

An aerial view of the Lonestar offshore oil rig, a complex steel structure with multiple levels, cranes, and a helipad. The rig is situated in the middle of the ocean under a cloudy sky. The helipad is green with white markings and the words "LONESTAR" and "SPCF" are visible. A crane is extended from the rig. The overall scene is dimly lit, suggesting dusk or dawn.

BRAVA

1T26

Divulgação de Resultados

06 de maio de 2026

B3: BRAV3

Resultados | 1T26

Rio de Janeiro, 06 de maio de 2026 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2026 (“1T26”):

Principais Indicadores

	1T26	1T25	Δ A/A	4T25	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.628	1.070	52%	808	2x
Margem EBITDA Ajustada (%)	51,9%	37,2%	15 p.p	31,7%	20 p.p
Produção Média Total ¹ (kboe/dia)	76,0	70,8	7%	76,7	-1%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	61,2	58,5	5%	61,1	0,1%
Produção média diária de gás (kboe/dia)	14,8	12,3	20%	15,6	-5%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	74,6	67,1	11%	55,6	34%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	6,5	6,1	6%	6,9	-5%
Lifting Cost ³ (US\$/boe)	14,2	17,3	-18%	14,6	-3%

¹ corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. ² Inclui transações *intercompany*. ³ Não considera o custo de afretamento 2,6 usd/boe (1T26).

DESTAQUES DO 1T26 E EVENTOS SUBSEQUENTES: Evolução em todas as frentes do negócio

Destaques operacionais: forte desempenho de produção e eficiência

- Produção média trimestral de 76,0 mil boe/d no 1T26, +7% A/A.
- Retomada da produção em Parque das Conchas: +31% T/T, após conclusão da manutenção programada, em janeiro de 2026.
- Campanha integrada de perfuração iniciada em março: o início da perfuração de 2 poços em Papa-Terra e projeto *on-time & on-budget*.

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


- US\$ 78 milhões de geração de caixa livre¹ no 1T26. A posição de caixa em US\$ 1.080 milhões.
- Receita Líquida alcançou R\$ 3.135 milhões (US\$ 596 milhões) no 1T26, crescimento de 9% A/A e +23% T/T, registrando, em dólar, o maior nível histórico da Companhia.
- EBITDA Ajustado de R\$ 1.628 milhões (US\$ 310 milhões) no 1T26, incremento de +52% A/A e +2x T/T, registrando maior nível histórico da Companhia.
- Margem Ebitda alcançou o maior nível histórico de 52% no 1T26. Destaque para o *offshore* que alcançou margem relevante de 68% no período.
- Forte redução na alavancagem, atingindo 1,84x em dólar no 1T26 (vs. 2,16x no 4T25 e 3,37x no 1T25), menor nível desde a formação da Companhia em 2024.

¹ Geração de caixa livre = [Fluxo de caixa operacional (inclui *hedge* de óleo e exclui contas a receber da NTE e custos de abandono (ABEX)) – CAPEX].

- Redução do *Lifting cost*² da Companhia para US\$ 14,2/boe (-3% T/T) no 1T26.
✓ Destaque para o *offshore* com *lifting cost*³ de US\$ 10,8 (-39% A/A), menor nível histórico do segmento.
- Continuidade na otimização do capex nos segmentos *onshore* e *downstream*: -49% T/T, no 1T26.
- Melhora na monetização da venda de óleo: +34% de melhoria no preço de venda de óleo no 1T26. Destaque para melhores preços em Atlanta com +46% T/T.

Destaques Estratégicos e Corporativos

- Relatório Certificação de Reservas 2026: 459 milhões de barris de óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P) e 611 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P).
- Acordo de Venda da participação na Unitização de Jubarte⁴.
- Pagamento de R\$ 57,4 milhões de reais em dividendos, em 30 de abril de 2026.
- Relevantes avanços na frente ESG, com destaque para o fortalecimento da cultura de segurança, a evolução na agenda de transparência e a publicação do Relato Integrado da Companhia.

Conferência em português	Conferência em inglês
07 de maio 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: 879 6434 2235	
Senha: 300125	
 Acesso à Conferência de Resultados 1T26 Clique aqui	

² Não considera o custo de afretamento do período de US\$ 2,6/boe (consolidado Brava).

³ Não considera o custo de afretamento no período de US\$ 4,0/boe (*offshore*).

⁴ Conforme [Fato Relevante](#) divulgado em 27 de abril de 2026.

Mensagem da Administração

O primeiro trimestre de 2026 foi marcado por avanços consistentes em todas as frentes de negócio da Companhia, refletindo a resiliência de uma estratégia focada em segurança, eficiência operacional, fortalecimento da estrutura de capital e disciplina na alocação de capital. Ao mesmo tempo, o conflito no Oriente Médio se consolidou como o vetor de disrupção do mercado global de petróleo, gás e energia em décadas, alterando a dinâmica da indústria.

O longo período de estabilidade no Golfo Pérsico, combinado ao crescimento da oferta em outras regiões produtoras, aos ganhos de eficiência logística e às expectativas de aceleração da transição energética, sustentava projeções de preços estruturalmente mais baixos para os próximos anos e contribuiu para uma percepção distorcida sobre a atratividade do setor, sem refletir adequadamente a natureza cíclica da *commodity* e o longo prazo de maturação dos projetos de exploração e produção.

Nesse cenário, o fechamento do Estreito de Ormuz alterou substancialmente o cenário energético global. O mercado migrou de uma expectativa de excesso de oferta para um ambiente de maior preocupação com a segurança energética e disponibilidade de petróleo. A curva futura da *commodity* foi reprecificada, recolocando a indústria em posição atrativa para investidores e credores. Nesse contexto, o Brasil permanece particularmente bem-posicionado, apoiado por reservas relevantes, produção competitiva, ambiente regulatório maduro e distância geopolítica das principais zonas de conflito. Nesse cenário, a Brava segue avançando na consolidação de um portfólio resiliente, diversificado e com elevada opcionalidade operacional e financeira.

No 1T26, renovamos diversos recordes financeiros. A monetização de óleo apresentou forte evolução T/T, suportando Receita Líquida de US\$ 596 milhões, crescimento de 21% A/A e 26% T/T. A eficiência operacional e a disciplina de custos sustentaram EBITDA Ajustado de R\$ 1,6 bilhão (US\$ 310 milhões), acompanhado por Margem EBITDA de 52%, avanço de aproximadamente 20 pontos percentuais T/T, com o segmento *offshore* registrando margem de 68%. A alavancagem atingiu 1,84x, menor nível desde nossa fundação, enquanto a posição de caixa superou US\$ 1,1 bilhão.

Na frente operacional, mantivemos estabilidade e elevados níveis de eficiência, ao mesmo tempo em que avançamos em duas agendas relevantes: a campanha integrada de perfuração *offshore*, que segue dentro do prazo e orçamento, e a liberação das instalações anteriormente interdidas no Potiguar. A campanha deverá adicionar capacidade instalada relevante ao sistema produtivo da Companhia, enquanto esperamos retomada gradual da produção *onshore* ao longo de 2026.

Após o encerramento do trimestre, divulgamos o Relatório de Certificação de Reservas 2026, que indicou 459 MMboe de reservas 1P e 611 MMboe de reservas 2P, reforçando a robustez, longevidade e opcionalidade do nosso portfólio. Em linha com nossa estratégia de gestão ativa de ativos e otimização de capital, concluímos também o acordo de venda da participação na Unitização de Jubarte.

Reforçamos nosso agradecimento ao time Brava, pilar fundamental na construção da nossa trajetória e dos resultados alcançados. Seguimos comprometidos com nossos principais objetivos estratégicos: redução contínua da alavancagem, otimização do custo da dívida, disciplina na alocação de capital, aumento da resiliência operacional e maximização sustentável da geração de caixa livre, sempre guiados por uma cultura de dono e pelo compromisso inegociável com a segurança operacional.

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A sustentabilidade é um pilar estratégico para a perenidade dos negócios da Companhia. A Brava orienta sua atuação para a geração de valor no longo prazo, aliando disciplina financeira, gestão de riscos e responsabilidade socioambiental, com foco na construção de um legado positivo para seus *stakeholders* e para as regiões onde opera.

No 1T26, a Companhia obteve relevantes avanços nas frentes Ambiental, Social e de Governança (ESG, na sigla em inglês), com destaque para o fortalecimento da cultura de segurança, a evolução na agenda de transparência e a consolidação de práticas alinhadas às melhores referências internacionais.

A Companhia atua de forma contínua no fortalecimento de uma cultura preventiva, baseada na responsabilidade compartilhada, na disciplina operacional e na integridade de ativos. Nesse contexto, foi realizada, em março, a Caminhada de Segurança no Polo Potiguar, com participação ativa da alta liderança, incluindo o CEO e o Diretor de Operações *Onshore*.

