

An aerial photograph of an offshore oil rig at sunset. The rig is a large steel structure with a tall derrick, situated on a blue and red hull. A Brazilian flag is visible on the side. The sea is dark with some ripples, and the sky is a mix of orange, yellow, and grey clouds.

BRAVA

**Divulgação
de Resultados
4T25 & 2025**

Resultados | 4T25 & 2025

Rio de Janeiro, 11 de março de 2026 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao quarto trimestre e exercício de 2025 (“4T25” e “2025”, respectivamente):

Principais Indicadores

R\$ milhões de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025	2024 ¹	Δ A/A
Receita Líquida	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
EBITDA Ajustado	808	505	60%	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustada	31,7%	25,9%	5,8 p.p.	42,5%	-10,8 p.p.	38,8%	34,7%	0,1 p.p.
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	76,7	39,3	95%	91,8	-16%	81,3	55,7	46%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	61,1	29,2	2,1x	73,4	-17%	66,2	43,7	51%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	15,6	10,2	54%	18,4	-15%	15,1	12,0	27%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	55,6	68,9	-19%	61,9	-10%	61,8	76,1	-19%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,9	6,9	-	6,4	8%	6,2	7,6	-18%
Lifting Cost (US\$/boe)	17,3	17,5	-2%	15,7	10%	17,5	19,5	-10%

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

DESTAQUES DO 4T25 & 2025 E EVENTOS SUBSEQUENTES: Evolução em todas as frentes do negócio

Destaques operacionais: recordes de produção e eficiência

- Produção média anual recorde de 81,3 mil boe/d em 2025, +46% A/A.
- Recorde de eficiência operacional em Atlanta e Papa-Terra ao longo de 2025.
- *OTC Distinguished Achievement Award for Companies*: a Brava recebeu o maior prêmio da indústria *Offshore* pelo desenvolvimento do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

Destaques financeiros: evolução em todas as métricas e estrutura de capital fortalecida

- US\$ 37 milhões de geração de caixa livre no 4T25.
- Queda de 1,2x no índice de alavancagem, atingindo 2,16x no fim de 2025 vs. 3,37x no 1T25, terceira redução trimestral consecutiva.
- Incremento de 15% A/A da Receita Líquida, atingindo R\$ 11,6 bilhões (US\$ 2,1 bilhões) em 2025.
- EBITDA Ajustado de R\$ 4,5 bilhões ou US\$ 806 milhões (+29% A/A) e margem de 38,8% (+4,0 p.p. A/A) em 2025.
- Menor patamar de *Lifting cost*² da Companhia atingindo de US\$ 14,9/boe (-15% A/A) em 2025.
 - ✓ Destaque para o segmento *offshore* com *lifting cost*³ de US\$ 13,4 (-17% A/A) em 2025.

¹ 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 asseguração 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).

² Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,5/boe (consolidada Brava).

³ Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 4,2/boe (*offshore*).

- G&A de US\$ 3,7/boe em 2025, menor patamar histórico para Companhia.

Destaques Estratégicos e Corporativos

- **Evolução da arbitragem do Campo de Papa-Terra:** proferida ordem no âmbito da arbitragem em curso autorizando a Companhia a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pelo parceiro no Consórcio do Campo de Papa-Terra.
- **Governança:** eleição de novo *Chairman* - Alexandre Cruz, CEO - Richard Kovacs e do CFO / IRO – Luiz Carvalho, garantindo maior alinhamento entre as estratégias da Companhia e seus *stakeholders*.
- **Sustentabilidade:** Publicação do primeiro Relato Integrado da Brava.
- **Mercado de Capitais:** registro na SEC do programa de ADR Nível 1.

Conferência em português	Conferência em inglês
12 de março de 2026 (quinta-feira)	
14:00 (BRT)	13:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 850 7268 9026	
Senha: 329493	
	
Acesso à Conferência de Resultados 4T25 & 2025	
Clique aqui	

Mensagem da Administração

O ano de 2025 foi transformacional para a Companhia. Apresentamos forte evolução em todas as métricas do negócio, desde os aspectos operacionais — como segurança e eficiência — até os indicadores financeiros. Reforçamos nossa posição como um dos veículos de investimento mais sólidos no setor de óleo e gás da América Latina e, com essa visão, seguimos implementando iniciativas para fortalecer a cultura organizacional da Companhia e garantir o alinhamento entre operações seguras, estratégia, liderança executiva, acionistas e demais stakeholders.

A Brava renovou seu recorde de produção em 2025, alcançando mais de 81kboed, um crescimento de 46% em relação ao ano anterior, com destaque para os campos de Atlanta e Papa-Terra, que registraram seus melhores resultados anuais em produção, margem e eficiência operacional. A evolução das operações em todo o portfólio culminou em recordes financeiros em 2025: a receita superou US\$ 2 bilhões e o *lifting cost* atingiu seu menor nível histórico.

Esses marcos impulsionaram a expansão das margens e do EBITDA, que alcançou US\$ 806 milhões. Esse desempenho foi fundamental para reduzir o índice de alavancagem para 2,16x, resultado da combinação entre forte geração de caixa livre e redução da dívida líquida. Além disso, conduzimos um amplo processo de *liability management* ao longo do ano, fortalecendo a estrutura de capital e reduzindo o custo médio da dívida da Companhia. A disciplina financeira e a geração consistente de caixa seguem como pilares centrais da nossa estratégia de criação de valor para os acionistas.

Concluímos um ciclo voltado à implementação de projetos relevantes e iniciamos uma nova etapa focada na estabilização da produção e no destravamento de valor, por meio de uma gestão ativa de portfólio e de disciplina na alocação de capital. Essa transição foi acompanhada por ajustes planejados na liderança, refletindo esse novo momento reforçando o foco nas metas de curto e longo prazo.

Para a Brava, todo barril produzido importa. Estamos inseridos em um setor naturalmente cíclico e nossa estratégia busca assegurar que a Companhia opere com rentabilidade mesmo em cenários de preços mais baixos do petróleo, ao mesmo tempo em que esteja preparada para capturar plenamente o potencial de geração de valor em ciclos mais favoráveis da *commodity*.

No âmbito operacional, 2026 já começou com avanços relevantes. O campo de Papa-Terra renovou seu recorde histórico de produção e eficiência em janeiro, enquanto o projeto Atlanta recebeu o maior reconhecimento da indústria na *Offshore Technology Conference* (OTC), evidenciando a capacidade técnica e de execução da nossa equipe em projetos complexos. Trata-se da primeira vez que uma empresa independente brasileira recebe a premiação, reafirmando a excelência técnica do nosso time.

Na agenda ESG, publicamos o primeiro Relato Integrado da Companhia, em conjunto com as Demonstrações Financeiras, ambos assegurados pela empresa responsável pela auditoria independente dos nossos resultados. A Brava passa a ser a única companhia independente do setor no Brasil a divulgar um relatório alinhado aos principais *frameworks* internacionais. Esse marco reforça nosso compromisso com elevados padrões de governança, transparência e responsabilidade socioambiental, elementos essenciais para a construção de valor e confiança ao longo do tempo.

Por fim, a Brava reafirma seu compromisso com uma operação segura, eficiente com disciplina financeira, sustentando suas principais prioridades estratégicas: redução da alavancagem, diminuição do custo da dívida, gestão eficiente do portfólio, disciplina na alocação de capital e geração consistente de valor para acionistas e *stakeholders*, consolidando a cia como uma das principais plataformas independentes de óleo e gás da América Latina e entregando valor sustentável ao longo do tempo.

Administração da Brava Energia

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava encerrou 2025 com aprimoramento contínuo das práticas ESG através da evolução do acompanhamento e mensuração dos indicadores materiais da Companhia. Somos signatários da Rede Brasil do Pacto Global das Nações Unidas, o que reafirma nosso compromisso com princípios relacionados a direitos humanos, trabalho digno, proteção ao meio ambiente e combate à corrupção, em alinhamento à Agenda 2030 e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Esse posicionamento orienta nossas políticas corporativas e fortalece a conexão entre estratégia, governança, atuação operacional e geração de valor para nosso *stakeholders*.

Em 2026, juntamente com o resultado anual de 2025, publicamos o nosso primeiro Relato Integrado (ano-base 2025), assegurado por auditoria independente, elaborado em conformidade com diretrizes internacionalmente reconhecidas, como *Global Reporting Initiative – GRI* e *Sustainability Accounting Standards Board – SASB*, e alinhado às recomendações da *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures – TCFD*, em conjunto com as Demonstrações Financeiras e a divulgação dos resultados do 4T25. Essa integração reforça a conexão entre desempenho financeiro, gestão de riscos e temas materiais da Companhia.

As informações sobre Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) são apresentadas neste Relato Integrado e derivam do segundo Inventário da Companhia, já submetido à asseguuração por terceira parte independente, fortalecendo a transparência e a confiabilidade dos dados reportados. Em 2025, registramos redução da intensidade de emissões em todas as nossas atividades operacionais, refletindo ganhos de eficiência e aprimoramento de controles. Concluímos também o projeto piloto de inspeção de emissões fugitivas de metano por meio da utilização de drones nas operações *onshore*, ampliando a capacidade de identificação e mitigação preventiva.

No 4T25, publicamos nosso primeiro reporte ao *Carbon Disclosure Project – CDP*, abrangendo os temas Clima e Água, obtendo nota C em Clima e nota B em Segurança Hídrica, avanço relevante no alinhamento a padrões internacionais de gestão ambiental.

Ao longo de 2025, realizamos auditorias internas e externas e mantivemos as certificações ISO aplicáveis, reforçando a governança e a conformidade operacional. Avançamos ainda no projeto de diagnóstico e adequação às normas internacionais IFRS S1 e S2, com foco na estruturação de processos, controles e governança de dados relacionados aos temas materiais.

A segurança das operações é um dos valores basilares da Companhia e princípio orientador das decisões operacionais. No 4T25, conduzimos simulado de resposta a emergências no Campo de Atlanta, com participação de analistas do IBAMA, testando a capacidade de mobilização da estrutura organizacional e dos recursos de contingência disponíveis.

No âmbito socioambiental, avançamos na 3ª fase do Plano de Avaliação e Revisão da Mitigação de Impactos Socioambientais (PARMIS), voltado ao aprimoramento dos programas exigidos no licenciamento ambiental de empreendimentos marítimos e à avaliação integrada de impactos cumulativos em regiões com concentração de operações.

Concluímos também o Projeto de Educação Ambiental Caminhos do Mar, com realização de evento em Vitória (ES) voltado ao debate sobre a gestão compartilhada da zona marítima, incluindo a produção de série audiovisual sobre os impactos do tráfego de embarcações de apoio às atividades da cadeia de petróleo e gás no entorno dos Portos de Vitória e do Açu.

Em 2025, nossa atuação também se traduziu em relevante contribuição econômica aos territórios onde operamos. Destinamos R\$ 2,4 bilhões em impostos e royalties, recursos que impulsionam investimentos em infraestrutura, saúde, educação e desenvolvimento regional. Complementarmente, investimos R\$ 10,4 milhões em iniciativas sociais por meio de leis de incentivo e aportes diretos, ampliando o alcance de projetos nas áreas de cultura, esporte, educação e inclusão produtiva.

Ao longo do ano, mantivemos ações em comunidades próximas às operações, incluindo parceria com a ONG Alfa, no Rio de Janeiro, para doação de chuteiras a crianças, além de campanha de arrecadação de brinquedos no Rio Grande do Norte e na Bahia. Por meio de patrocínios via Lei de Incentivo Fiscal, apoiamos o BRAVA Arena Jockey, que arrecadou fundos para projetos sociais e ampliou o acesso à programação cultural. No 4T25, patrocinamos também o KiteFest Brasil (RN), que reuniu mais de cem atletas, contou com cinco mil espectadores e impactou mais de vinte mil pessoas, contribuindo para o fortalecimento do turismo e da economia local.

