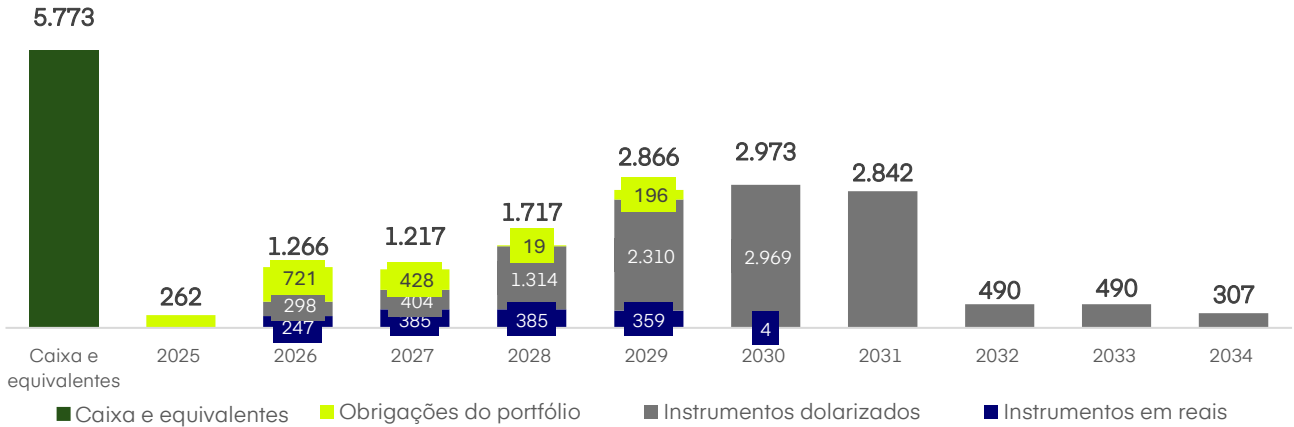
<sup>22</sup> Considera o câmbio de R\$ 5,59/US\$



O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do terceiro trimestre de 2025 da Brava Energia.

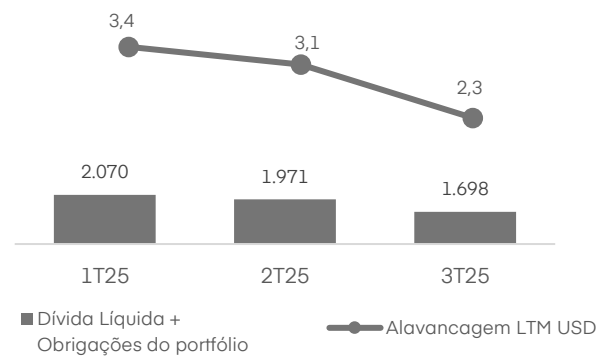
**Perfil de Amortização 3T25<sup>23</sup>**

(R\$ milhões)



A Companhia encerrou o 3T25 com expressiva queda em seu índice de alavancagem atingindo 2,33x, calculado em dólar norte-americanos (ou 2,19x em real brasileiro). A evolução do indicador é resultado do contínuo aprimoramento de todas as linhas de negócio da Companhia em 2025: (i) recordes no desempenho operacional, (ii) redução de *lifting cost*, (iii) forte redução do SG&A por barril, (iv) ampliação de margens, (v) otimização de contratos de venda, (vi) geração de caixa recorrente, que culminam em um fortalecimento da estrutura de capital da Companhia.

**Desalavancagem Financeira (US\$)**



Por fim, importante mencionar que a Companhia obteve no 3T25 reafirmação dos *ratings* pela Fitch, em escala nacional de longo prazo de AA-, com perspectiva estável por expectativa de redução nos índices de alavancagem e o aumento da produção em 2025. Adicionalmente, o *rating* da Companhia pela S&P é brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva.

<sup>23</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 dívida.

## Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	3T25	3T24	Δ A/A	2T25	Δ T/T
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	1.191.319	1.777.754	-33%	1.307.079	-9%
Aplicações financeiras	4.239.900	4.521.496	-6%	3.284.607	29%
Caixa Restrito	37.005	98.175	-62%	34.344	8%
Contas a receber de terceiros	462.259	291.286	59%	501.419	-8%
Estoque	1.126.053	983.862	14%	950.373	18%
Créditos com parceiros	-	338.213	-	-	-
Adiantamentos	107.863	81.330	33%	136.409	-21%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	339.682	618.819	-45%	314.432	8%
Outros impostos a recuperar	377.304	-	-	345.966	9%
Derivativos	106.027	56.293	88%	139.900	-24%
Despesas antecipadas	110.464	171.292	-36%	138.854	-20%
Créditos a receber - Yinson	-	176.364	-	127.428	-
Outros ativos	150.169	135.290	11%	81.257	85%
Ativos classificados como mantidos para venda	125.510	-	-	173.676	-28%
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>8.373.554</b>	<b>9.250.174</b>	<b>-9%</b>	<b>7.535.744</b>	<b>11%</b>
Aplicações financeiras	2.701.120	2.724.050	-1%	2.728.550	-1%
Caixa restrito	304.882	367.431	-17%	576.898	-47%
Estoques	171.192	-	-	124.744	37%
Créditos com parceiros	425.659	-	-	458.718	-7%
Depósitos judiciais	8.786	8.033	9%	8.325	6%
Outros impostos a recuperar	38.960	155.510	-75%	136.226	-71%
Despesas antecipadas	15.207	26.840	-43%	4.207	3,6x
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.169.580	597.935	96%	553.950	2,1x
Créditos a receber - Yinson	-	1.976.587	-	2.156.832	-
Derivativos	3.567	47.048	-92%	1.610	2,2x
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	16.713.168	12.000.142	39%	16.571.436	1%
Intangível	8.203.677	8.613.409	-5%	8.394.929	-2%
Direito de uso	3.998.347	202.327	19,8x	4.185.455	-4%
Outros ativos	11.241	9.803	15%	15.075	-25%
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>33.766.986</b>	<b>26.818.463</b>	<b>26%</b>	<b>35.918.555</b>	<b>-6%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>42.140.541</b>	<b>36.068.637</b>	<b>17%</b>	<b>43.454.299</b>	<b>-3%</b>
<b>Passivo</b>					
Fornecedores	1.336.292	1.989.496	-33%	1.826.014	-27%
Empréstimos e financiamentos	403.509	567.680	-29%	577.395	-30%
Arrendamentos	219.997	166.107	32%	221.818	-1%
Obrigações trabalhistas	165.092	201.048	-18%	127.018	30%
Valores a pagar por aquisições	811.533	478.923	69%	1.002.586	-19%
Pagamento baseado em ações	12.140	-	-	12.590	-4%
Contas a pagar - partes relacionadas	-	-	-	-	-
Adiantamento de clientes	911.290	-	-	740.590	23%
Dividendos a pagar	14	6	133%	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	178.998	261.215	-31%	157.666	14%
Outros impostos a recolher	96.468	96.948	-0,5%	84.122	15%
Provisão para pagamento de Royalties	77.712	43.195	80%	71.378	9%
Debêntures	417.092	244.995	70%	362.924	15%
Debêntures - Partes relacionadas	-	32.169	-	5.476	-
Derivativos	29.188	15.784	85%	22.626	29%
Outras obrigações	166.382	134.408	24%	257.284	-35%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	32.625	-
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>4.858.332</b>	<b>4.231.974</b>	<b>15%</b>	<b>5.502.126</b>	<b>-12%</b>
Fornecedores	727.932	704.258	3%	570.250	28%
Empréstimos e financiamentos	2.983.777	3.257.779	-8%	3.123.459	-4%
Derivativos	27.179	30.560	-11%	25.617	6%
Arrendamentos	3.514.199	50.011	70,3x	3.659.875	-4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	814.075	653.367	25%	887.636	-8%
Provisão para contingências	23.434	3.307	7,1x	16.648	41%
Valores a pagar por aquisições	814.747	1.279.136	-36%	813.808	0,1%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-	-	-
Provisão para abandono	3.762.209	1.811.043	2,1x	3.668.610	3%
Debêntures	12.077.618	12.686.515	-5%	12.816.672	-6%
Debêntures - Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	127.463	57.050	2,2x	112.971	13%
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>24.878.741</b>	<b>20.590.948</b>	<b>21%</b>	<b>25.701.654</b>	<b>-3%</b>
Capital social	11.977.517	11.971.561	0,05%	11.971.693	-
Reserva de capital	(1.003.357)	(1.177.208)	-15%	(1.004.396)	-0,1%
Reserva de incentivos fiscais	529.106	-	-	-	-
Reserva de lucros	42.866	297.183	-86%	-	-
Ajuste de avaliação patrimonial	42.889	35.722	20%	17.501	2,5x
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Prejuízo acumulado	814.447	118.457	6,9x	1.265.721	0,6x
<b>Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa</b>	<b>12.403.468</b>	<b>11.245.715</b>	<b>10%</b>	<b>12.250.519</b>	<b>1%</b>
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	-	-
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>12.403.468</b>	<b>11.245.715</b>	<b>10%</b>	<b>12.250.519</b>	<b>1%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>42.140.541</b>	<b>36.068.637</b>	<b>17%</b>	<b>43.454.299</b>	<b>-3%</b>

## Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

Demonstração de Resultado	Poitugar	Reoñcavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Gonchas	Peroá	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Downstream	Corporativo	Eliminações	3T25	3T24 Profarma	Δ A/A	2T25	Δ T/T	9M25	9M24 Profarma	Δ A/A
<i>In millions of R\$</i>																					
Net Revenue	720,6	213,3	300,4	756,5	253,2	140,6	76,9	3,1	933,9	1.530,6	1.297,5	-	(703,4)	3.058,6	2.193,5	39,4%	3.142,4	-2,7%	9.075,3	8.146,2	11,4%
Cost of Goods Sold	(425,6)	(191,7)	(176,6)	(371,0)	(219,5)	(133,6)	(44,8)	(14,0)	(617,4)	(959,4)	(1.251,8)	-	666,8	(2.161,8)	(1.715,7)	26,0%	(2.076,0)	4,1%	(6.181,7)	(5.805,9)	6,5%
Royalties	(63,9)	(13,2)	(29,0)	(48,7)	(23,6)	(2,2)	(3,5)	(0,6)	(77,1)	(107,6)	-	-	-	(184,7)	(119,2)	54,9%	(186,1)	-0,7%	(556,3)	(459,4)	21,1%
<b>Gross income</b>	<b>295,0</b>	<b>21,6</b>	<b>123,8</b>	<b>385,4</b>	<b>33,7</b>	<b>7,1</b>	<b>32,1</b>	<b>(10,9)</b>	<b>316,5</b>	<b>571,2</b>	<b>45,7</b>	<b>-</b>	<b>(36,6)</b>	<b>896,8</b>	<b>477,8</b>	<b>87,7%</b>	<b>1.066,3</b>	<b>-15,9%</b>	<b>2.893,6</b>	<b>2.340,3</b>	<b>23,6%</b>
G&A expenses	(61,9)	(20,3)	(12,0)	(1,6)	(4,6)	(4,4)	(4,5)	(0,8)	(82,1)	(27,9)	(20,7)	(6,2)	-	(136,9)	(384,4)	-64,4%	(139,8)	-2,1%	(440,6)	(796,8)	-44,7%
Exploratory Expenses	-	-	-	(16,2)	-	-	-	-	-	(16,2)	-	-	-	(16,2)	(16,5)	-2,0%	(15,3)	5,6%	(54,7)	(42,5)	28,6%
Other operating expenses/income	(122,4)	0,8	(9,9)	1,2	-	(0,0)	-	(0,0)	(121,6)	(8,7)	300,2	(47,0)	-	123,0	1.001,8	-87,7%	(7,4)	-	38,2	940,9	-95,9%
<b>Operating Result</b>	<b>110,7</b>	<b>2,1</b>	<b>101,9</b>	<b>368,9</b>	<b>29,2</b>	<b>2,7</b>	<b>27,6</b>	<b>(11,7)</b>	<b>112,8</b>	<b>518,5</b>	<b>325,2</b>	<b>(53,1)</b>	<b>(36,6)</b>	<b>866,7</b>	<b>1.078,7</b>	<b>-19,7%</b>	<b>903,8</b>	<b>-4,1%</b>	<b>2.436,5</b>	<b>2.441,8</b>	<b>-0,2%</b>
Net Financial result									-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
<b>Result before income tax</b>									-	-	-	-	-	<b>(460,3)</b>	<b>842,4</b>	-	<b>1.530,6</b>	-	<b>2.325,1</b>	<b>20,7</b>	-
Income tax and social contribution <sup>1</sup>									-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