A iniciativa envolveu observação direta das atividades em campo, identificação de desvios, análise comportamental e reconhecimento de boas práticas, com consolidação das evidências e definição de planos de ação. A presença da liderança reforça o compromisso da Companhia com a segurança como prioridade absoluta e com a promoção de um ambiente operacional seguro e resiliente.

No âmbito da Governança e Transparência, a Brava publicou seu Relatório Integrado, elaborado em linha com a OCPC 09, GRI (*Global Reporting Initiative*), SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) e TCFD (*Task Force on Climate-related Financial Disclosures*), e divulgado simultaneamente às demonstrações financeiras, reforçando a integração entre desempenho ESG e financeiro. Os indicadores não financeiros foram submetidos à asseguuração limitada pela EY, elevando o nível de confiabilidade e aderência às melhores práticas do mercado de capitais.

Complementarmente, a Companhia manteve elevado nível de rigor na gestão de suas informações climáticas, com a elaboração do inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE) conforme o Programa Brasileiro GHG Protocol (*Greenhouse Gas Protocol*), abrangendo Escopos 1, 2 e 3, também publicado no 1T26. O inventário foi verificado por entidade independente (Instituto Totum), com obtenção do Selo Ouro no Registro Público de Emissões, atestando nível de confiança razoável e reforçando a robustez dos processos de mensuração e reporte.

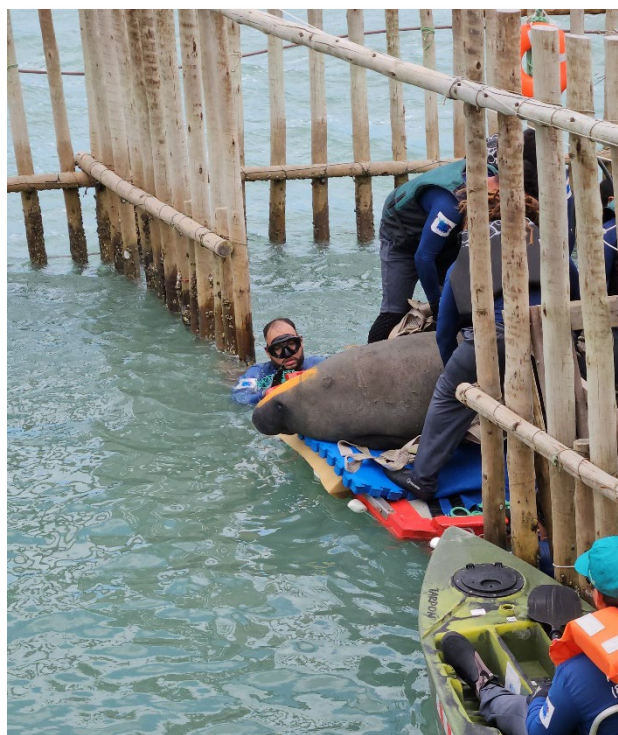


Na dimensão Ambiental, a Companhia avançou em iniciativas voltadas à conservação e restauração de ecossistemas. O Projeto Reflorescer, em parceria com a ANEA, atingiu a marca de dez mil mudas plantadas em áreas de recuperação da Caatinga, no Rio Grande do Norte, contribuindo para a recomposição da vegetação nativa, o fortalecimento da biodiversidade e o atendimento a compromissos de compensação ambiental. A iniciativa também promove impacto social positivo, com a distribuição de mudas frutíferas e o engajamento direto das comunidades locais.

Adicionalmente, no contexto do licenciamento ambiental, a Companhia apoiou o Projeto Cetáceos da Costa Branca (UERN), contribuindo para a conservação de espécies marinhas por meio da ampliação de estruturas de reabilitação de peixes-bois, com benefícios para a biodiversidade e para o desenvolvimento científico regional.

Sob o viés Social, a Brava manteve atuação próxima e responsável junto às comunidades no entorno de suas operações, reconhecendo o diálogo contínuo e a escuta ativa como elementos essenciais para a manutenção da licença social para operar. No período, destacou-se a doação de materiais para apoio à infraestrutura esportiva no município de Assú (RN), iniciativa voltada à promoção do esporte, inclusão social e melhoria da qualidade de vida, especialmente para jovens.

De forma integrada, essas iniciativas refletem o compromisso da Brava Energia com uma atuação segura, transparente e responsável, alinhada às melhores práticas de mercado e à geração de valor sustentável no longo prazo.



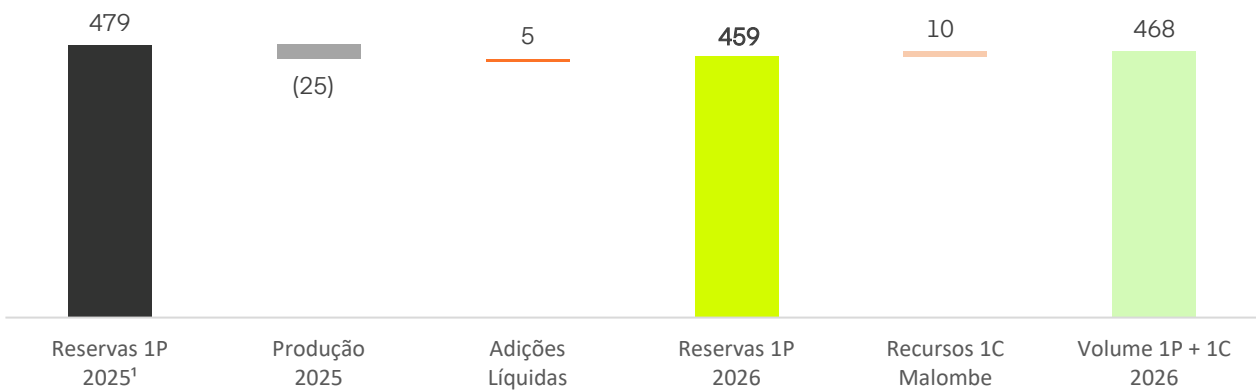
Certificação de Reservas 2026

Em abril de 2026, a Brava atualizou os relatórios de Certificação de Reservas dos ativos de seu portfólio, com data-base em 31 de dezembro de 2025 ("Certificação 2026"), elaborados pelas consultorias independentes especializadas *DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates*.

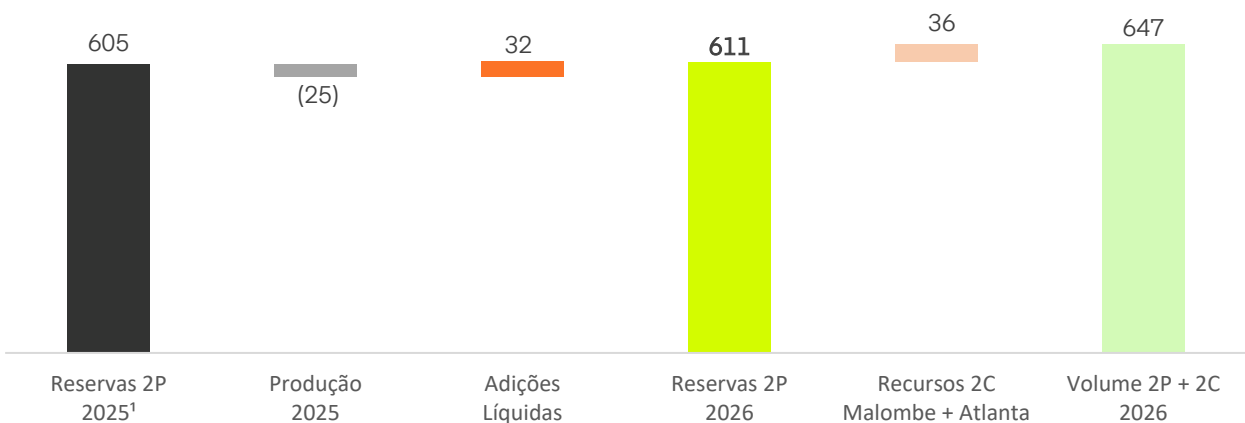
A Certificação 2026 contempla os ativos *Onshore* (Potiguar e Recôncavo) e *Offshore* (Atlanta - 80%, Papa-Terra - 62,5%, Parque das Conchas - 23%, Peroá, Manati - 45% e Ubarana). O campo de Pescada - 35% não integra o escopo desta certificação.

A Certificação de 2026 passa a dispor de **459 milhões de barris de óleo equivalente ("boe") de reservas provadas (1P)** e **611 milhões de boe de reservas provadas mais prováveis (2P)**.