Atuamos de forma sensível e diligente junto às comunidades no entorno das nossas atividades, reconhecendo que a escuta ativa, o diálogo contínuo e o respeito às particularidades territoriais são elementos essenciais para a manutenção da licença para operar e para a construção de relações duradouras de confiança. Essa postura integra nossa gestão de riscos e reforça o compromisso com uma atuação responsável, transparente e alinhada ao desenvolvimento sustentável das regiões onde estamos presentes.

Desempenho Comercial & Operacional

A Brava apresenta a seguir os destaques operacionais do 4T25 e do ano de 2025, refletindo suas respectivas participações⁴ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

		1T25	2T25	3T25	4T25	T/T	2024	2025	A/A
Brent Médio ¹	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	63,7	-8%	80,8	69,1	-14%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	55,6	-10%	76,1	61,8	-19%
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	6,9	8%	7,6	6,2	-18%
Dólar médio	-	5,85	5,67	5,45	5,40	-1%	5,39	5,59	4%
Dólar EoP	-	5,74	5,46	5,32	5,50	3%	6,19	5,50	-11%
Upstream									
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	76,7	-16%	55,7	81,3	46%
Onshore	kboe/d	34,2	34,2	35,0	30,0	-14%	33,7	33,4	-1%
Offshore	kboe/d	36,6	51,7	56,9	46,7	-18%	21,9	47,9	2x
Óleo	kbbl/d	58,5	71,7	73,4	61,1	-17%	43,7	66,2	51%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	15,6	-15%	11,9	15,1	27%
	MMm ³ /d	1.957	2.255	2.926	2.479	-15%	1.900	2.404	27%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	5,2	6,3	6,3	5,5	-13%	16,3	23,4	43%
Volume venda Gás ²	MMm ³	133	187	238	174	-27%	505	732	45%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	6,6	-15%	19,5	28,0	44%
Downstream									
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	3,3	8%	13,2	12,8	-3%

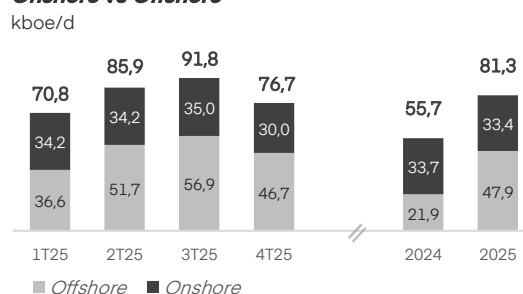
(1) Fonte: Dated Brent (Platts); (2) Inclui as operações intercompany.

Upstream

Encerramos o ano de 2025 com recorde de produção média anual de 81,3 mil boe/d, um aumento de 46% em relação ao ano anterior, com destaque para Papa-Terra e Atlanta, que registraram os seus melhores resultados anuais históricos de produção e eficiência operacional.

No 4T25, a produção média diária atingiu 76,7 mil barris (boe/d), +95,0% A/A e -16,4% T/T. O resultado do trimestre é explicado por (i) manutenção programada em Papa-Terra e Parque das Conchas, (ii) ajustes no sistema de separação do FPSO em Atlanta, (iii) paralisação parcial da produção de Potiguar em atendimento à interrupção temporária das instalações em Potiguar, em função de auditoria realizada pela ANP e (iv) paralisação temporária para a realização de ajustes operacionais em Manati, aliado a menor demanda por gás natural no período.

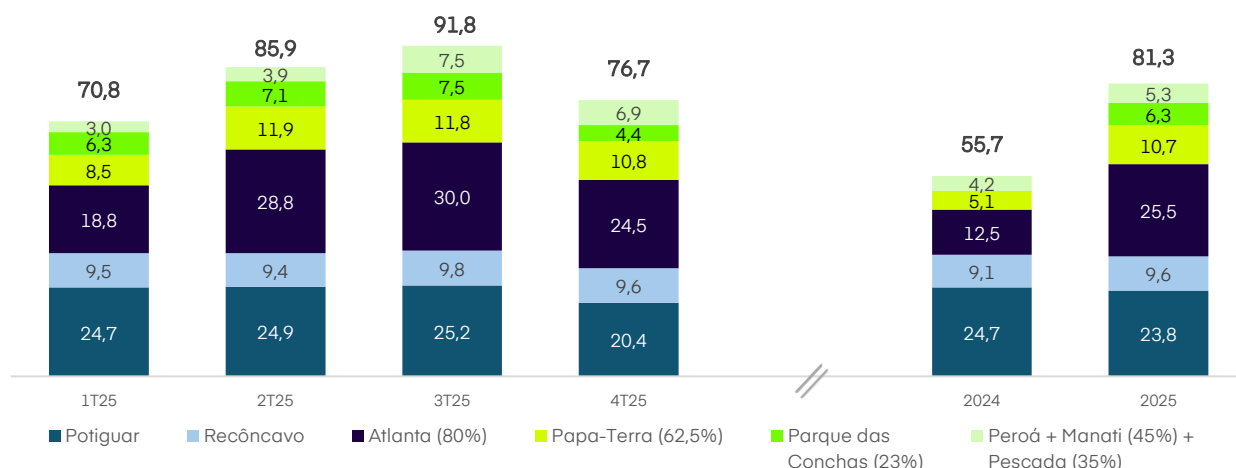
Onshore vs Offshore



⁴ (i) 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. (ii) Até 31 de julho de 2024, é considerado uma visão proforma com o objetivo de comparar com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), sendo que esses 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.

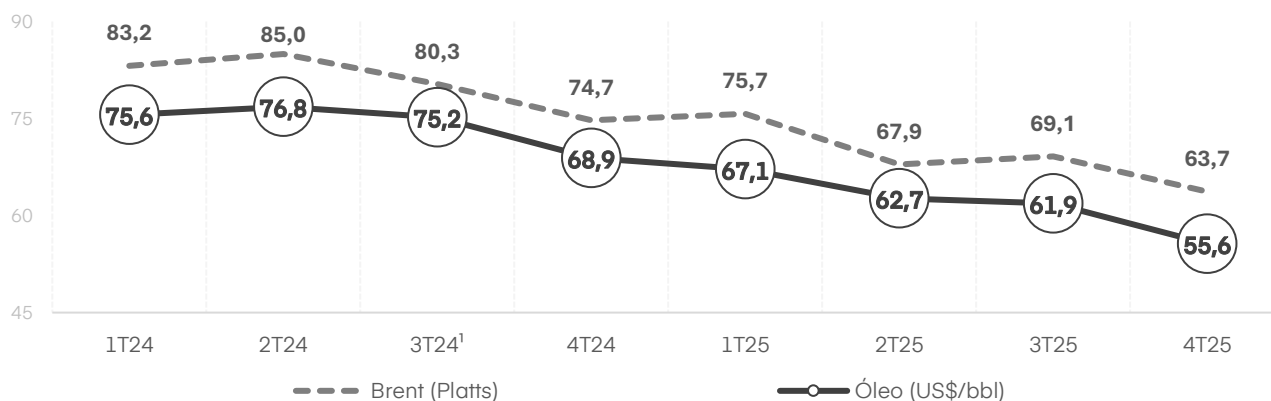
Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



Em 2025, a Companhia realizou a venda de 23 milhões de barris de óleo (bbl), +43% A/A. No 4T25, a totalizou a venda de 5.522 mil barris de óleo (bbl), -12,9% T/T, a um preço médio de US\$ 55,6/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos.

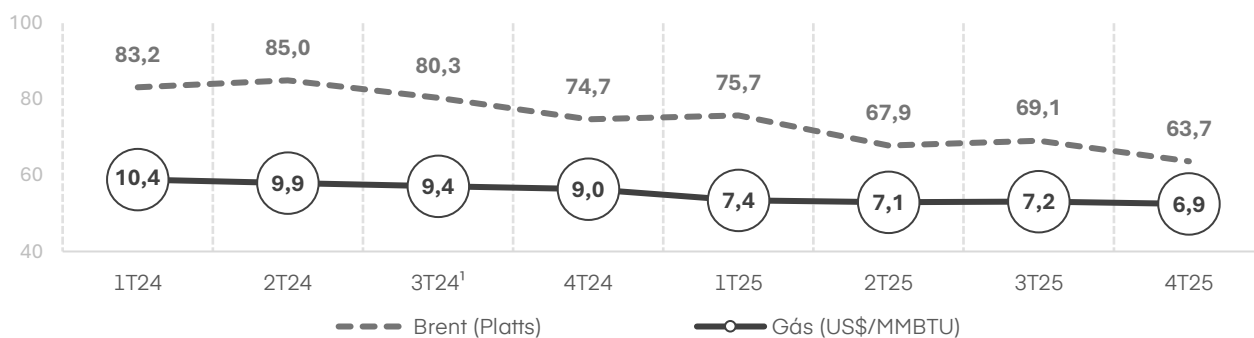
O desempenho comercial no 4T25 é justificado, principalmente, por: (i) não realização de operação *offloading* em Parque das Conchas (BC-10) devido à parada programada, (ii) pela redução do volume de óleo vendido em Potiguar, -13,3% T/T, (iii) maior desconto na venda de óleo de Atlanta, (iv) pela retração do *Brent* no período, -7,8% T/T, parcialmente compensado (ii) pelo maior volume de óleo vendido em Papa-Terra +13,4% T/T.

Preço Médio de Venda do Petróleo¹ (US\$/boe)

¹ 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.

A venda de gás natural somou 6,3 milhões de MMBTU, -18% T/T, a um preço médio de US\$ 6,9/MMBTU⁵, equivalente a 10,8% do valor de referência do *Brent*, estável quando comparado ao trimestre anterior. Devido à paralisação parcial da produção em Potiguar para atendimento à auditoria, não ocorreram operações *intercompany* de gás no período.

⁵ 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 Terceiros² (US\$/MMBTU)

¹ No comparativo histórico de 1T24 e 2T24 apenas os dados de 3R.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

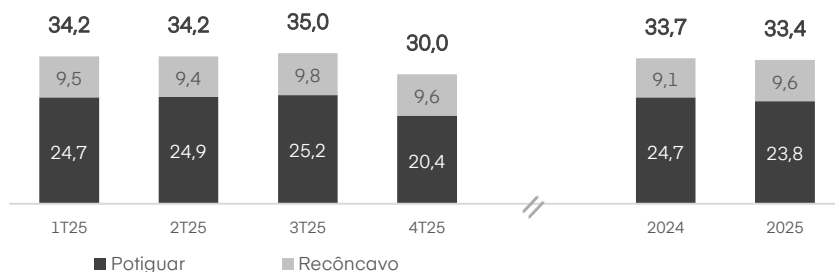
Onshore

Em 2025, confirmamos a resiliência operacional do segmento *onshore*, com produção média estável de 33,4 mil boe/d, mesmo com forte redução de capex quando comparado com 2024, -24,3% A/A.

No 4T25, alcançamos produção média diária de **30,0 mil boe**, -11,9% A/A e -14,0% T/T. O resultado do trimestre reflete o impacto da interdição temporária de instalações na região decorrente da auditoria conduzida pela ANP em Potiguar.

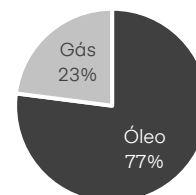
Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d



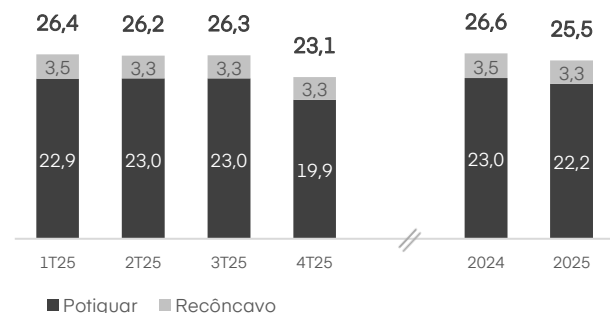
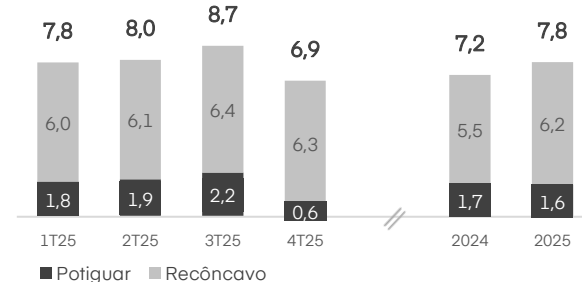
Perfil da Produção Onshore

(4T25- boe/d)



No aspecto comercial, a venda de óleo do *onshore* somou 2.135 mil barris de óleo (bbl) no 4T25, -11,6% T/T, a um preço médio de US\$ 57,1/bbl, e a venda de gás totalizou 2,5 milhões de MMBTU, sendo:

- (i) Potiguar: volume de óleo vendido de 1.830 mil bbl, -13,3% T/T, a um preço médio de US\$ 56,8/bbl.
- (ii) Recôncavo: volume de óleo vendido de 305 mil bbl, +0,7% T/T, a um preço médio de US\$ 58,5/bbl, e venda de gás de 2,5 milhões de MMBTU, a um preço médio US\$ 6,9/MMBTU.