<b>Net income</b>									-	-	-	-	-	<b>120,7</b>	<b>498,4</b>	<b>-76,8%</b>	<b>1.049,1</b>	<b>-88,5%</b>	<b>1.998,9</b>	<b>(104,4)</b>	-
Income tax and social contribution									-	-	-	-	-	581,0	(344,0)	-	(481,5)	-	(326,2)	(125,1)	-
Net Financial result									-	-	-	-	-	(1.327,0)	(236,3)	5,6x	626,7	-	(111,4)	(2.421,1)	-
Depreciation and Amortization	(116,8)	(82,7)	(30,5)	(254,2)	(125,8)	(16,3)	(12,4)	(0,8)	(199,5)	(440,0)	(18,1)	-	(20,4)	(678,1)	(532,3)	27,4%	(534,1)	27,0%	(1.659,6)	(1.627,3)	2,0%
Depreciation and Amortization G&A	(8,8)	(3,3)	(0,6)	(0,0)	-	(0,1)	-	(0,0)	(12,1)	(0,8)	(0,1)	(4,4)	0,5	(16,9)	(10,0)	69,0%	(14,9)	13,1%	(46,5)	(30,8)	50,8%
<b>EBITDA</b>	<b>236,3</b>	<b>88,1</b>	<b>132,9</b>	<b>623,1</b>	<b>155,0</b>	<b>19,1</b>	<b>40,0</b>	<b>(10,9)</b>	<b>324,4</b>	<b>959,3</b>	<b>343,4</b>	<b>(48,7)</b>	<b>(16,7)</b>	<b>1.561,7</b>	<b>1.621,0</b>	<b>-3,7%</b>	<b>1.452,9</b>	<b>7,5%</b>	<b>4.142,6</b>	<b>4.100,0</b>	<b>1,0%</b>
<b>EBITDA Margin</b>	<b>32,8%</b>	<b>41,3%</b>	<b>44,2%</b>	<b>82,4%</b>	<b>61,2%</b>	<b>13,6%</b>	<b>52,1%</b>	<b>-</b>	<b>34,7%</b>	<b>62,7%</b>	<b>26,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51,1%</b>	<b>73,9%</b>	<b>-22,8 p.p.</b>	<b>46,2%</b>	<b>4,8 p.p.</b>	<b>45,6%</b>	<b>50,3%</b>	<b>-4,7 p.p.</b>
Non-Recurring Adjustments	112,9	-	-	(111,5)	-	-	(13,5)	-	112,9	(124,9)	(297,5)	47,5	-	(262,1)	(893,6)	-70,7%	(122,7)	2,1x	(442,8)	(1.097,5)	-59,7%
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>349,2</b>	<b>88,1</b>	<b>132,9</b>	<b>511,7</b>	<b>155,0</b>	<b>19,1</b>	<b>26,5</b>	<b>(10,9)</b>	<b>437,3</b>	<b>834,3</b>	<b>45,9</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(16,7)</b>	<b>1.299,6</b>	<b>727,4</b>	<b>78,7%</b>	<b>1.330,2</b>	<b>-2,3%</b>	<b>3.699,8</b>	<b>3.002,5</b>	<b>23,2%</b>
<b>Adjusted EBITDA Margin</b>	<b>48,5%</b>	<b>41,3%</b>	<b>44,2%</b>	<b>67,6%</b>	<b>61,2%</b>	<b>13,6%</b>	<b>34,5%</b>	<b>-</b>	<b>46,8%</b>	<b>54,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>42,5%</b>	<b>33,2%</b>	<b>+9,3 p.p.</b>	<b>42,3%</b>	<b>+0,2 p.p.</b>	<b>40,8%</b>	<b>36,9%</b>	<b>+3,9 p.p.</b>

## Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	3T25	2T25	Δ T/T
<b>Resultado do período</b>	<b>120.698</b>	<b>1.049.055</b>	<b>-88%</b>
<b>Ajustes por:</b>			
Resultado de aplicações financeiras	(130.417)	(129.897)	0,4%
Juros de dívida	635.932	548.717	16%
Ajuste a valor presente	(19.940)	(88.056)	-
Derivativos não realizados	(87.943)	(648.722)	-86%
Variação cambial não realizada	(364.406)	(229.755)	59%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	6.786	12.603	-46%
Baixa de Imobilizado e intangível	101.734	10.156	10,0x
Baixa de passivo de arrendamento	8.713	20.058	0,4x
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	42.239	(133.740)	-
Depreciação do imobilizado	290.911	205.485	42%
Amortização do intangível	213.505	167.642	27%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(13.575)	(35.434)	-62%
Baixa do recebível Yinson	849.351	-	-
Depreciação de direito de uso	190.576	175.914	8%
Apropriação de seguro resultado financeiro	7.682	5.174	48%
Despesas antecipadas apropriadas no período	141.378	(5.174)	-
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	99.003	22.057	4,5x
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(580.975)	481.503	-
Transação com pagamento baseado em ação	589	8.081	-93%
Atualização earn-out antigo controlador	47.513	761	62x
Atualização da provisão para abandono	95.323	62.921	51%
	<b>1.654.677</b>	<b>1.499.349</b>	<b>10%</b>
<b>Varição em ativos e passivos</b>			
Contas a receber de terceiros	209.860	504.490	-58%
Imposto de renda, contribuição social e outros	40.678	47.212	-14%
Imposto de renda e outros impostos a recolher	40.896	8.885	4,6x
Estoques	(90.651)	118.669	-
Outros ativos	(613.135)	125.026	-
Crédito com parceiros	33.059	90.668	-64%
Fornecedores	(86.593)	(460.101)	-81%
Depósitos judiciais	(461)	(6)	-
Despesas antecipadas	(131.670)	19.510	-
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	38.074	28.137	-
Royalties	6.334	1.955	3x
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(1.724)	(47.075)	-96%
Derivativos de óleo	15.279	78.256	-80%
Adiantamentos	28.546	89.509	-
Outras obrigações	247.947	(716.755)	-
Impostos pagos sobre o lucro	(97.958)	(38.322)	3x
<b>Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais</b>	<b>1.293.158</b>	<b>1.349.407</b>	<b>-4%</b>
Aplicações financeiras	(967.286)	(1.520.383)	-36%
Aquisição de imobilizado	(758.322)	(699.185)	8%
Valores a pagar por aquisições	(187.691)	-	-
Aquisição de intangível	(22.168)	(9.681)	2x
Caixa restrito	269.355	(166.747)	-
Alienação da UPGN e 11 campos	259.305	40.329	6x
<b>Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento</b>	<b>(1.406.807)</b>	<b>(2.355.667)</b>	<b>0,6x</b>
Custo de transação	(47.661)	-	-
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(459.588)	(357.262)	29%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(246)	(419)	-41%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(12.421)	(4.064)	3x
Recebimento alienação crédito Yinson	1.453.543	-	-
Pagamento de passivo de arrendamento	(131.409)	(179.475)	-27%
Emissão de debêntures	2.786.850	-	-
Aumento de capital social	5.824	105	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(3.598.921)	(16.665)	-
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(5.357)	(5.357)	-
Ações em tesouraria	-	187.374	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(9.386)</b>	<b>(375.763)</b>	<b>-98%</b>
<b>Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período</b>	<b>(123.035)</b>	<b>(1.382.023)</b>	<b>-91%</b>
Caixa e equivalente de caixa no início do período	(2.694.545)	2.694.545	-
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	7.275	(5.443)	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	(2.810.305)	1.307.079	-
<b>Varição do caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(123.035)</b>	<b>(1.382.023)</b>	<b>-91%</b>