1P | MMboe



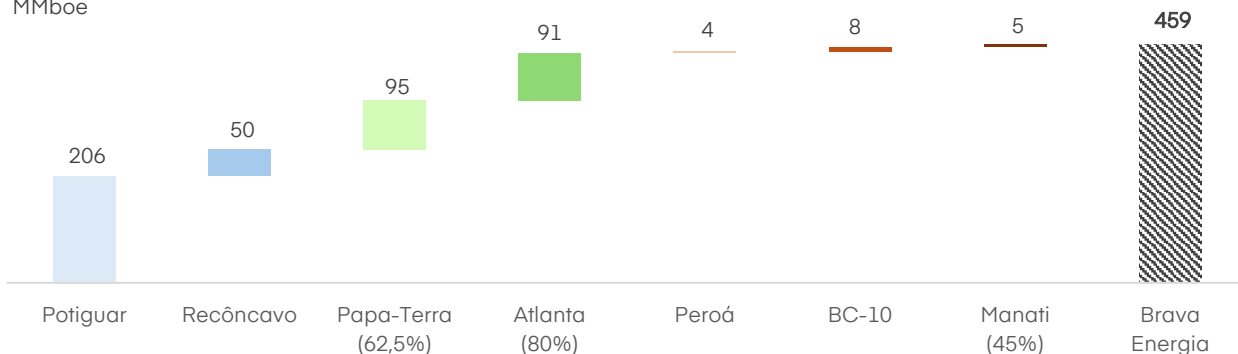
2P | MMboe



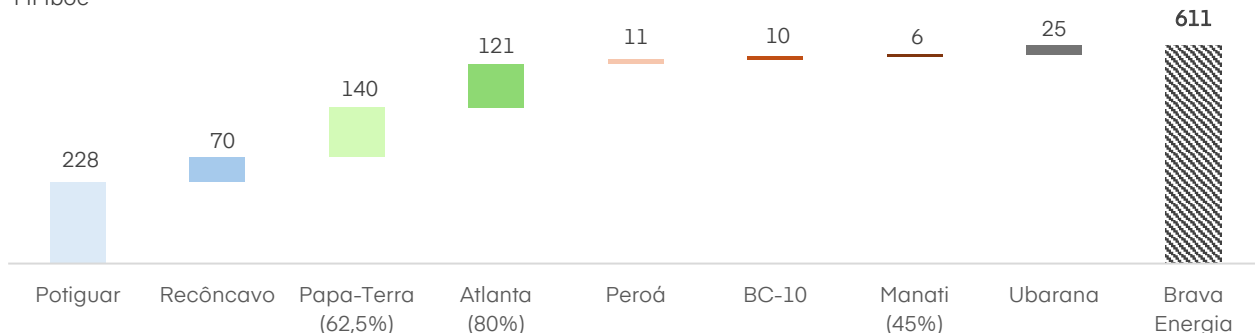
Nota: (1) Certificação 2025 não contempla os ativos de Parque das Conchas (BC-10) - 23% e Ubarana.

Reservas 1P por ativo

MMboe


Reservas 2P por ativo

MMboe



A tabela abaixo resume os principais resultados da Certificação 2026, considerando a participação líquida da Companhia nos referidos ativos.

Ativos	Certificação 2025		Certificação 2026	
	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)	Volume (MMboe)	CAPEX (US\$ MM)
Onshore	275	1.182	256	751
Potiguar	218	988	206	564
Recôncavo	57	195	50	187
Offshore	204	1.684	203	1.485
Atlanta (80%)	101	1.056	91	711
Papa-Terra (62,5%)	93	628	95	729
Peroá	6	-	4	0,2
Manati (45%)	5	-	5	7
Parque das Conchas - BC-10 (23%)	-	-	8	37
Ubarana	-	-	-	-
Reservas Provadas (1P)	479	2.866	459	2.236
Onshore	316	1.527	298	1.084
Potiguar	242	1.248	228	801
Recôncavo	74	279	70	283
Offshore	289	1.977	313	2.111
Atlanta (80%)	137	1.071	121	744
Papa-Terra (62,5%)	135	868	140	995
Peroá	11	37	11	65
Manati (45%)	6	-	6	7
Parque das Conchas - BC-10 (23%)	-	-	10	37
Ubarana	-	-	25	262
Reservas Provadas e Prováveis (2P)	605	3.504	611	3.195

Desempenho Comercial & Operacional

A Brava apresenta a seguir os destaques operacionais do 1T26, refletindo suas respectivas participações⁵ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

		1T25	2T25	3T25	4T25	1T26	T/T	A/A
Brent Médio ¹	US\$/bbl	75,7	67,9	69,1	63,7	81,1	+27%	+7%
Preço venda óleo ²	US\$/bbl	67,1	62,7	61,9	55,6	74,6	+34%	+11%
Preço venda gás ²	US\$/MMBTU	6,1	5,7	6,4	6,9	6,5	-5%	+6%
Dólar médio ³	-	5,85	5,67	5,45	5,40	5,26	-3%	-10%
Dólar <i>EoP</i> ³	-	5,74	5,46	5,32	5,50	5,22	-5%	-9%
Upstream								
Produção Total	kboe/d	70,8	85,9	91,8	76,7	76,0	-1%	+7%
<i>Onshore</i>	kboe/d	34,2	34,2	35,0	30,0	27,4	-9%	-20%
<i>Offshore</i>	kboe/d	36,6	51,7	56,9	46,7	48,6	+4%	+33%
Óleo	kbbbl/d	58,5	71,7	73,4	61,1	61,2	0%	+5%
Gás	kboe/d	12,3	14,2	18,4	15,6	14,8	-5%	+20%
	MMm ³ /d	1.957	2.255	2.926	2.479	2.353	-5%	+20%
Volume venda Óleo ²	MMbbl	5,2	6,3	6,3	5,5	5,6	+1%	+8%
Volume venda Gás ²	MMm ³	133	187	238	174	158	-9%	+19%
Volume venda Total	MMboe	6,0	7,5	7,8	6,6	6,6	-1%	10%
Downstream								
Volume de venda	MMboe	3,1	3,2	3,1	3,3	2,9	-12%	-6%

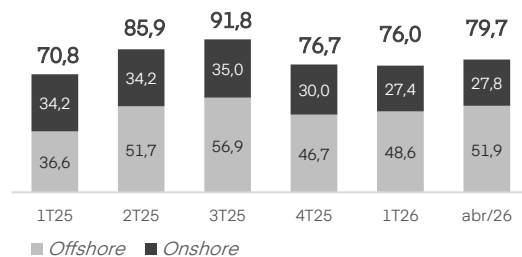
(1) Fonte: *Dated Brent (Platts)*; (2) Inclui as operações intercompany; (3) Fonte: Banco Central do Brasil

Upstream

No 1T26, a Companhia apresentou produção estável em relação ao 4T25, alcançando média diária de 76,0 mil barris (boe/d), +7,3% A/A.

O desempenho do trimestre é explicado por: (i) impacto na produção em Atlanta devido à intervenção realizada em março em uma das bombas em operação no ativo, (ii) paralisação parcial da produção de Potiguar, decorrente da interrupção de algumas instalações para atendimento à auditoria da ANP, parcialmente compensados pela (iii) normalização da produção em Papa-Terra, após a conclusão da parada programada no 4T25, e pelo (iv) aumento da produção em Parque das Conchas +31% T/T, após a conclusão da manutenção programada em janeiro de 2026.