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

As atividades em poços realizadas durante o 4T25 foram suportadas por sete sondas. Atividades realizadas no período: 90 *pullings*, 14 *workovers*, 3 reativações, 3 conversões e 90 abandonos. Em uma visão anual, foram realizados 491 *pullings*, 153 *workovers*, 54 perfurações (*drilling*), 39 reativações e 137 abandono, enquanto em 2024, foram 679 *pullings*, 387 *workovers*, 105 reativações e 21 abandonos no período.

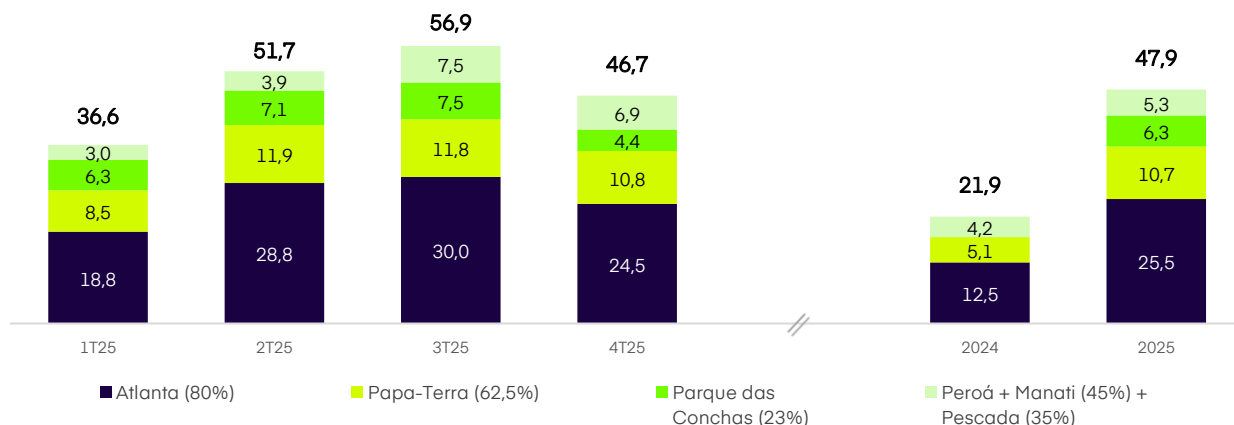
A variação entre 2024 e 2025 decorre principalmente da redução da campanha de *Drilling and Completion* e de *workovers*, com menor volume de atividades em poços ao longo de 2025, resultando em uma forte redução do CAPEX.

Offshore

O ano de 2025 foi marcado pelo ganho de escala e pelo aumento da eficiência operacional dos ativos *Offshore*, com destaque para Atlanta e Papa-Terra, que alcançaram os seus melhores resultados anuais históricos. No 4T25, a performance do segmento foi influenciada por ajustes operacionais e avanços no comissionamento de equipamentos no FPSO Atlanta, manutenção programada em Papa-Terra e Parque das Conchas e redução da produção em Manati devido a menor demanda por gás natural.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



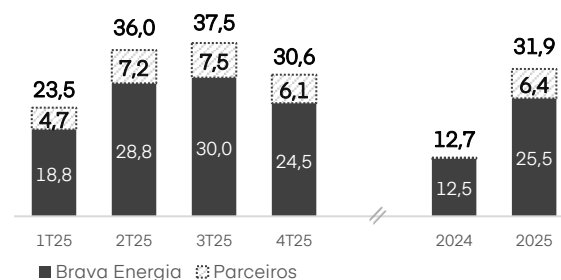
▪ Atlanta⁶ (WI 80%)

O ano de 2025 representou um marco histórico para Atlanta, com robusto incremento de produção e maior eficiência operacional. Entregamos o melhor resultado anual de Atlanta, alcançando 31,9 mil boe/d, para 100% do ativo, +2,0x em relação a 2024.

Na esfera comercial, a venda de óleo em Atlanta somou 2.299 mil barris de óleo (bbl), +2,5% T/T, atingindo um preço médio de US\$ 55,3/bbl. Esse resultado é explicado por (i) redução no preço do *bunker* em Singapura devido a sobreoferta do produto e outros óleos destinados ao *blend*, (ii) elevação do custo do frete marítimo por efeito sazonal e de aumento na demanda; e (iii) a contração do *crack spread* do VLSFO em relação ao Brent, que recuou 52% versus um recuo de 7,8% do próprio Brent no período analisado.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



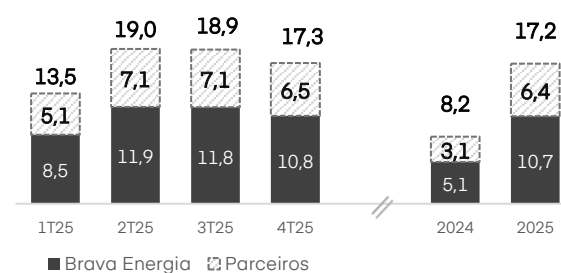
▪ Papa-Terra⁷ (WI 62,5%)

O Ativo apresentou ao longo de 2025 um significativo aumento na eficiência operacional, decorrente de avanços na campanha de recuperação de integridade, registrando o seu melhor resultado anual, com produção de 17,2 mil boe/d para 100% do ativo.

O resultado do 4T25 é reflexo da realização da manutenção programada, alcançando uma média de 17,3 mil boe (100% do ativo), uma redução de -8,7% em relação ao 3T25. A produção foi normalizada ainda em novembro de 2025.

Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d



No âmbito comercial, considerando a parcela de 62,5% de Papa-Terra, no trimestre a venda de óleo correspondeu a 1.073 mil barris (bbl), +13,4% T/T, com um preço médio de US\$ 53,4/bbl. O desempenho no trimestre é justificado pela queda do preço do Brent, que impactou diretamente as condições comerciais no período.

▪ Parque das Conchas (WI 23%)

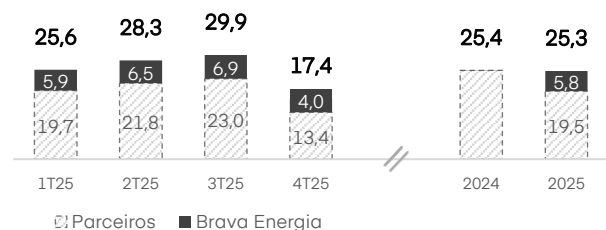
A produção de óleo no trimestre alcançou 17,4 mil bbl/d, -41,7% T/T, e a produção de gás atingiu 1,8 mil boe/d (291 mil m³/d), -35,2% T/T, totalizando 19,2 mil boe/d, -41,2% T/T para 100% do ativo. Esse resultado é reflexo da execução de manutenção programada iniciada na segunda quinzena de novembro e concluída em janeiro de 2026.

⁶ 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.

⁷ 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.

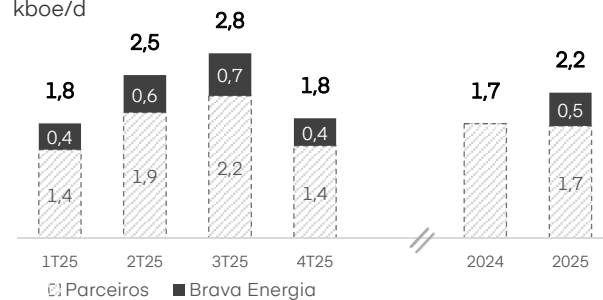
Produção de Óleo | Parque das Conchas

kbbbl/d



Produção de Gás | Parque das Conchas

kboe/d



Parque das Conchas não registrou resultado comercial durante o 4T25, em função da parada programada mencionada anteriormente, que resultou na ausência de *offloading* no período, postergando a comercialização para o primeiro trimestre de 2026.

▪ Peroá | Manati (WI 45%) | Pescada (WI 35%)

No 4T25, a produção combinada dos ativos alcançou 6,9 mil boe/d, aumento de +2,6x (164,7%) A/A e redução de -7,2% T/T, sendo a variação trimestral explicada principalmente pela redução da demanda do mercado de gás natural em Manati.

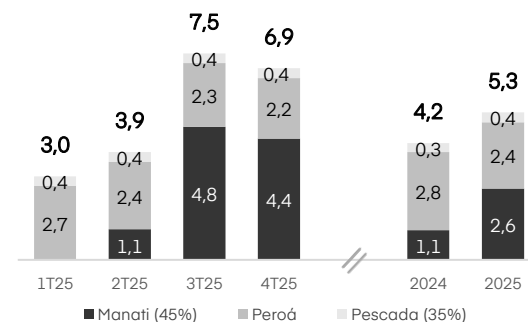
Peroá registrou a venda de 7,2 mil barris (bbl) de óleo a um preço médio de US\$ 73,7/bbl, e 1,5 milhões de MMBTU de gás no 4T25, a um preço médio de US\$ 8,6/MMBTU, equivalente a 13,4% do valor de referência do *Brent*.

Enquanto Manati registrou a venda de gás de 2,2 milhões de MMBTU no 4T25, a um preço médio de US\$ 6,0/MMBTU, equivalente a 9,3% do valor de referência do *Brent*.

Por fim, Pescada registrou a venda de 7,1 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 61,4/bbl no 4T25.

Produção Peroá + Manati + Pescada

Participação Companhia | kboe/d

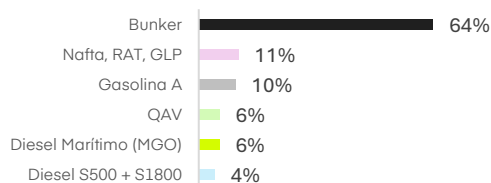


Downstream

No ano de 2025, o segmento somou 12,8 milhões de barris de óleo equivalentes comercializados, corresponde a 35 mil boe/d. Durante o 4T25, a Companhia realizou a venda de 3.340 mil barris de produtos derivados, +7,7% T/T. O desempenho no trimestre reflete maior 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 64% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), (ii) maior volume de venda de Diesel S-500 (+29% T/T) e de Gasolina A (+25% T/T) (iii) menor nível de comercialização de RAT (-30% T/T) e Nafta (-24% T/T).

Detalhamento de Produtos Vendidos 4T25 (% boe)



A Companhia atendeu a demanda do mercado local com a oferta de diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP (gás liquefeito 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 e ao volume de óleo adquirido de terceiros, ambos processados na refinaria, e à aquisição de derivados para mistura (*blend*).

Eventos subsequentes

Arbitragem Relativa ao Consórcio do Campo de Papa-Terra

Em fevereiro de 2026, a Companhia foi autorizada, no âmbito do processo arbitral em curso, referente ao Consórcio do Campo Papa-Terra, a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no ativo, incluindo a transferência perante a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e demais órgãos governamentais competentes no procedimento de arbitragem.

A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa: (i) Proibição de alienação a terceiros: a Brava fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e (ii) Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral.

A Companhia já deu prosseguimento aos atos ainda em fevereiro e manterá o mercado informado acerca da evolução desse processo.