## Anexo IV – Tabela de Produção por Ativo

Portfólio   boe/d	1T25	2T25	JUL 25	AGO 25	SET 25	3T25
<b>Produção Total Bruta</b>	<b>70.815</b>	<b>85.872</b>	<b>90.937</b>	<b>92.693</b>	<b>91.811</b>	<b>91.813</b>
<i>Onshore</i>	34.228	34.220	34.735	34.899	35.239	34.958
<i>Offshore</i>	36.587	51.652	56.202	57.793	56.573	56.856
<b>Óleo   bbl/d</b>	<b>58.509</b>	<b>71.686</b>	<b>73.539</b>	<b>73.920</b>	<b>72.770</b>	<b>73.410</b>
Potiguar	22.927	22.956	22.911	22.769	23.189	22.957
Recôncavo	3.465	3.292	3.297	3.427	3.252	3.325
Papa-Terra (62,5%) <sup>(1)</sup>	8.078	11.376	11.803	10.674	11.654	11.377
Atlanta (80%)	17.975	27.393	28.237	30.065	27.659	28.654
Parque das Conchas (23%) <sup>(3)</sup>	5.879	6.499	7.088	6.712	6.797	6.866
Peroá (100%) + Manati (45%) + Pescada (35%)	185	170	203	272	220	231
<b>Gás   boe/d</b>	<b>12.306</b>	<b>14.186</b>	<b>17.397</b>	<b>18.773</b>	<b>19.041</b>	<b>18.404</b>
Potiguar	1.795	1.907	2.266	2.266	2.213	2.248
Recôncavo <sup>(2)</sup>	6.041	6.064	6.260	6.437	6.584	6.427
Papa-Terra (62,5%) <sup>(1)</sup>	388	503	444	444	482	457
Atlanta (80%)	836	1.400	1.390	1.467	1.259	1.372
Parque das Conchas (23%) <sup>(3)</sup>	403	573	633	611	707	650
Peroá (100%) + Manati (45%) + Pescada (35%)	2.843	3.738	6.404	7.548	7.794	7.248

(1) Papa-Terra: Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore, com base no *Joint Operating Agreement*, exerceu o direito de cessão compulsória ("*forfeiture*") da participação indivisa de 37,5% da Nova Técnica Energy Ltda. ("NTE") no consórcio pela inadimplência financeira da NTE. Após o *forfeiture*, a NTE iniciou, em 03 de maio de 2024, um procedimento arbitral ("*Arbitragem*"). Em paralelo à Arbitragem, a NTE obteve, em 19 de julho de 2024, perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, uma decisão liminar suspendendo o processo de aprovação pela ANP da cessão de sua participação iniciada pela 3R Offshore até a decisão do Tribunal Arbitral, constituído em março de 2025. Em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3R Offshore; (2) No 3T25, ~27% do gás produzido no Recôncavo foi reinjetado. (3) A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou o Acordo de Individualização da Produção ("AIP") da jazida compartilhada do pré-sal de Jubarte, com efetividade a partir de 1º de agosto de 2025. Pelo AIP, o consórcio de Parque das Conchas (BC-10) tem participação de 0,86% da jazida, sendo a Brava detentora de 23% de participação na concessão de BC-10. A partir de agosto de 2025, a produção referente à participação da Companhia em Jubarte foi incorporada a produção de BC-10.