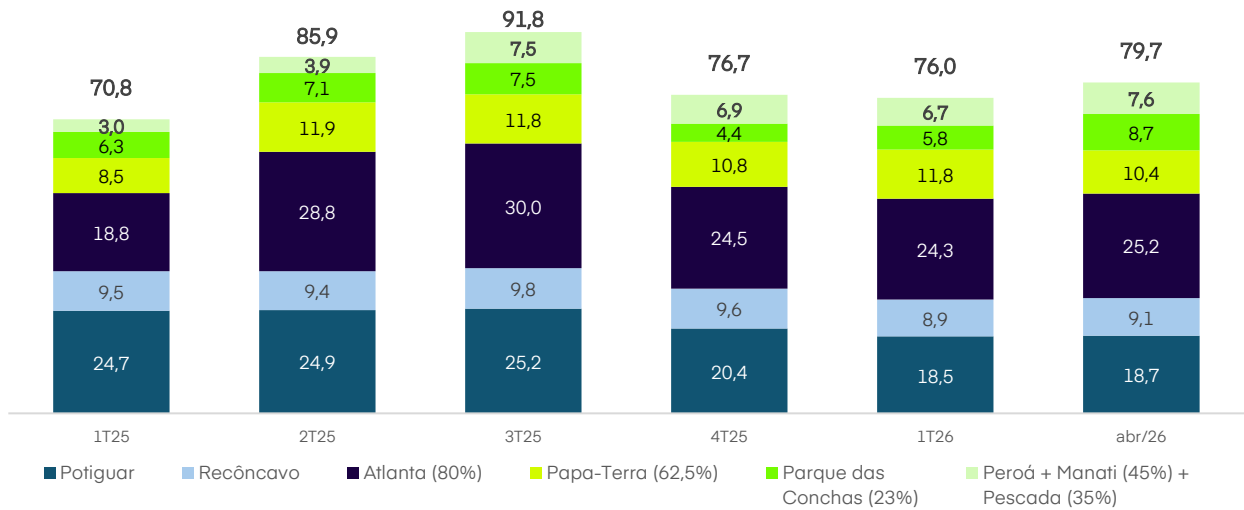
Onshore vs Offshore
kboe/d



⁵ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d

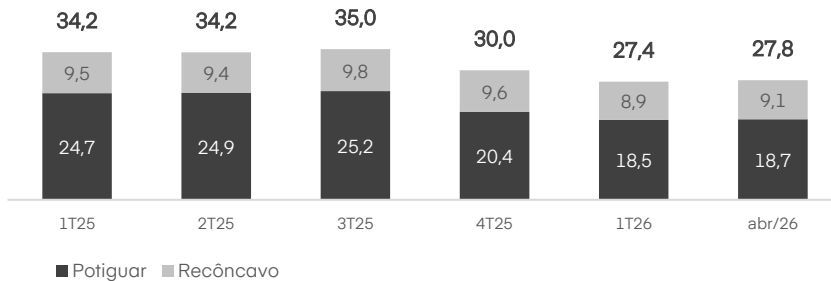


Onshore

O resultado do 1T26 foi impactado pela interdição parcial e temporária de instalações em Potiguar, decorrente da auditoria conduzida pela ANP e pela redução na produção de gás em Recôncavo, em razão da parada programada da UPGN de Catu. Neste contexto, a produção média diária alcançou **27,4 mil boe**, -20,0% A/A e -8,8% T/T.

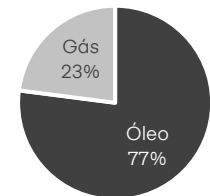
Produção Onshore

Portfólio Companhia | kboe/d



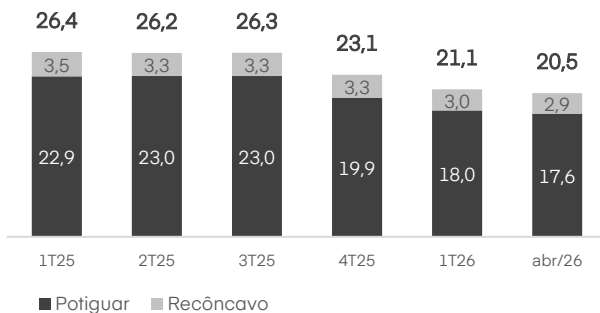
Perfil da Produção Onshore

(1T26 - boe/d)



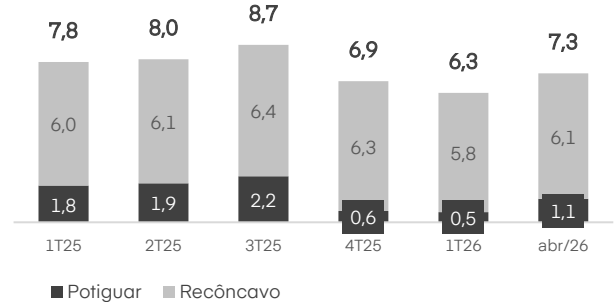
Produção de Óleo

Portfólio Onshore Companhia | kbbl/d



Produção de Gás

Portfólio Onshore Companhia | kboe/d



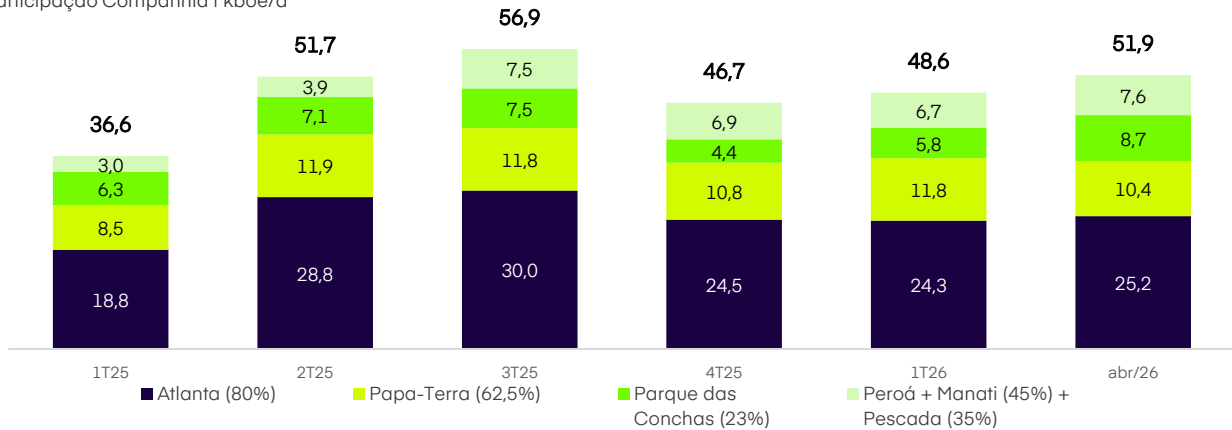
No *Onshore* as atividades realizadas durante o trimestre foram suportadas por sete sondas. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 1T26, destaque para 83 *pullings*, 10 *workovers*, 1 reativação e 71 abandonos.

Offshore

A performance do segmento no trimestre é explicada: (i) pela normalização do desempenho operacional em Papa-Terra após parada programada no 4T25, (ii) pelo aumento da produção em Parque das Conchas, após conclusão da manutenção programada no ativo, parcialmente compensada (iii) pelo impacto na produção em Atlanta devido à intervenção realizada em uma das bombas em operação.

Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d

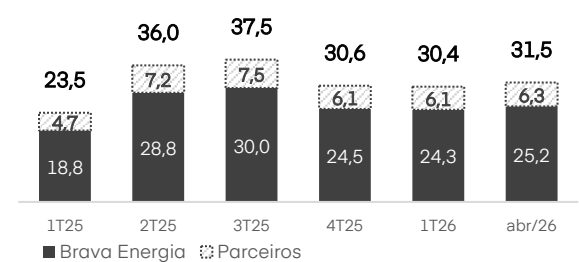


Atlanta (WI 80%)

No 1T26, Atlanta apresentou um desempenho consistente comparado ao trimestre, -0,8% T/T, com registro de 30,4 mil boe/d para 100% do ativo. A performance é justificada por ajustes executados durante 1T26 em uma das bombas em operação no ativo, enquanto no 4T25 o ativo passou por ajustes de comissionamento e na planta de separação.

Produção de Atlanta

Participação Companhia | kboe/d



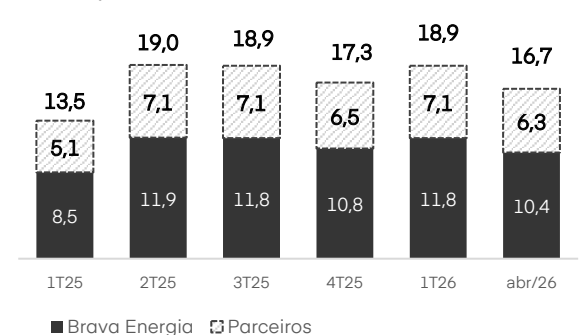
Papa-Terra (WI 62,5%)

No primeiro trimestre de 2026, Papa-Terra apresentou níveis normalizados de eficiência e desempenho operacional, após conclusão da manutenção programada no 4T25, alcançando média diária de 18,9 mil boe (100% do ativo), +39,8% A/A e +9,5% T/T.

Durante o trimestre, avançaram as atividades da campanha de perfuração dos novos poços (PPT-52 e PPT-53), incluindo a adaptação do FPSO para interligação e produção. Além disso, a Companhia obteve a licença de perfuração e concluiu a mobilização da sonda *Lone Star*, com início da campanha em março.

Produção de Papa-Terra

Participação Companhia | kboe/d

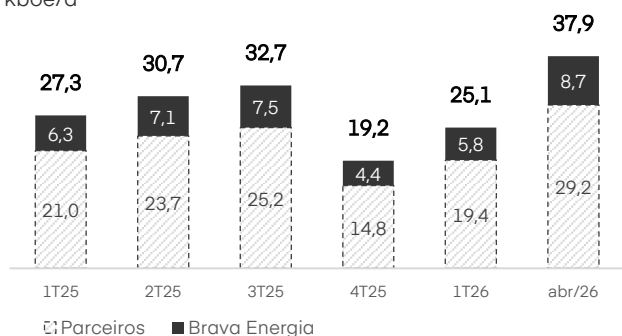


Até a conclusão desse material, a Campanha de perfuração avançou conforme planejado e orçado. Das cinco fases da perfuração previstas por poço, o PPT-53 já havia concluído três, enquanto o PPT-52 havia finalizado as duas primeiras.