Desempenho Financeiro

A Brava apresenta a seguir os destaques financeiros do **4T25** e do **ano de 2025**, refletindo suas respectivas participações⁸ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Down.	Corp.	Elim. ⁹	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025	2024	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>													
Receita Líquida	755	1.138	1.223	-	(569)	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
Custo do Produto Vendido	(572)	(920)	(1.368)	-	521	(2.339)	(1.514)	54%	(2.162)	8%	(8.520)	(7.320)	16%
Royalties	(58)	(86)	-	-	-	(143)	(92)	56%	(185)	-22%	(700)	(551)	27%
Lucro Bruto	184	218	(145)	-	(48)	209	436	-52%	897	-77%	3.103	2.776	12%
Despesas G&A	(84)	(57)	(22)	2,4	-	(161)	(134)	20%	(137)	17%	(601)	(931)	-35%
Gastos Exploratórios	-	(7)	-	-	-	(7)	(11)	-35%	(16)	-55%	(62)	(54)	15%
Outras receitas e despesas	(94)	11	(177)	(0,8)	-	(261)	(121)	2,2x	123	-	(223)	820	-
Lucro Operacional	5	165	(344)	1,6	(48)	(220)	169	-	867	-	2.216	2.611	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(44)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Resultado antes de impostos	(39)	99	(345)	(536)	(51)	(872)	(1.616)	-46%	(460)	89%	1.453	(1.595)	-
IR e CSLL	19	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Lucro Líquido	(20)	295	(277)	(536)	(50)	(588)	(1.028)	-43%	121	-	1.411	(1.133)	-
IR e CSLL	19	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Resultado Financeiro Líquido	(44)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Depreciação e Amortização I CPV	(190)	(502)	(18)	-	(1,2)	(711)	(214)	3,3x	(678)	5%	(2.371)	(1.842)	29%
Depreciação e Amortização I G&A	(14)	(0,7)	(0,1)	(4)	1	(18)	(12)	56%	(17)	8%	(65)	(43)	52%
EBITDA	210	667	(325)	5	(48)	509	395	29%	1.562	-67%	4.652	4.495	3%
Margem EBITDA	27,8%	58,6%	-	-	-	20,0%	20,3%	-0,3 p.p.	51,1%	-31 p.p.	40,0%	44,5%	-4 p.p.
Ajustes não recorrentes	110	(153)	347	(5)	-	299	110	2,7x	(262)	-	(144)	(987)	-85%
EBITDA Ajustado	320	514	21	-	(48)	808	505	60%	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustado	42,4%	45,1%	1,8%	-	-	31,7%	25,9%	6 p.p.	42,5%	-11 p.p.	38,8%	34,7%	4 p.p.

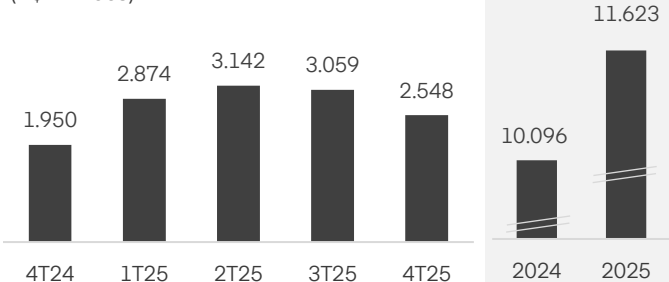
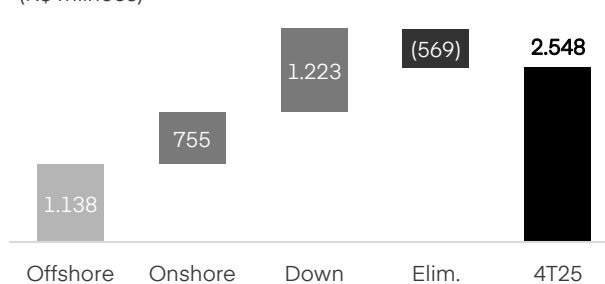
Receita Líquida

A Brava registrou **receita líquida consolidada de R\$ 2.548 milhões (US\$ 472 milhões) no 4T25**, com incremento de 31% A/A e uma redução de 17% T/T, impactada, principalmente, pela desvalorização de 7,8% T/T no *Brent* médio do trimestre.

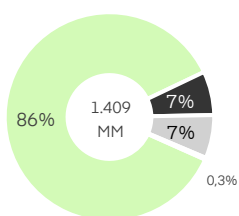
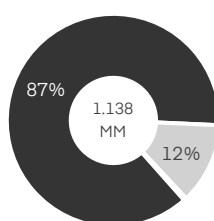
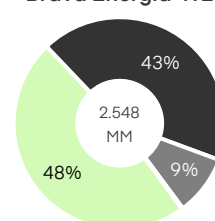
- O *onshore* e *downstream* somaram **R\$ 1.409 milhões (US\$ 261 milhões)**, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany* de R\$ 569 milhões. O desempenho foi impactado pelo menor volume vendido em Potiguar, em função da paralisação parcial da produção para atendimento à auditoria da ANP e menores margens no *crack spread* dos produtos derivados no período.
- O *offshore* registrou **R\$ 1.138 milhões (US\$ 211 milhões)**. O resultado foi impactado pela não realização de *offloading* em Parque das Conchas (BC-10) no 4T25 devido à parada programada para manutenção e do maior desconto na venda de óleo de Atlanta. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo maior volume comercializado em Papa-Terra.

⁸ (i) 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. (ii) Até 31 de julho de 2024, é considerado uma visão proforma com o objetivo de comparar com períodos anteriores às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), sendo que esses 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.

⁹ O resultado apurado em **Eliminações** corresponde as operações *intercompany* entre subsidiárias e segmentos, registradas a preços internos de transferência definidos com base em parâmetros de mercado para fins de conciliação com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Sendo esse 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, comprados ou transferidos, pode ser utilizado em período de competência diferente.

Receita Líquida
(R\$ milhões)

Composição da Receita Líquida 4T25
(R\$ milhões)


No 4T25, a receita líquida por produto foi composta por: (i) R\$ 1.220 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.089 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 235 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 4 milhões através da prestação de serviços. Já a receita líquida anual é composta por: (i) R\$ 5.303 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 5.279 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 944 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 98 milhões através da prestação de serviços.

Onshore + Downst.

Offshore

Brava Energia 4T25


óleo

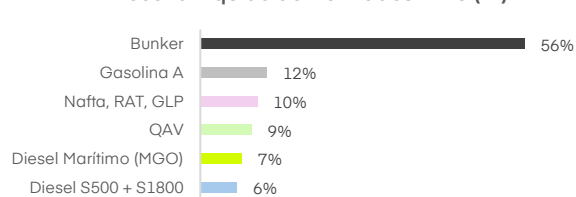
gás

derivados

serviços

Importante destacar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas. 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.

A receita líquida de produtos derivados do *downstream* alcançou R\$ 1.216 milhões no 4T25, sendo distribuída conforme gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros. No ano de 2025, consolidou R\$ 5.393 milhões.

Receita Líquida de Derivados 4T25 (%)


Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.339 milhões (US\$ 433 milhões) no 4T25, +8% T/T. O desempenho no 4T25 reflete principalmente o aumento da base de ativos para fins de cálculo de amortização e depreciação, com a transferência de mais valia para imobilizado e intangível, em razão da incorporação da subsidiária Enauta Energia na holding (Brava Energia), parcialmente compensado pela redução dos custos de extração do segmento *upstream* (-9% T/T) e menores custos de *royalties*, devido a menor produção no período.

No consolidado do ano de 2025, o custo dos produtos vendidos (CPV) alcançou R\$ 8.520 milhões (US\$ 1.529 milhões), +16% A/A, justificado pelo incremento de +2x na produção do segmento *offshore* quando comparado com o ano anterior.

As despesas gerais e administrativas (G&A) totalizaram R\$ 161 milhões (US\$ 30 milhões) no 4T25, +17% T/T. Desse montante, R\$ 106 milhões referem-se aos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*, e R\$ 57 milhões ao segmento *offshore*, enquanto o saldo remanescente corresponde ao segmento corporativo. A variação no trimestre é explicada, principalmente, por efeitos não-recorrentes registrados no período, como contingências jurídicas e gastos com pessoal.

Os gastos exploratórios¹⁰ ocorridos no 4T25 de R\$ 7 milhões, representam 4% do valor total do G&A, e são compostos, principalmente, por aquisição e processamento de sísmica para os blocos exploratórios nas bacias de Paraná¹¹ e Pará-Maranhão¹². Ao considerar esses gastos, o G&A totalizou R\$ 168 milhões (ou US\$ 31 milhões) no 4T25.

No consolidado do ano de 2025, as despesas gerais e administrativas (G&A), considerando gastos exploratórios, alcançaram R\$ 663 milhões (US\$ 119 milhões), -33% A/A, sendo justificado por menores despesas de pessoal e com serviços prestados por terceiros.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 4T25 foi negativo em R\$ 651 milhões (US\$ 121 milhões), comparado a um resultado negativo de R\$ 1.327 milhões no trimestre anterior. Vale destacar, que no 3T25, essa linha foi impactada pela despesa de R\$ 849,4 milhões relacionada à antecipação dos recebíveis da Yinson.

A performance do 4T25 é explicada, principalmente:

- Juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 562 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos;
- Variação cambial com saldo negativo de R\$ 208 milhões decorrente da valorização do dólar no final do período (EoP), +3% T/T;
- Resultado positivo de R\$ 134 milhões com instrumentos de *hedge*, composto por: (i) R\$ 258 milhões de resultado positivo do *hedge* de óleo, compensados (ii) pelo resultado negativo de R\$ 106 milhões do *hedge* das dívidas¹³ e (iii) R\$ 18 milhões do *hedge* correspondente ao TRS vinculado às ações¹⁴.

Considerando o efeito caixa, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 200 milhões (US\$ 36 milhões¹⁵) no 4T25, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 351 milhões, parcialmente compensado por (ii) resultado líquido positivo de *hedge* de moeda e de dívidas em R\$ 75 milhões e (iii) resultado líquido positivo de R\$ 76 milhões proveniente das aplicações financeiras.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia mantém, atualmente, instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, totalizando **21,4 milhões barris em um horizonte de 18 meses**, através de contratos sem previsão de chamada de margem.

- **NDF (*Non-Deliverable Forward*)**: cobertura de 13,9 milhões barris, com preço médio de US\$ 64,3/bbl em um horizonte de 18 meses.

¹⁰ Conforme Nota Explicativa 36 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹¹ A Companhia possui 30% de participação em 4 blocos exploratórios em parceria com a Eneva S.A. adquiridos no 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, com contratos assinados em junho 2021.

¹² A Companhia possui 100% de participação em 2 blocos exploratórios, adquiridos na 11ª rodada da ANP, com contratos assinados em agosto de 2013.

¹³ Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de proteção e diversificação dos indexadores dos passivos financeiros (nota explicativa 40).

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

¹⁵ Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,50

- **Collar (zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call):** cobertura de 6,6 milhões barris, com piso médio de US\$ 64,4/bbl e teto médio de US\$ 75,1/bbl, em um horizonte de 15 meses.
- **Opção (Put):** cobertura de 900 mil barris, com preço médio de US\$ 61,1/bbl, em um horizonte de 12 meses.

Fixing	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
	Quantidade		Preço Médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço Médio
	mil barris	kboe/d	US\$	mil barris	kboe/d	US\$	US\$	mil barris	kboe/d	mil barris	kboe/d	US\$
1T26	2.576	28,6	63,9	2.311	25,7	63,8	75,5	4.887	54,3	695	7,7	61,4
2T26	2.339	25,7	63,6	2.530	27,8	64,3	75,0	4.869	53,5	205	2,3	60,0
3T26	3.300	35,9	65,1	750	8,2	66,8	74,8	4.050	44,0	-	-	-
4T26	2.975	32,3	63,9	370	4,0	62,6	73,3	3.345	36,4	-	-	-
1T27	2.025	22,5	65,1	600	6,7	65,0	75,9	2.625	29,2	-	-	-
2T27	725	8,0	63,0	-	-	-	-	725	8,0	-	-	-
Total	13.940	25,5	64,3	6.561	12,0	64,4	75,1	20.501	37,5	900	1,6	61,1

Nessa seção de hedge, vale destacar que a Companhia é ativa em diversas frentes para proteção do seu negócio, não só na proteção do óleo (tabela acima), mas também nas proteções voltadas para o frete e para os *spreads* de *bunker* de baixo enxofre e outros produtos derivados.