▪ **Parque das Conchas** (WI 23%)

A produção no trimestre alcançou 25,1 mil boe/d, +31% T/T para 100% do ativo. Esse resultado é reflexo do aumento da produção após conclusão da manutenção programada em janeiro de 2026.

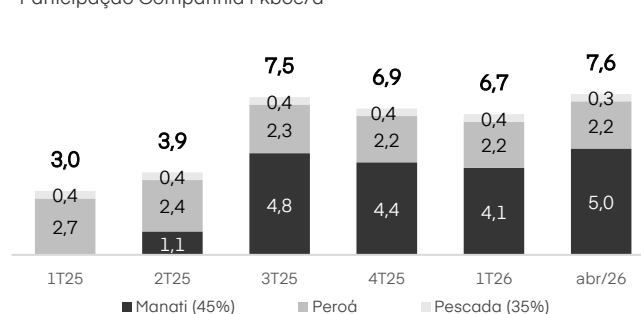
Produção Total | Parque das Conchas (23%)
kboe/d



▪ **Peroá, Manati** (WI 45%) & **Pescada** (WI 35%)

No 1T26, a produção combinada dos ativos alcançou 6,7 mil boe/d, aumento de +2,2x (120,4%) A/A e redução de -3,8% T/T, sendo a variação trimestral explicada principalmente pela redução da demanda do mercado de gás natural abastecida por Manati.

Produção Péroa + Manati (45%) + Pescada (35%)
Participação Companhia | kboe/d



Comercialização

Durante o 1T26, a Companhia realizou a venda de 5.585 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 74,6/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 92% do valor de referência do Brent médio do período. A venda de gás natural somou 5.887 mil de MMBTU, a um preço médio de US\$ 6,5/MMBTU. A venda total de óleo e gás natural foi de 6.577 mil barris de óleo equivalente (boe).

Considerando somente a venda para terceiros, a Companhia comercializou 5.384 mil de MMBTU de gás no 1T26, a um preço médio de US\$ 7,1/MMBTU, equivalente a 8,5% do valor de referência do Brent.

O desempenho comercial no 1T26 é justificado: **(i)** pela retomada da comercialização em Parque das Conchas após parada programada finalizada em janeiro; **(ii)** pela melhor monetização do óleo de Atlanta, **(iii)** pelo efeito da apreciação média do *Brent* no trimestre, +27% T/T, parcialmente compensado **(iv)** pela redução do volume de óleo vendido em Papa-Terra, -12,5% T/T e **(v)** pela retração do *câmbio médio* no período, -2,5% T/T.

O preço médio de venda de óleo reflete dinâmicas distintas de precificação entre os ativos da Companhia no período:

Em **Atlanta**, os componentes de precificação das cargas haviam sido fixados previamente ao agravamento do conflito militar entre EUA/Israel e Irã, evento que provocou elevação do ICE Brent e do *bunker* de Singapura. Nesse contexto, a monetização teve forte avanço, mas ainda sem capturar integralmente o *upside* decorrente do choque geopolítico sobre o *crack spread*.

Em **Papa-Terra**, as vendas seguiram os termos contratuais vigentes.

Em **Parque das Conchas**, restrições operacionais do operador impossibilitaram o cumprimento das condições originalmente previstas para o *offloading* da carga no 1T26. Em consequência, a Companhia

comercializou o volume do trimestre no mercado *spot*, resultando em condições de precificação menos favoráveis e explicando o desconto no preço. Esse cenário melhora de forma expressiva no 2T26.

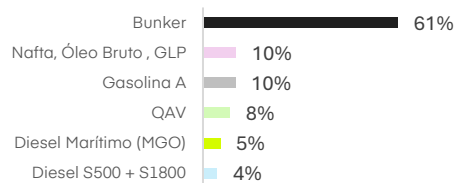
Downstream

Durante o 1T26, a Companhia realizou a venda de 2.924 mil barris de produtos derivados, -12% T/T. O desempenho no trimestre reflete **(i)** menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 74,1% (- 5,2 p.p. T/T); e **(ii)** aumento do volume em estoque de derivados no período.

Dado o mecanismo de precificação de derivados de óleo e o início da guerra no oriente médio no encerramento do 1T26, o resultado do segmento *downstream* no trimestre reflete apenas uma parcela da forte disrupção dos mercados. A Companhia está bem-posicionada para capturar o *upside* a partir do 2T26.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: **(i)** a participação de 61% do *bunker* de baixo enxofre (VLSFO), **(ii)** maior volume de venda de QAV (+30% T/T); **(iii)** menor nível de comercialização de Diesel Marítimo (-17% T/T) e Diesel S500 (-10% T/T).

Detalhamento de Produtos Vendidos 1T26 (% 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*).

Desempenho Financeiro

Os destaques financeiros do 1T26 refletem as respectivas participações⁶ nos ativos que compõem o portfólio da Companhia.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Down.	Corp.	Elim. ⁷	1T26	1T25	Δ A/A	4T25	Δ T/T
<i>Em milhões de reais</i>										
Receita Líquida	842	1.772	1.184	-	(662)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
Custo do Produto Vendido	(528)	(911)	(1.116)	-	553	(2.002)	(1.944)	3%	(2.339)	-14%
Royalties	(61)	(103)	-	-	-	(165)	(185)	-11%	(143)	15%
Lucro Bruto	313	860	68	-	(109)	1.133	930	22%	209	5x
Despesas G&A	(39)	(46)	(14)	40	-	(59)	(164)	-64%	(161)	-63%
Gastos Exploratórios	(3)	-	-	-	-	(3)	(23)	-87%	(7)	-60%
Outras receitas e despesas	8	(22)	(102)	(4)	1	(120)	(77)	+54%	(261)	-54%
Lucro Operacional	280	793	(49)	36	(108)	952	666	43%	(220)	-
Resultado Financeiro Líquido	(422)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2x
Resultado antes de impostos	(142)	432	(48)	(759)	(108)	(626)	1.255	-	(872)	-28%
IR e CSLL	96	180	-	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Lucro Líquido	(47)	612	(48)	(759)	(108)	(350)	829	-	(588)	-40%
IR e CSLL	96	180	-	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Resultado Financeiro Líquido	(422)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2x
Depreciação e Amortização CPV	(146)	(563)	(20)	-	(1,1)	(730)	(447)	63%	(711)	3%
Depreciação e Amortização G&A	(14)	(0,7)	(0,1)	(4)	-	(18)	(15)	26%	(18)	2%
EBITDA	439	1.357	(29)	40	(107)	1.700	1.128	51%	509	3x
Ajustes não recorrentes	(9)	(157)	94	-	-	(72)	(58)	24%	299	-
EBITDA Ajustado	430	1.200	65	40	(107)	1.628	1.070	52%	808	2x
Margem EBITDA Ajustado	51,1%	67,7%	5,5%	-	-	51,9%	37,2%	15 p.p.	31,7%	20 p.p.

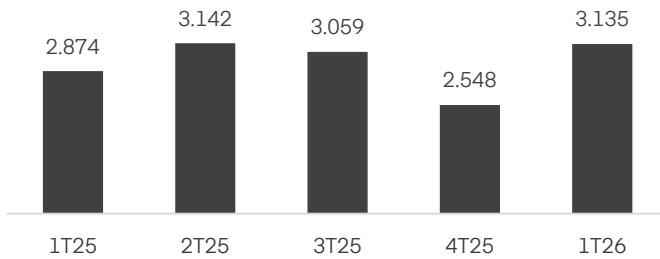
A Receita Líquida alcançou R\$ 3.135 (US\$ 596) milhões no 1T26, o maior nível histórico em dólar desde a formação da Companhia em 2024 com crescimento de 9% A/A e 23% T/T. O desempenho foi impulsionado por melhores condições comerciais e pelo maior volume de óleo vendido no segmento *offshore* (+9% T/T), impulsionado pela valorização de 27% T/T do *Brent* médio, em decorrência do conflito no Oriente Médio.

- O *onshore* e *downstream* somaram R\$ 1.363 (US\$ 259) milhões, -3% T/T, já considerando eliminações *intercompany*. O resultado foi impactado pela redução do volume vendido em Potiguar, decorrente da paralisação parcial da produção para atendimento à auditoria da ANP, bem como menor volume vendido de derivados, sendo parte desse volume estocado.
- O *offshore* registrou receita de R\$ 1.772 (US\$ 337) milhões, +56% T/T. O desempenho reflete melhores condições comerciais na comercialização do óleo de Atlanta e retomada da comercialização em Parque das Conchas (BC-10) após parada programada no 4T25.

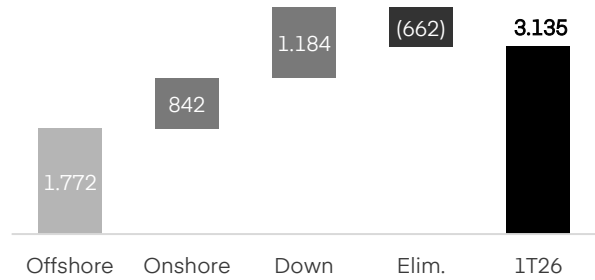
⁶ (i) Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.

⁷ O resultado apurado em Eliminações corresponde às 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)

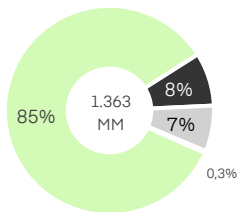


Composição da Receita Líquida 1T26
(R\$ milhões)

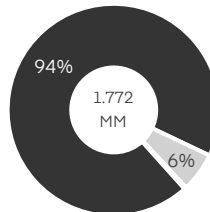


No 1T26, a receita líquida de R\$ 3.135 milhões foi composta por: (i) R\$ 1.772 milhões (57%) referentes à venda de óleo; (ii) R\$ 1.156 milhões (37%) relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 203 (6%) milhões com a venda de gás, e (iv) R\$ 4 milhões através da prestação de serviços.

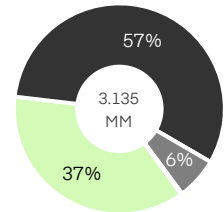
Onshore + Downst.



Offshore



Brava Energia 1T26

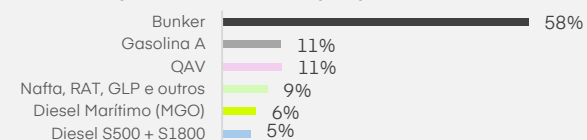


■ óleo ■ gás ■ derivados ■ serviços

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 derivados do *Downstream* contempla a produção da Brava e o volume adquirido de terceiros, sendo distribuída por produtos conforme gráfico ao lado.

Receita Líquida de Derivados por produto 1T26



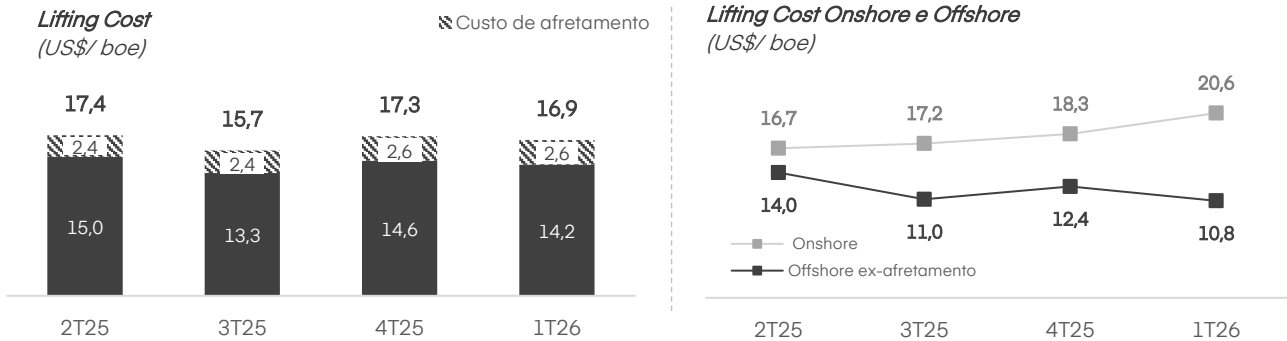
O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 2.002 (US\$ 381) milhões no 1T26, -14% T/T. A variação do trimestre reflete, principalmente, a redução do volume vendido no *Downstream* e os eventos não-recorrentes que impactaram o 4T25, parcialmente compensado pelo maior volume vendido no *offshore* em Atlanta e contribuição de Parque das Conchas após retomada da produção.

O *lifting cost* médio⁸ ponderado da Companhia atingiu US\$ 14,2/boe, -3% T/T, ao incluir os custos de afretamento, o indicador alcançou US\$ 16,9/boe. A variação trimestral decorre do maior volume de produção no *offshore*, parcialmente compensado pelo menor volume de produção no *onshore* (-11% T/T).

O *onshore* alcançou US\$ 20,6/boe no 1T26 (+13% T/T), reflexo do menor nível de produção no período. Sendo justificado, principalmente, pela paralisação parcial das instalações em Potiguar para atendimento a exigências regulatórias da ANP e pela parada programada da UPGN em Recôncavo.

⁸ 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.

O *offshore* registrou US\$ 10,8/boe no 1T26 (-13% T/T) e US\$ 14,9/boe ao considerar o custo de afretamento. A variação trimestral decorre do maior nível de produção em Parque das Conchas e em Papa-Terra.



A tabela abaixo apresenta o *lifting cost* dos últimos 12 meses dos ativos da Companhia, sendo uma base normalizada (LTM), mitigando a volatilidade trimestral associada a custos pontuais.

	<i>Lifting Cost</i> (últimos 12 meses)	<i>Lifting Cost</i> 1T26
Onshore	18,0	20,6
Potiguar	18,9	22,0
Recôncavo	15,7	16,9
Offshore	12,1	10,8
Atlanta ⁹	7,6	7,9
Papa-Terra	20,8	20,8
Parque das Conchas ¹⁰	14,6	10,9
Manati	15,8	11,2
Peroá	11,4	16,3

As despesas gerais e administrativas (G&A) totalizaram R\$ 59 (US\$ 11) milhões no 1T26 (-63% T/T). A variação no período é explicada, principalmente, por menores despesas com pessoal e com serviços de terceiros, além da ausência de efeitos não recorrentes registrados no 4T25. Desconsiderando tais efeitos não usuais, o G&A recorrente da Companhia situou-se em aproximadamente US\$ 3/boe.

Do total do G&A, R\$ 53 milhões referem-se aos segmentos *onshore e downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*, e R\$ 46 milhões ao segmento *offshore*, enquanto o saldo remanescente positivo de R\$ 40 milhões corresponde ao segmento corporativo, refletindo principalmente reversões de provisões de despesas com pessoal.

Os gastos exploratórios¹¹ no 1T26 totalizaram R\$ 3 milhões, representando 4% do G&A consolidado. A variação de -60% T/T é explicada, principalmente, pela redução de despesas nos blocos exploratórios

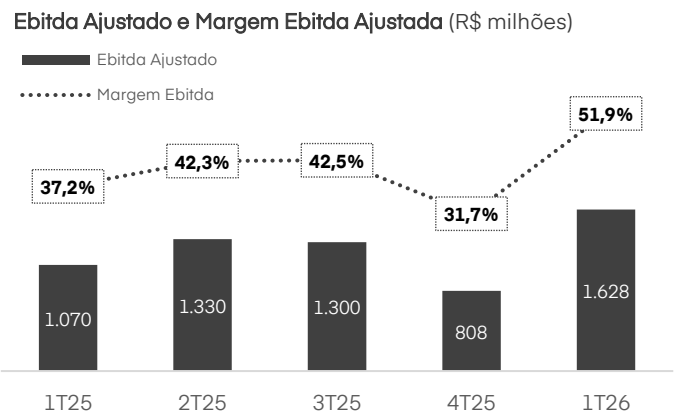
⁹ Não considera o custo de afretamento.

¹⁰ Não considera o custo de afretamento.

¹¹ Conforme Nota Explicativa 30 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

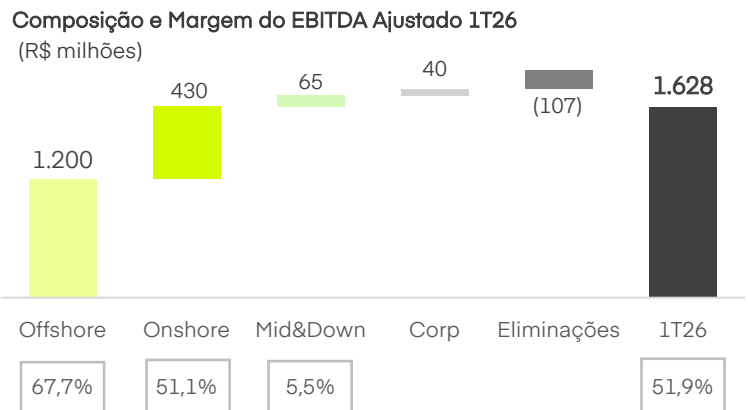
do Paraná¹², em função da conclusão da campanha de aquisição sísmica para cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM).