Nesse contexto, garantimos, antes da disrupção do mercado causada pela guerra no Oriente Médio, uma boa precificação para o frete das nossas próximas cargas de óleo. Além disso, estamos observando forte alta nos *spreads* (margens) dos produtos derivados e no *bunker* de baixo enxofre, produto mais relevante da cesta de produção da Brava, com espaço para capturar parte desse *upside* no primeiro semestre de 2026.

Considerando todas essas variáveis de possível proteção e *upside*: (i) hedge do óleo, (ii) hedge de frete, e (ii) aumento dos *spreads*, o retorno líquido da Brava para o cenário atual do mercado é positivo.

Imposto de Renda e Contribuição Social

No acumulado de 2025, o Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) totalizaram despesa líquida de R\$ 42 milhões, comparado ao resultado positivo de R\$ 463 milhões registrado no ano anterior, reflexo, principalmente, da mudança de base, com a Companhia passando de prejuízo antes do IR e CSLL em 2024 para lucro antes do IR e CSLL em 2025.

O resultado anual é composto por: (i) IR e CSLL correntes com despesa líquida de R\$ 294 milhões, dos quais R\$ 243 milhões com efeito caixa; e (ii) IR e CSLL diferidos com crédito de R\$ 252 milhões. A variação anual decorre principalmente da constituição e reversão de tributos diferidos de exercícios anteriores, além dos impactos da variação cambial, conforme detalhado na Nota Explicativa 15 das Demonstrações Financeiras.

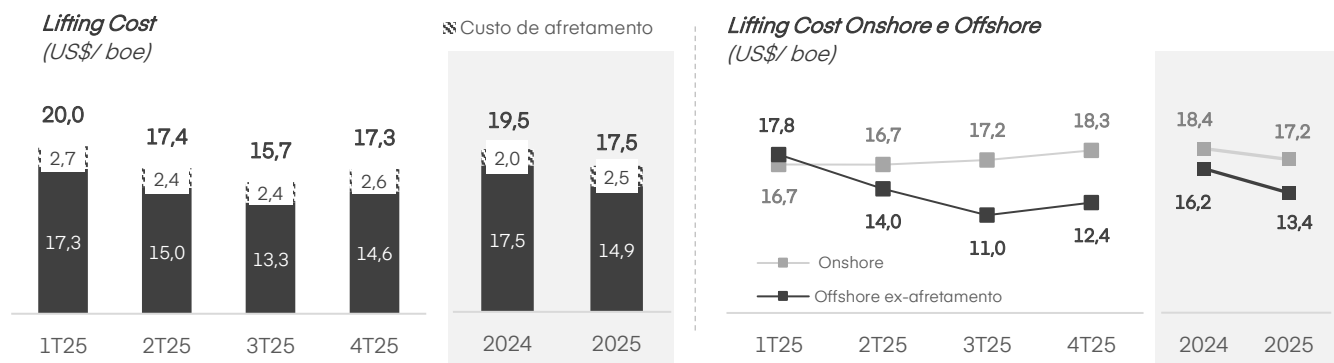
Lucro Líquido

No acumulado de 2025, a Companhia registrou lucro líquido consolidado de R\$ 1.411 milhões (US\$ 240 milhões), resultado sustentado pelo desempenho operacional do segmento *offshore* e estabilidade do *onshore* ao longo do ano. No 4T25, a Companhia encerrou com prejuízo líquido de R\$ 588 milhões (US\$ 109 milhões), impactado principalmente pelo menor volume de vendas no *offshore*, reflexo da ausência de *offloading* em Parque das Conchas, a menor produção em Potiguar em função de auditoria no ativo, maiores descontos aplicados nas vendas de óleo de Atlanta, além do efeito do *brent* médio, -7,8% T/T.

Custo de Extração (*Lifting Cost*)

No consolidado de 2025, o *lifting cost* médio¹⁶ ponderado da Companhia atingiu US\$ 14,9/boe, -15% T/T, ao incluir os custos de afretamento, o indicador alcançou US\$ 17,5/boe, refletindo o maior nível de produção, + 46% em comparação ao ano anterior.

No 4T25, o indicador alcançou US\$ 14,6/boe, +10% T/T, ou US\$ 17,3/boe (com custos de afretamento). A variação trimestral decorre, principalmente, do menor nível de produção no período, parcialmente compensado pela redução dos custos absolutos de extração.



O *onshore* alcançou US\$ 17,2/boe em 2025, -7% A/A, e no trimestre US\$ 18,3/boe, +6% T/T, reflexo do menor nível de produção, parcialmente compensado por menores custos de energia, de logística e de atividades em poços.

- O **Complexo Potiguar** registrou *lifting* de US\$ 17,9/boe em 2025, -2% A/A e de US\$ 19,0/boe no 4T25, +6% T/T, reflexo do menor nível de produção decorrente da paralisação parcial da operação para atendimento à auditoria da ANP.
- O **Complexo do Recôncavo** registrou *lifting* de US\$ 15,1/boe em 2025, -22% A/A e de US\$ 16,4/boe no 4T25, +9% T/T, devido a maiores custos de operação e manutenção e serviços para recuperação de integridade nos ativos.

O *offshore* registrou US\$ 13,4/boe em 2025, -17% T/T e US\$ 17,6/boe ao considerar o custo de afretamento. No 4T25, alcançou US\$ 12,4/boe, +13% T/T, ou US\$ 16,7/boe ao incluir os custos de afretamento. A variação trimestral decorre, principalmente, do menor nível de produção, parcialmente compensado por menores custos de energia e de atividades de manutenção e integridade.

- **Atlanta** atingiu US\$ 8,0/boe em 2025, -6% A/A, ao incluir o custo de afretamento, alcançou US\$ 14,9/boe. No 4T25, registrou US\$ 7,3/boe, +29% T/T ou US\$ 14,6/boe considerando o custo de afretamento, +22% T/T, reflexo do menor nível de produção em razão dos ajustes no sistema de separação do FPSO Atlanta.
- **Papa-Terra** alcançou US\$ 24,0/boe em 2025, -26% A/A, resultado do avanço contínuo das iniciativas de eficiência. No 4T25, registrou US\$ 21,4/boe, -4% T/T, refletindo a redução de custos de operação e manutenção, de energia e de atividades de integridade, em linha com a estratégia de otimização dos custos e maior eficiência operacional.

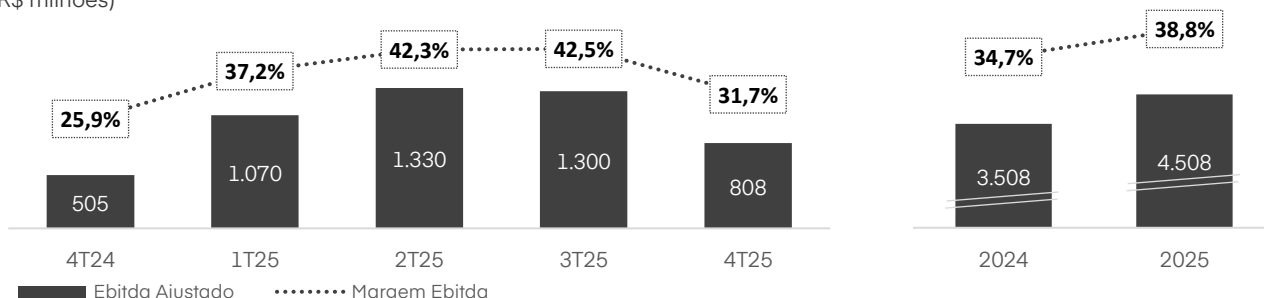
¹⁶ O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, royalties, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

- **Parque das Conchas** registrou US\$ 15,7/boe em 2025, ao considerar os custos de afretamento, alcançou US\$ 19,7/boe, e no 4T25, registrou US\$ 4,8/boe (ou US\$ 9,2/boe incluindo os custos de afretamento), com impacto da parada programada, que reduziu a produção no período.
- **Manati** registrou US\$ 17,3/boe em 2025 e US\$ 19,0/boe no trimestre, +27% T/T. O aumento trimestral decorre principalmente de maiores custos associados a reajustes contratuais e repasses retroativos pelo operador, além do menor nível de produção em função da limitação contratual pelo operador.
- **Peroá** registrou US\$ 9,0/boe em 2025 e no trimestre US\$ 11,3/boe, +35% T/T. O aumento reflete custos pontuais de inspeção nas instalações para atendimento a exigências do órgão regulador, além do menor nível de produção, que reduz a capacidade de diluição de custos.

EBITDA Ajustado

No ano de 2025, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 4.508 milhões (US\$ 806 milhões), +29% A/A, reflexo do maior nível de produção do segmento *offshore* em comparação com o ano anterior. Esse resultado é composto por: (i) R\$ 2.606 milhões referentes à contribuição do *offshore*, (ii) R\$ 1.919 milhões referentes à contribuição do *onshore e downstream*, já líquido das eliminações *intercompany*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 16 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa.

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



No 4T25, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 808 milhões (US\$ 150 milhões) no 4T25, representando uma redução de 38% T/T. Ao incluir o resultado de *hedge* de óleo (conforme ajuste aplicado para cálculo de *covenants* das dívidas), o Ebitda Ajustado alcançou R\$ 823 milhões (US\$ 153 milhões) no trimestre. O desempenho reflete a contribuição de R\$ 514 milhões do segmento *offshore* e de R\$ 294 milhões dos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*.

Os ajustes no EBITDA do 4T25 totalizaram R\$ 299 milhões (US\$ 55 milhões), compostos por: (i) R\$ 210 milhões referente ao reconhecimento de perdas estimadas¹⁷ com créditos de natureza tributária e contas a receber de clientes e outros créditos, (ii) R\$ 169 milhões de baixa de inventário (sem efeito caixa), (iii) remensuração de R\$ 67 milhões¹⁸ da provisão de abandono (ARO), parcialmente compensados por (iv) R\$ 143 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16, majoritariamente associados ao FPSO Atlanta; e (v) reversão de R\$ 5 milhões da provisão do *earn-out* do antigo controlador.

A Companhia consolida no ano de 2025, uma margem EBITDA Ajustada de 38,8%, +4 p.p., e no trimestre de 31,7% no 4T25, -11 p.p. T/T. O desempenho trimestral reflete: (i) a menor margem no *offshore*, devido ao menor nível de produção em Atlanta, e à parada programada de Parque das Conchas (BC-10), que resultou na ausência de contribuição do ativo no período; e (ii) a redução da margem do *onshore e downstream*, impactada pelo menor volume de produção em Potiguar para atendimento à auditoria,

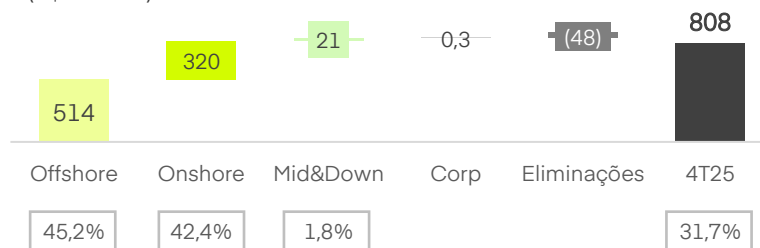
¹⁷ Nota explicativa 37 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹⁸ Nota explicativa 37 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

queda no valor de referência do *brent* no período e pela compressão do *crack spread* dos produtos derivados.

Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 45% no 4T25, -9 p.p. T/T, enquanto o segmento *onshore* alcançou 42%, -4 p.p. T/T e o segmento *downstream* aferiu margem de 1,8%, -1,8 p.p. T/T.

Composição e Margem do EBITDA Ajustado 4T25
(R\$ milhões)

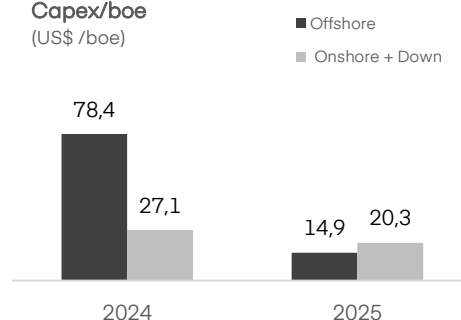


Capex

A Brava investiu R\$ 569 milhões (US\$ 105 milhões¹⁹) em capex no 4T25, -7% T/T em dólar, consolidando seis trimestres seguidos de redução nos investimentos.