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.628 (US\$ 310) milhões no 1T26, o maior nível histórico já alcançado pela Companhia, representando um incremento de +2x comparado ao 4T25. O desempenho reflete a contribuição de R\$ 1.200 milhões do segmento *offshore* e de R\$ 388 milhões dos segmentos *onshore* e *downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*. Já a parcela remanescente de R\$ 40 milhões refere-se ao segmento corporativo.



Os ajustes no EBITDA do 1T26 totalizaram impacto líquido negativo de R\$ 72 milhões (US\$ 14 milhões), compostos por: (i) R\$ 159 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16, majoritariamente associados ao FPSO Atlanta, (ii) R\$ 8,8 milhões¹³ da provisão de abandono (ARO), parcialmente compensados por (iii) R\$ 89,5 milhões referentes ao ajuste de acordo comercial no segmento *downstream*¹⁴, (iv) R\$ 5 milhões referente ao reconhecimento de perdas estimadas com créditos de natureza tributária e contas a receber de clientes e outros créditos e (v) R\$ 0,9 milhões referente ao *earn-out* do antigo controlador.

A margem EBITDA Ajustada de 51,9% no 1T26, um avanço de 20 p.p. T/T. Este resultado reflete, principalmente: (i) a expansão das margens no segmento *offshore*, impulsionada por melhores condições comerciais em Atlanta, além da contribuição de Parque das Conchas (BC-10); (ii) a melhora das margens no *onshore* e *downstream*, decorrente do melhor desempenho operacional, com redução de custos e despesas.



Em uma análise por unidade de negócio e desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *offshore* registrou margem EBITDA Ajustado de 68% no 1T26, o maior nível histórico (+23 p.p. T/T), com destaque para os ativos de Papa-Terra e Atlanta, que alcançaram margens recordes de 56% e 74%, respectivamente. O segmento *onshore* atingiu 51% (+9 p.p. T/T), enquanto o segmento *downstream* aferiu margem de 5,5% (+4 p.p. T/T).

O Resultado Financeiro Líquido do 1T26 foi negativo em R\$ 1.578 (US\$ 300) milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 651 milhões no trimestre anterior. A performance do trimestre é explicada, principalmente:

- Resultado negativo de marcação a mercado (MTM) dos instrumentos de *hedge*, composto por: (i) R\$ 2.136 milhões de resultado negativo do *hedge* de óleo, compensados (ii) pelo resultado positivo de

¹² 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.

¹³ Nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹⁴ Nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

R\$ 830 milhões do *hedge* das dívidas¹⁵ e (iii) R\$ 28 milhões do *hedge* correspondente ao TRS vinculado às ações¹⁶.

- Juros e correção monetária incorridos no período de R\$ 603 milhões, relacionados aos empréstimos, debêntures e arrendamentos;
- Variação cambial com saldo positivo de R\$ 320 milhões decorrente da desvalorização do dólar no final do período (EoP), -5% T/T;

Importante destacar que a despesa financeira de *hedge* de óleo reflete a variação do valor dos contratos em aberto ao longo do período, calculada por meio da marcação a mercado (MTM), sendo atualizados com base nas condições de mercado na data de fechamento (ICE Brent em 31/mar: US\$ 118,4 EoP), utilizando as curvas futuras de preço do petróleo e de câmbio nesta respectiva data de fechamento. Trata-se de um efeito contábil, o efeito caixa referente ao *hedge* de óleo no trimestre foi líquido negativo de R\$ 19 (US\$ 4) milhões.

Considerando o **efeito caixa**, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 300 (US\$ 58) milhões¹⁷ no 1T26, explicado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) pagamento de juros de empréstimos, debêntures e arrendamentos no montante total de R\$ 569 milhões, parcialmente compensado por (ii) resultado líquido positivo de R\$ 199 milhões proveniente das aplicações financeiras e (iii) resultado líquido positivo de *hedge* de moeda e de dívidas em R\$ 70 milhões.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia mantém, atualmente, instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, totalizando **16,4 milhões barris em um horizonte de 15 meses**, através de contratos sem previsão de chamada de margem.

- **NDF (Non-Deliverable Forward):** cobertura de 11,4 milhões barris, com preço médio de US\$ 64,3/bbl em um horizonte de 15 meses.
- **Collar (zero cost collar - compra de opção PUT e venda de opção Call):** cobertura de 4,5 milhões barris, com piso médio de US\$ 65,0/bbl e teto médio de US\$ 75,3/bbl, em um horizonte de 12 meses.
- **Opção (Put):** cobertura de 505 mil barris, com preço médio de US\$ 65,9/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	kbb/d	US\$	mil barris	kbb/d	US\$	US\$	mil barris	kbb/d	mil barris	kbb/d	US\$
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	900	10,0	66,7	77,3	2.925	32,5	300	3	70,0
2T27	725	8,0	63,0	-	-	-	-	725	8,0	-	-	-
Total	11.364	20,7	64,3	4.550	8,3	65,0	75,3	15.914	29,0	505	0,9	65,9

Vale destacar que a Companhia atua de forma ativa e diversificada 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, anteriormente à disrupção de mercado provocada pela guerra no Oriente Médio, garantimos níveis atrativos de precificação para o frete das nossas próximas cargas de óleo. Adicionalmente, observa-se um movimento relevante de expansão dos *spreads* (margens) de produtos derivados, com destaque

¹⁵ 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 35).

¹⁶ Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 ([acesse aqui](#))

¹⁷ Considera o dólar de encerramento do trimestre de 5,50

para o *bunker* de baixo enxofre, produto relevante da cesta de produção da Brava, com espaço para capturar uma parcela do *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 do conflito no Oriente Médio é positivo.

Adicionalmente, o resultado do primeiro trimestre de 2026 não captura integralmente a recente valorização do *Brent*, cuja média foi de US\$ 81/bbl no 1T26, com forte aceleração no final do período.

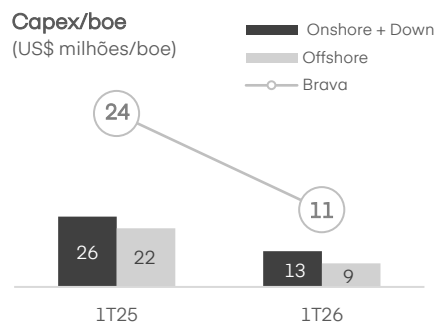
O **Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)** registraram crédito de R\$ 276 milhões, justificado pelo diferimento do imposto de renda, em razão do resultado negativo antes de impostos, que, por sua vez, é consequência da despesa financeira referente a marcação a mercado dos contratos de *hedge* de óleo, com impacto contábil. O resultado no trimestre é composto por: (i) IR e CSLL **correntes** com despesa líquida de R\$ 133 milhões, dos quais R\$ 38 milhões com efeito caixa; e (ii) IR e CSLL **diferidos** com crédito de R\$ 409 milhões.

A companhia registrou **prejuízo líquido** de R\$ 350 (US\$ 66) milhões, impactado principalmente pela despesa financeira, decorrente de efeitos contábeis não caixa relacionados à marcação a mercado dos contratos de hedge de óleo. Esse efeito foi parcialmente compensado pela melhora no resultado operacional, sustentada pelo desempenho do segmento *offshore*, com melhores preços de comercialização no período, em linha com a valorização de 27% T/T do *Brent* médio.

Capex

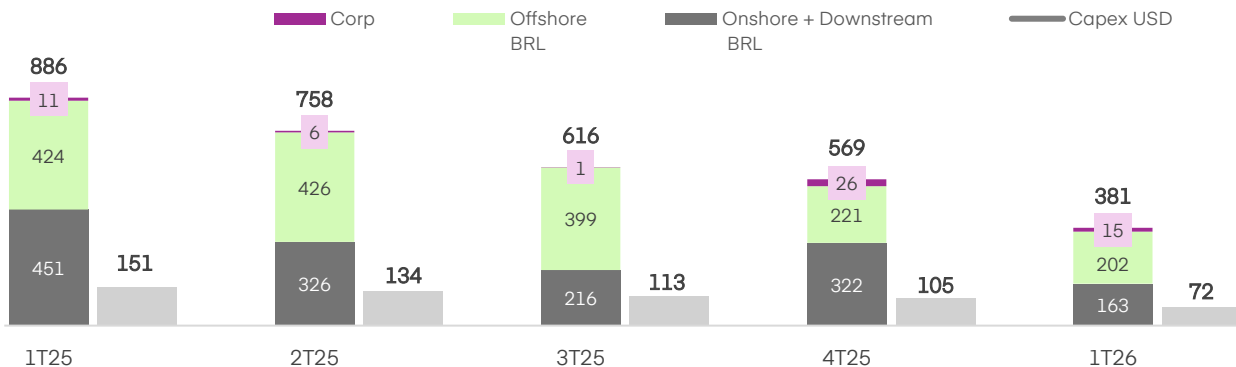
A Brava investiu R\$ 381 (US\$ 72)¹⁸ milhões no 1T26, -33% T/T, em mais um trimestre de redução nos investimentos.