Do montante total de capex do 4T25, **39% foram direcionados ao segmento offshore** (-45% T/T), com destaque para a redução de 74% T/T nos investimentos em Atlanta. 66% do total dos investimentos em Atlanta foi destinado para a campanha de desenvolvimento da Fase 2, que contempla a perfuração de dois novos poços.

Capex/boe
(US\$ /boe)

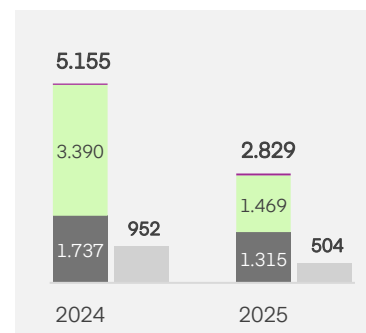
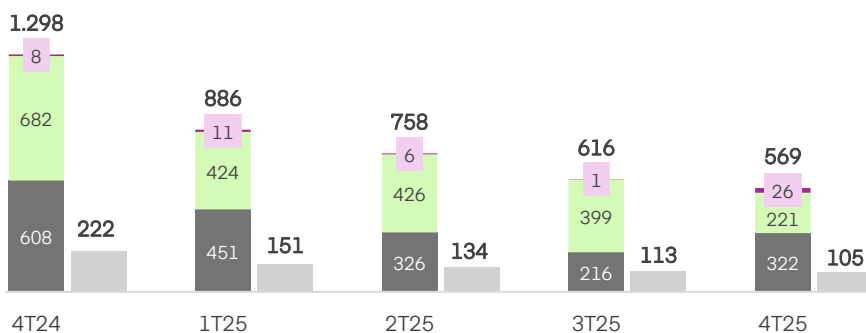


As atividades do *onshore e downstream* representaram **57% do capex do trimestre**, impulsionadas por: (i) investimentos na revitalização da estação de vapor, correspondentes a 15% do capex total do segmento, em trâmites finais; (ii) projeto piloto de injeção de nitrogênio; (iii) intervenções de *workover* no período; (iv) manutenções recorrentes e serviços pontuais de engenharia no *downstream*.

A parcela remanescente de Capex refere-se aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada (SAP) para toda a Companhia.

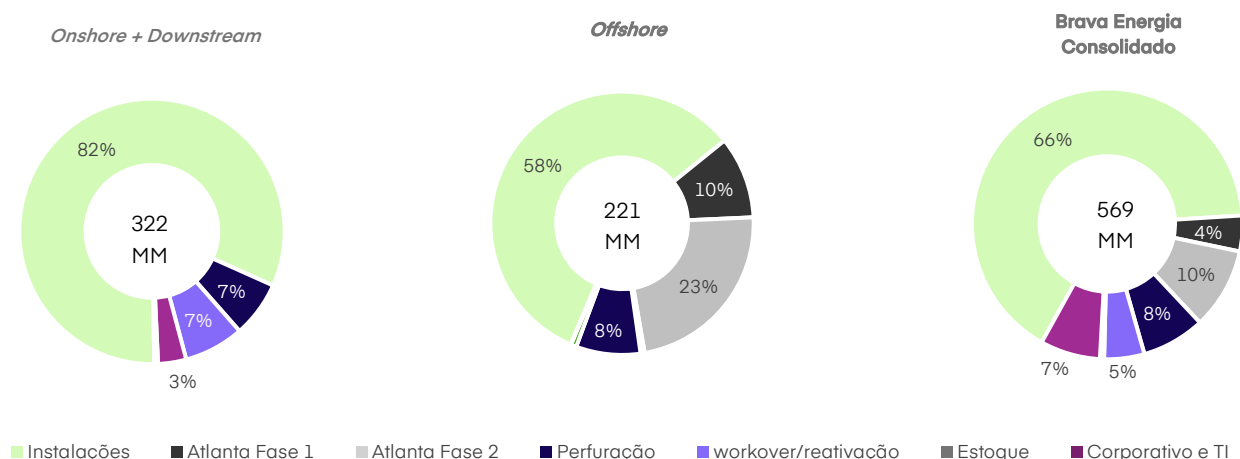
Capex trimestral e anual em Real e Dólar
(R\$/US\$ milhões)

■ Corp ■ Offshore BRL ■ Onshore + Downstream BRL ■ Capex USD



¹⁹ Considerado o dólar médio do período de 5,40.

Capex por atividade no 4T25



Em 2025, o volume de Capex somou R\$ 2.829 milhões (US\$ 504 milhões), -47% A/A em dólar e em linha com o planejamento. A variação anual corresponde a redução nos investimentos do *offshore*, com destaque para a conclusão da implementação do projeto de Atlanta e a normalização dos investimentos atrelados a integridade de Papa-Terra. Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.469 milhões foram aplicados no segmento *offshore*, enquanto R\$ 1.315 milhões foram alocados no segmento *onshore* e *downstream*.

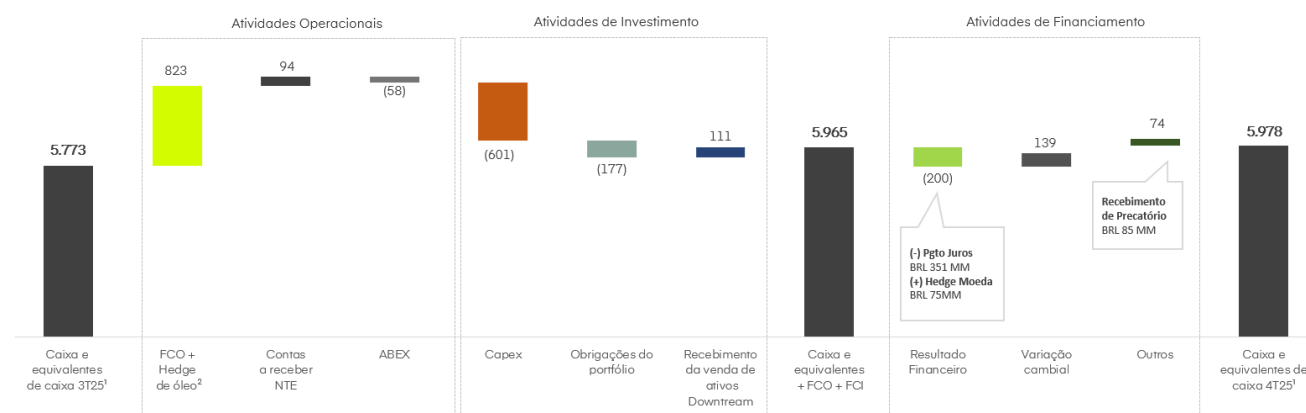
O resultado do capex com efeito caixa registrado no 4T25 foi de R\$ 601 milhões (US\$ 111 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 32 milhões (US\$ 6 milhões), refere-se a pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre. Em 2025, o volume de capex com efeito caixa somou R\$ 2.960 milhões (US\$ 529 milhões).

Fluxo de Caixa Livre

A Companhia registrou uma geração caixa livre de R\$ 205 milhões (ou US\$ 37 milhões²⁰) no 4T25, reflexo da operação integrada e diversificada, com destaque para a disciplina na alocação de capital e gestão financeira ativa ao longo do trimestre.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)



¹O 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\$ 2.861 milhões. ² Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 15 milhões).

²⁰ Considerado o dólar no final do período de 5,50.

No 4T25, a geração de caixa operacional totalizou R\$ 859 milhões (US\$ 156 milhões²¹), incluindo R\$ 15 milhões de resultado líquido positivo dos contratos de *hedge* de óleo. O desempenho do trimestre foi impactado, principalmente, pela menor geração de caixa operacional de Atlanta, em razão do menor nível de produção decorrente dos ajustes no sistema de separação em novembro e do maior desconto aplicados na comercialização de óleo no 4T25, além do menor volume de produção em Potiguar e ausência de operações de *offloading* em Parque das Conchas (BC-10).

A Companhia encerrou 2025 com posição de estoques de óleo de R\$ 249 milhões (ou US\$ 46 milhões) e derivados de R\$ 177 milhões (ou US\$ 33 milhões) ao final do 4T25, contabilizada ao valor de custo de produção, conforme nota explicativa 12 das demonstrações financeiras.

As atividades de investimento consumiram R\$ 667 milhões (US\$ 121 milhões) no 4T25, -6% T/T. O resultado decorre dos investimentos realizados (capex) de R\$ 601 milhões e pagamento da parcela referente às obrigações do portfólio (*earn-out*) de Parque das Conchas (BC-10) de R\$ 177 milhões (ou US\$ 32 milhões), parcialmente compensado pelo recebimento de R\$ 36 milhões referente à venda²² dos ativos da infraestrutura de *downstream* e R\$ 75 milhões de venda de almoxarifado²³.

As atividades de financiamento somaram R\$ 13 milhões (US\$ 2 milhões) no 4T25, que contemplam: (i) resultado positivo decorrente da variação cambial de R\$ 139 milhões, (ii) recebimento dos precatórios de R\$ 85 milhões, (iii) receita financeira decorrente de rendimentos de juros de R\$ 80 milhões, (iv) resultado líquido positivo de hedge de câmbio e dívida de R\$ 75 milhões, parcialmente compensados pelo (v) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos de R\$ 351 milhões.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 4T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 5.978 milhões, +4% T/T, ou US\$ 1.086 milhões, estável em relação ao trimestre anterior. Esse valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira²⁴ de R\$ 2.861 milhões (US\$ 520 milhões) referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander²⁵ de R\$ 2.869 (US\$ 521) milhões, encerrou o 4T25 em US\$ 2.468 milhões, estável em relação ao trimestre anterior ou R\$ 13.579 milhões, +3% T/T. Esse resultado reflete, principalmente, o acréscimo de juros no período, sem a ocorrência de amortização da dívida.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 4T25 com dívida líquida de US\$ 1.382 milhões, -1% T/T, ou R\$ 7.602 milhões, +3% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida da Companhia reduziu 11% (em dólar) quando comparada com a posição final de 2024 versus a de 2025.

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 4T25, os

²¹ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,50

²² Conforme Fato Relevante divulgado pela Companhia: [Acesse aqui](#).

²³ Refere-se à venda de MOBO (conjunto de válvulas e tubulações) do ativo de Atlanta após a finalização de serviços pelo fornecedor e ajustes nas instalações do FPSO.

²⁴ Corresponde aos recursos (US\$ 500 milhões) contratados e aplicados como garantia das debêntures emitidas pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

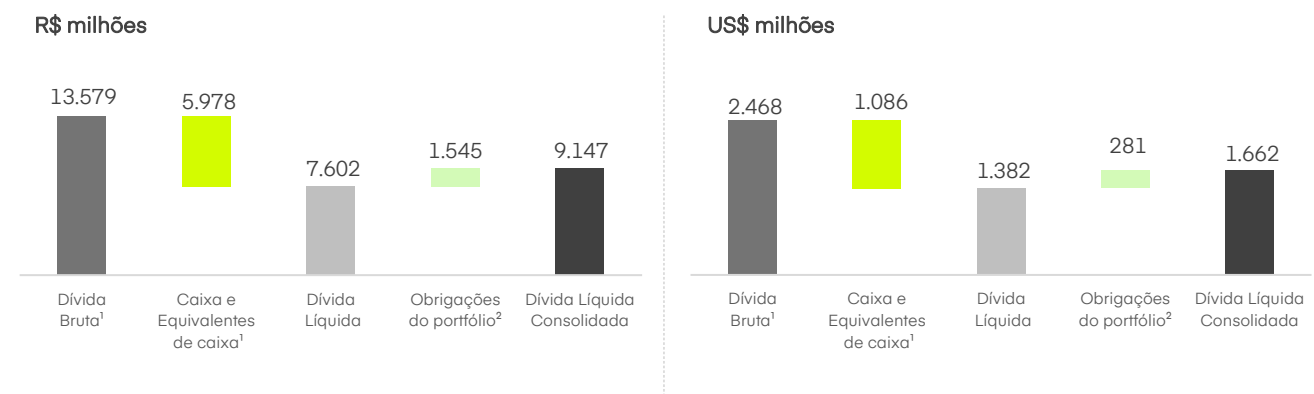
²⁵ Investimento de garantia da emissão de US\$ 500 milhões pela 3R Lux realizado para financiamento do Polo Potiguar. Os recursos contratados estão compensados pela aplicação financeira TRS atrelado à dívida.

compromissos a pagar por aquisições totalizaram R\$ 1.545 milhões ou US\$ 281 milhões, -8% T/T em dólar. Ao longo de 2025 foram pagos R\$ 789 milhões em compromissos atrelados à aquisição de ativos.

Ativos	2025	1T26	2T26	3T26	4T26	2026	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões de reais</i>											
Peroá WI 100%	91	-	-	-	-	-	-	135	-	-	135
Papa Terra WI 62,5%	96	101	-	-	23	124	47	20	135	71	398
Potiguar WI 100%	424	431	-	-	-	431	409	-	-	-	839
Parque das Conchas WI 23%	177	-	-	-	172	172	-	-	-	-	172
Total de Pagamentos (BRL)	789	532	-	-	195	727	456	156	135	71	1.545
Total de Pagamentos (USD)	141	97	-	-	35	132	83	28	25	13	281

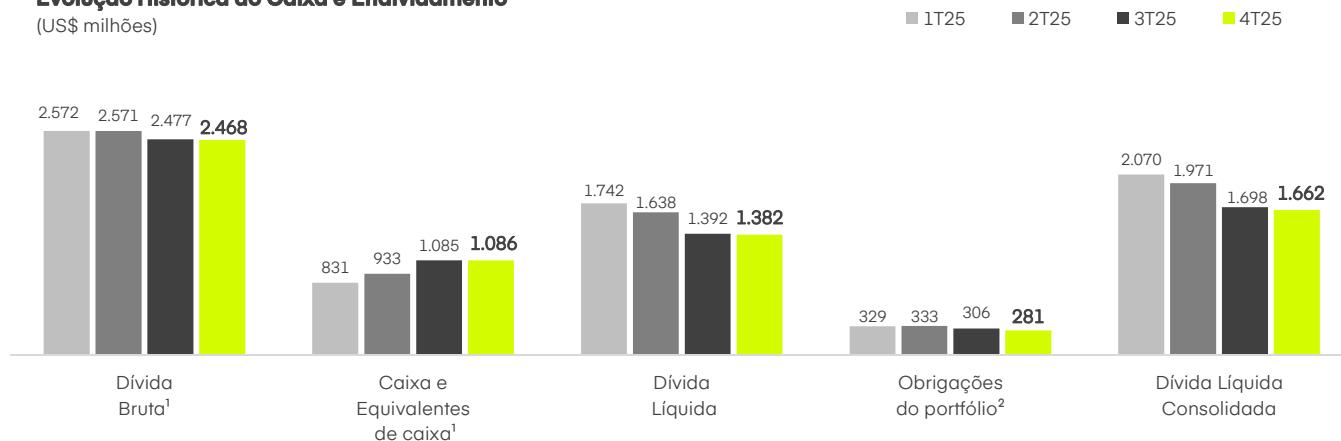
Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de US\$ 1.662 milhões -2% T/T ou R\$ 9.147 milhões +1%. Para efeitos de comparação, a dívida líquida consolidada da Companhia reduziu 15% (em dólar) quando comparada posição final de 2024 versus a de 2025.

Endividamento 4T25



Evolução Histórica do Caixa e Endividamento

(US\$ milhões)



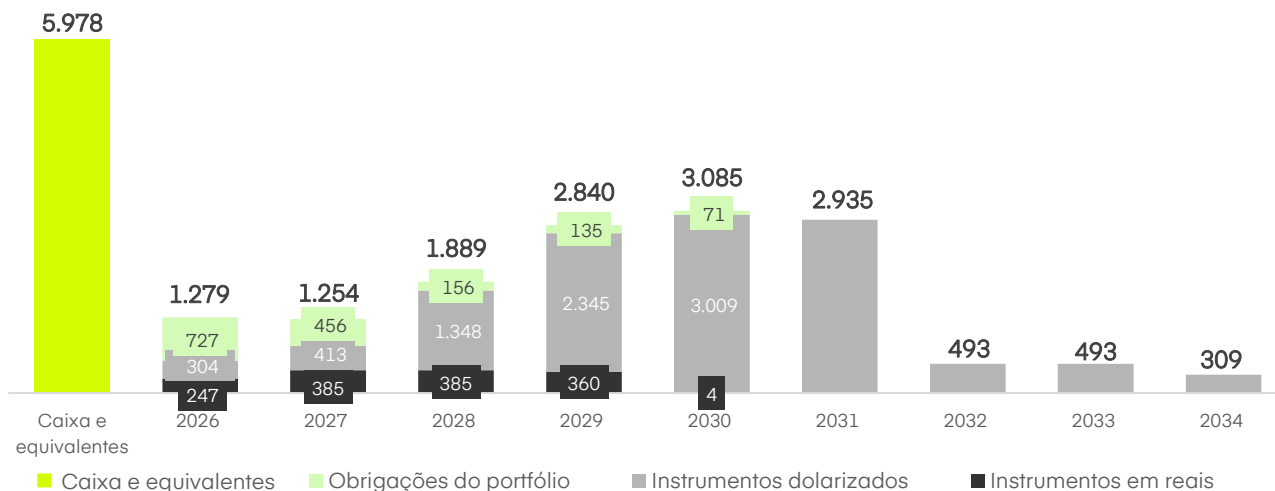
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.869 ou US\$ 521 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.861 ou US\$520 milhões).

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de dezembro de 2025.

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

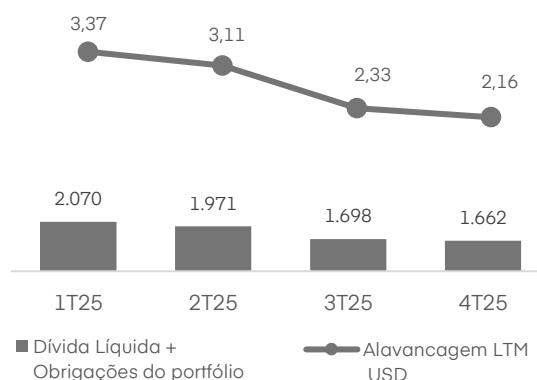
Perfil de Amortização 4T25²⁶

(R\$ milhões)



A Companhia encerrou o 4T25 com a quarta queda consecutiva em seu índice de alavancagem, que atingiu **2,16x**, em dólar americano (ou **2,13x** em real). A melhora do indicador reflete o contínuo fortalecimento das linhas de negócios ao longo de 2025, impulsionado por: (i) geração de caixa recorrente, que contribui para o fortalecimento da estrutura de capital da Companhia, (ii) melhor desempenho operacional dos segmentos *onshore* e *offshore* e (iii) estratégia de *liability management* bem-sucedida, com potencial adicional de captura de eficiência.

Desalavancagem Financeira (US\$)



Por fim, importante mencionar que, em janeiro de 2026, as principais agências de *rating*²⁷ revisaram suas avaliações para a Companhia:

- Fitch: afirmou os IDRs (*Issuer Default Ratings* – Ratings de Inadimplência do Emissor) de Longo Prazo em Moedas Local e Estrangeira '**BB-**' e o Rating Nacional de Longo Prazo '**AA-(bra)**', com perspectiva Positiva.
- S&P Global: reafirmou o *rating* em escala global **B+** e o *rating* nacional **brAA-**, com a perspectiva Estável.

²⁶ 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.

²⁷ Acesso aos relatórios de Rating da Brava Energia: [clique aqui](#)

Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	889.391	3.171.958	-72%	1.191.319	-25%
Aplicações financeiras	4.714.621	2.478.729	90%	4.239.900	11%
Caixa Restrito	39.506	30.622	29%	37.005	7%
Contas a receber de terceiros	371.363	337.409	10%	462.259	-20%
Estoque	749.906	940.407	-20%	1.126.053	-33%
Créditos com parceiros	-	526.948	-	-	-
Adiantamentos	106.444	193.422	-45%	107.863	-1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	368.309	317.175	16%	339.682	8%
Outros impostos a recuperar	275.689	483.746	-43%	377.304	-27%
Derivativos	320.214	67.899	4,7x	106.027	3,0x
Contas a receber - Follow On	-	-	-	-	-
Despesas antecipadas	94.120	153.954	-39%	110.464	-15%
Créditos a receber - Yinson	-	220.137	-	-	-
Outros ativos	170.840	113.860	50%	150.169	14%
Ativos classificados como mantidos para venda	116.986	169.223	-31%	125.510	-7%
Total do ativo circulante	8.217.389	9.205.489	-11%	8.373.555	-2%
Aplicações financeiras	2.860.804	3.221.519	-11%	2.701.120	6%
Caixa restrito	334.129	414.189	-19%	304.882	10%
Estoques	188.389	76.075	2,5x	171.192	10%
Créditos com parceiros	373.275	-	-	425.659	-12%
Depósitos judiciais	9.008	8.300	9%	8.786	3%
Outros impostos a recuperar	39.099	125.886	-69%	38.960	0%
Despesas antecipadas	15.025	10.714	40%	15.207	-1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.546.660	1.054.977	47%	1.169.580	32%
Créditos a receber - Yinson	-	2.268.396	-	-	-
Derivativos	5.100	35.607	-86%	3.567	1,4x
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	-	-	-	-
Imobilizado	16.783.525	14.837.652	13%	16.713.168	0%
Intangível	8.056.284	8.695.830	-7%	8.203.677	-2%
Direito de uso	4.266.642	4.488.216	-5%	3.998.347	7%
Outros ativos	11.346	19.297	-41%	11.241	1%
Total do ativo não circulante	34.490.886	35.258.258	-2%	33.766.986	2%
Total do ativo	42.708.275	44.463.747	-4%	42.140.541	1%
Passivo					
Fornecedores	1.450.081	2.402.869	-40%	1.336.292	9%
Empréstimos e financiamentos	473.764	668.577	-29%	403.509	17%
Arrendamentos	178.087	365.556	-51%	219.997	-19%
Obrigações trabalhistas	182.338	188.125	-3%	165.092	10%
Valores a pagar por aquisições	727.276	940.444	-23%	811.533	-10%
Pagamento baseado em ações	6.091	-	-	12.140	-50%
Contas a pagar - partes relacionadas	-	-	-	-	-
Antecipação de recebíveis futuros	923.736	-	-	911.290	-
Dividendos a pagar	57.433	14	-	14	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	212.158	120.444	76%	178.998	19%
Outros impostos a recolher	118.691	113.739	4%	96.468	23%
Provisão para pagamento de Royalties	51.223	35.161	46%	77.712	-34%
Debêntures	565.871	272.863	2,1x	417.092	36%
Debêntures - Partes relacionadas	-	21.534	-	-	-
Provisão para abandono PC	484.962	-	-	-	-
Derivativos	2.262	22.627	-90%	29.188	-92%
Outras obrigações	320.001	258.123	24%	166.382	92%
Passivos classificados como mantidos para venda	24.102	28.172	-14%	32.625	-
Total do passivo circulante	5.778.076	5.438.248	6%	4.858.332	19%
Fornecedores	528.154	749.331	-30%	727.932	-27%
Empréstimos e financiamentos	3.096.106	3.609.989	-14%	2.983.777	4%
Derivativos	45.093	23.638	91%	27.179	66%
Arrendamentos	4.062.392	4.150.336	-2%	3.514.199	16%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	892.630	652.212	37%	814.075	10%
Provisão para contingências	35.597	3.559	10x	23.434	52%
Valores a pagar por aquisições	817.900	1.483.356	-45%	814.747	-
Obrigações com consórcio	-	-	-	-	-
Provisão para abandono	3.236.371	3.324.911	-3%	3.762.209	-14%
Debêntures	12.312.316	14.392.631	-14%	12.077.618	2%
Debêntures - Partes relacionadas	-	-	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	6.108	-	6.108	-
Outras obrigações	123.344	105.757	17%	127.463	-3%
Total do passivo não circulante	25.156.011	28.501.828	-12%	24.878.741	1%
Capital social	11.977.517	11.971.561	-	11.977.517	-
Reserva de capital	(1.000.254)	(1.193.090)	-16%	(1.003.357)	-
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	529.106	-
Reserva de lucros	741.298	19.487	38x	42.866	17,3x
Ajuste de avaliação patrimonial	55.627	357.708	-84%	42.889	1,3x
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Prejuízo acumulado	-	(631.995)	-	814.447	-
Total patrimônio líquido	11.774.188	10.523.671	12%	12.403.468	-5%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.708.275	44.463.747	-4%	42.140.541	1%

Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

Demonstração de Resultado	Potiguar	Recôncavo	Onshore	Papa Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peroá	Manati	Pescada	Offshore	Down.	Corp.	Elim.	4T25	4T24	Δ T/T	3T25	Δ A/A	2025	2024	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																					
Receita Líquida	562	193	755	310	682	(3)	77	70	3	1.138	1.223	-	(569)	2.548	1.950	31%	3.059	-17%	11.623	10.096	15%
Custo do Produto Vendido	(370)	(201)	(572)	(231)	(502)	(0)	(70)	(96)	(21)	(920)	(1.368)	-	521	(2.339)	(1.514)	54%	(2.162)	8%	(8.520)	(7.320)	16%
Royalties	(45)	(13)	(58)	(35)	(44)	-	(2)	(3)	(1)	(86)	-	-	-	(143)	(92)	56%	(185)	-22%	(700)	(551)	27%
Lucro Bruto	192	(8)	184	79	180	(3)	7	(26)	(18)	218	(145)	-	(48)	209	436	-52%	897	-77%	3.103	2.776	12%
Despesas G&A	(63)	(21)	(84)	(14)	(29)	(6)	(4)	(3)	(1)	(57)	(22)	2,4	-	(161)	(134)	20%	(137)	17%	(601)	(931)	-35%
Gastos Exploratórios	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-	(7)	-	-	-	(7)	(11)	-35%	(16)	-55%	(62)	(54)	15%
Outras receitas e despesas	(80)	(15)	(94)	(10)	7	3	(0)	(0)	11	11	(177)	(0,8)	-	(261)	(121)	2,2x	123	-	(223)	820	-
Lucro Operacional	49	(44)	5	55	150	(7)	3	(29)	(8)	165	(344)	1,6	(48)	(220)	169	-	867	-	2.216	2.611	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(32)	(13)	(44)	7	(29)	(42)	(1)	0	(1)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Resultado antes de impostos	17	(56)	(39)	62	122	(49)	2	(28)	(9)	99	(345)	(536)	(51)	(872)	(1.616)	-46%	(460)	89%	1.453	(1.595)	-191%
IR e CSLL ¹	-	19	19	(18)	216	(1)	-	-	-	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Lucro Líquido	17	(37)	(20)	44	337	(50)	2	(28)	(9)	295	(277)	(536)	(50)	(588)	(1.028)	-43%	121	-	1.411	(1.133)	-
IR e CSLL	-	19	19	(18)	216	(1)	-	-	-	196	68	-	0,4	284	588	-52%	581	-51%	(42)	463	-
Resultado Financeiro Líquido	(32)	(13)	(44)	7	(29)	(42)	(1)	0	(1)	(66)	(1)	(537)	(3)	(651)	(1.785)	-64%	(1.327)	-51%	(763)	(4.206)	-82%
Depreciação e Amortização (CPV)	(103)	(88)	(190)	(43)	(379)	-	(16)	(63)	(1)	(502)	(18)	-	(1,2)	(711)	(214)	3,3x	(678)	5%	(2.371)	(1.842)	29%
Depreciação e Amortização (G&A)	(10)	(5)	(14)	(1)	-	0	(0)	-	(0)	(0,7)	(0,1)	(4)	1	(18)	(12)	56%	(17)	8%	(65)	(43)	52%
EBITDA	161	49	210	98	529	(7)	19	35	(7)	667	(325)	5	(48)	509	395	1,3x	1.562	-67%	4.652	4.495	3%
Margem EBITDA	28,7%	25,2%	27,8%	31,7%	77,6%	-	24,5%	49,5%	-	58,6%	-	-	-	20,0%	20,3%	-0,3 p.p.	51,1%	-31 p.p.	40,0%	44,5%	-5 p.p.
Ajustes não recorrentes	78	32	110	-	(130)	-	-	(11)	(11)	(153)	347	(5)	-	299	110	2,7x	(262)	-	(144)	(987)	-85%
EBITDA Ajustado	239	81	320	98	399	(7)	19	23	(18)	514	21	0,3	(48)	808	505	1,6x	1.300	-38%	4.508	3.508	29%
Margem EBITDA Ajustado	42,5%	42,1%	42,4%	31,7%	58,5%	-	24,5%	33,3%	-	45,1%	1,8%	-	-	31,7%	25,9%	6 p.p.	42,5%	-11 p.p.	38,8%	34,7%	4 p.p.

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	4T25	4T24	Δ A/A	3T25	Δ T/T	2025
Resultado do período	(587.702)	(1.028.149)	-	120.698	-	1.411.225
Ajustes por:						
Equivalência patrimonial						
Resultado de aplicações financeiras	(139.643)	(232.929)	-40%	(130.417)	7,1%	(514.768)
Juros de dívida	577.252	474.670	22%	635.932	-9%	2.191.078
Atualização dos depósitos judiciais	-	-	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	1.806	24.874	-93%	(19.940)	-	24.918
Derivativos não realizados	(114.659)	597.004	-	(87.943)	30%	(1.166.448)
Variação cambial não realizada	294.219	830.251	-65%	(364.406)	-	(886.082)
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	12.163	252	-	6.786	79%	32.038
Resultado de alienação de participação em ativos	(297.542)	-	-	-	-	(297.542)
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	210.129	-	-	-	-	210.129
Baixas, perdas, obsolescência de estoques	169.175	-	-	-	-	169.175
Provisão no valor recuperável de ativos	-	28.705	-	-	-	-
Baixa de Imobilizado e intangível	21.875	1.308	-	101.734	-78%	133.765
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	233	-	-	-	-
Baixa de passivo de arrendamento	787	45.893	-	8.713	-	(5.086)
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	7.213	65.142	-89%	42.239	-83%	(271.450)
Depreciação do imobilizado	374.383	-	-	290.911	29%	1.056.711
Amortização do intangível	196.154	-	-	213.505	-8%	731.515
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	(35.460)	-	(13.575)	-	(84.537)
Baixa do recebível Yinson	-	-	-	849.351	-	849.351
Amortização e depreciação	-	198.831	-	-	-	-
Depreciação de direito de uso	159.135	-	-	190.576	-16%	647.533
Apropriação de seguro resultado financeiro	4.998	12.332	-59%	7.682	-35%	23.297
Despesas antecipadas apropriadas no período	61.832	143.225	-57%	141.378	-56%	267.223
Custos apropriados - debêntures e empréstimos	23.695	11.742	2,0x	99.003	-76%	169.356
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(283.930)	(587.680)	-52%	(580.975)	-51%	42.221
Transação com pagamento baseado em ação	(2.946)	-	-	589	-	11.553
Baixa de impostos não recuperáveis	-	-	-	-	-	-
Baixa de direito de uso	-	-	-	-	-	-
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	-	-	-	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	(5.137)	(1.142)	4,5x	47.513	-	46.080
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	4.906	-	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	73.632	32.595	2,3x	95.323	-23%	291.477
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	(11.288)	(6.687)	69%	(0)	-	(9.846)
	745.601	579.916	29%	1.654.677	-55%	5.072.886
Variação em ativos e passivos						
Contas a receber de terceiros	70.879	(46.072)	-	209.860	-66%	857.319
Imposto de renda, contribuição social e outros	5.980	(86.626)	-107%	40.678	-	176.840
Imposto de renda e outros impostos a recolher	97.883	-	-	40.896	2x	45.049
Estoques	158.254	(35.638)	-	(90.651)	-	24.944
Outros ativos	(495.915)	8.430	-59x	(613.135)	-	(953.589)
Crédito com parceiros	52.384	(188.735)	-	33.059	58%	153.673
Fornecedores	(19.128)	588.618	-	(86.593)	-78%	(779.408)
Valores a pagar ao operador	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais	(222)	(267)	-17%	(461)	-52%	(708)
Despesas antecipadas	(50.304)	(122.093)	-59%	(131.670)	-62%	(234.997)
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	17.246	(12.289)	-	38.074	-55%	(5.787)
Royalties	(26.489)	(8.034)	3x	6.334	-	16.062
Ativo e passivo mantidos para venda	-	-	-	-	-	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(20.991)	(120.579)	-83%	(1.724)	12x	(107.044)
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	57.418	-	-	-	-
Derivativos de óleo	14.988	(2.283)	-	15.279	-2%	112.051
Adiantamentos	1.419	(111.407)	-	28.546	-	86.978
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Outros passivos	-	186.649	-	-	-	-
Outras obrigações	944.066	-	-	247.947	281%	650.397
Impostos pagos sobre o lucro	(74.815)	(60.052)	25%	(97.958)	-24%	(242.692)
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	1.420.836	626.956	2,3x	1.293.158	10%	4.871.974
Aplicações financeiras	(498.098)	2.437.616	-	(967.286)	-49%	(2.065.158)
Alienação de participação em ativos	335.252	-	-	-	-	335.252
Aumento de capital social em controlada	-	-	-	-	-	-
Financiamentos concedidos - Yinson	-	(3.435)	-	-	-	(26.314)
Depósito vinculado	-	-	-	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(555.527)	(1.145.230)	-51%	(758.322)	-27%	(2.873.951)
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	(176.655)	-	-	(187.691)	-6%	(788.627)
Aquisição de intangível	(45.508)	(296.969)	15%	(22.168)	2x	(85.987)
Debêntures emitidas - Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-
Caixa restrito	(31.748)	20.746	-	269.355	-	71.176
Recebimento na alienação de ativo mantido para venda	-	-	0%	-	-	-
Alienação da UPGN e 11 campos	(299.634)	-	-	259.305	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(1.271.918)	1.012.728	-	(1.406.807)	-10%	(5.433.609)
Custo de transação	-	(130)	-	(47.661)	-	(47.661)
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(351.635)	(285.750)	23%	(459.588)	-23%	(1.706.451)
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	(5.143)	-	(246)	-	(1.453)
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	74.507	205.040	-64%	(12.421)	-	(32.614)
Recebimento alienação crédito Yinson	-	-	-	1.453.543	-	1.453.543
Pagamento de passivo de arrendamento	(176.153)	(77.340)	2x	(131.409)	34%	(604.728)
Recebimento aporte de capital	-	-	-	-	-	-
Emissão de debêntures	-	-	-	2.786.850	-	2.786.850
Aumento de capital social	-	-	-	5.824	-	5.956
Aumento de reserva de capital	-	-	-	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	-	(50.149)	-	(3.598.921)	-	(4.120.596)
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	(31.428)	-	(5.357)	-	(21.071)
Dividendos pagos	-	-	-	-	-	-
Empréstimos captados	-	-	-	-	-	379.004
Ações em tesouraria	-	-	-	-	-	187.374
Recebimento Oferta Pública	-	-	-	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(453.281)	(244.900)	85%	(9.386)	-	(1.721.847)
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(304.363)	1.394.784	-	(123.035)	2x	(2.283.482)
Caixa e equivalente de caixa no início do período	1.191.319	1.777.754	-33%	(2.694.545)	-	3.171.958
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	2.435	(27.626)	-	7.275	-67%	915
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	889.391	3.171.958	-72%	(2.810.305)	-	889.391
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(304.363)	1.421.830	-	(123.035)	2x	(2.283.482)