O Capex do trimestre foi concentrado no *offshore*, que representou **53% dos investimentos totais**, com destaque para o aumento do capex em Papa-Terra atrelado ao início da campanha de perfuração em março. Adicionalmente, os segmentos *onshore e downstream* corresponderam a **43% do capex no trimestre** (-49% T/T), em função da fase final da revitalização das estações de vapor em Potiguar, e da redução de atividades de manutenção e serviços pontuais de engenharia no *downstream*, que haviam sido mais relevantes no trimestre anterior.

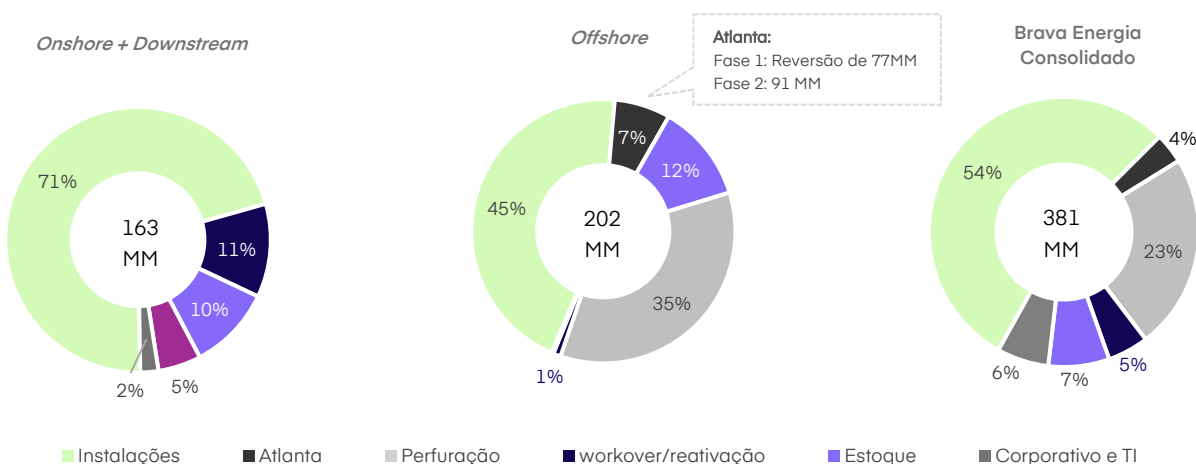


A parcela remanescente de Capex refere-se aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para o projeto de implantação do sistema de gestão integrada (SAP) para toda a Companhia.

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



Capex por atividade no 1T26



O Capex com efeito caixa no 1T26 totalizou R\$ 523 (US\$ 100) milhões¹⁹. A diferença de R\$ 142 (US\$ 27) milhões em relação ao capex contábil, decorre principalmente da reversão de provisões e de pagamentos reconhecidos em período anteriores e realizados no atual trimestre.

¹⁸ Considerado o dólar médio do período de 5,26.

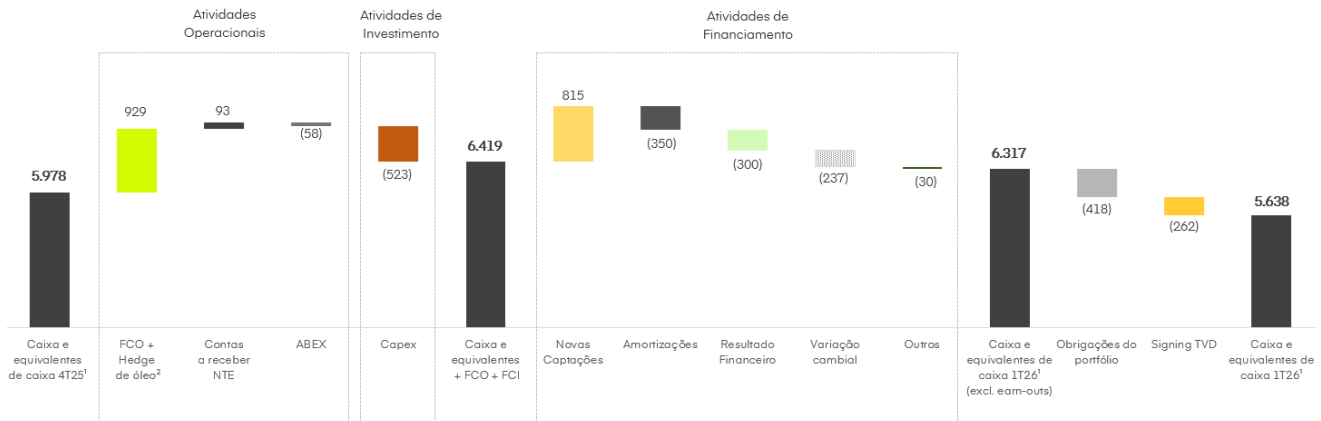
¹⁹ Considerado o dólar EoP de 5,22

Fluxo de Caixa Livre

A posição de caixa ao final do 1T26 foi de R\$ 5.638 (US\$ 1.080) milhões, em patamar estável em dólares na comparação com o trimestre anterior. Desconsiderando os efeitos não recorrentes relacionados as obrigações do portfólio ocorridos no período: (i) o pagamento da parcela de Potiguar de R\$ 418 (US\$ 80) milhões; e (ii) a parcela a receber do *signing*²⁰ de Tartaruga Verde de R\$ 262 (US\$ 50) milhões, paga no 1T26 e reembolsada no mês de abril corrigida por SOFR + 1,5%, a posição de caixa totalizou R\$ 6.317 (US\$ 1.210) milhões.

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\$ 2.650 (US\$ 508) milhões. ²Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (-R\$ 19 milhões).

As atividades operacionais geraram R\$ 964 (US\$ 185) milhões²¹, incluindo R\$ 19 milhões de resultado líquido negativo de *hedge* de óleo, a parcela a receber da NTE de R\$ 93 milhões e os custos de abandono (ABEX) de R\$ 58 milhões. O desempenho do trimestre reflete a maior geração de caixa operacional do *offshore*, impulsionada por melhores preços de comercialização em Atlanta e pela retomada da comercialização em Parque das Conchas, não ocorrido no trimestre anterior em função da parada programada no ativo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo menor volume de produção em Potiguar, decorrente da paralisação para atendimento à auditoria da ANP e pelo aumento do estoque de produtos derivados.

A Companhia encerrou o 1T26 com posição de estoques de óleo de R\$ 185 (US\$ 35) milhões (-26% T/T) e derivados de R\$ 246 (US\$ 47) milhões (+39% T/T), contabilizada ao valor de custo de produção, conforme nota explicativa 5 das demonstrações financeiras.

As atividades de investimento consumiram R\$ 1.202 (US\$ 230) milhões no 1T26, decorrente: (i) dos investimentos (capex) realizados de R\$ 523 (US\$ 100) milhões, (ii) da parcela de R\$ 418 (US\$ 80) milhões referente a obrigações do portfólio (*earn-out*) de Potiguar, e (iii) da parcela de R\$ 262 (US\$ 50) milhões do *signing* de Tartaruga Verde, recebida no mês de abril (2T26) e corrigida por SOFR + 1,5%. Desconsiderando esses efeitos não recorrentes os investimentos totalizaram um consumo de R\$ 523 (US\$ 100) milhões.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 102 (US\$ 20) milhões no 1T26, refletindo, principalmente, o pagamento de juros de empréstimos e debêntures (R\$ 569 milhões), amortizações (R\$ 350 milhões) e impacto negativo de variação cambial (R\$ 237 milhões), decorrente da desvalorização do dólar ao final do período (-5% T/T). Esses efeitos foram parcialmente compensados por novas captações (R\$ 815

²⁰ Conforme Fato Relevante publicado em janeiro (*signing*) e março (encerramento das negociações).

²¹ Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,22

milhões), receitas financeiras decorrentes de rendimentos de juros (R\$ 203 milhões) e resultado positivo de *hedge* de câmbio e dívida (R\$ 70 milhões).

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 1T26 com caixa e equivalentes de caixa de 5.638 (US\$ 1.080) milhões, em patamar estável em dólares na comparação com o trimestre anterior. Esse montante inclui aplicações financeiras e caixa restrito, e exclui a aplicação financeira²² de R\$ 2.650 (US\$ 508) milhões referente ao *Total Return Swap (TRS)* atrelado à dívida. Desconsiderando as parcelas de obrigações do portfólio, a posição de caixa (ex- M&A) totalizou R\$ 6.317 (US\$ 1.210) milhões, +6,0% T/T em dólar.

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander²³ de R\$ 2.661 (US\$ 510) milhões, encerrou o 1T26 em R\$ 13.187 (US\$ 2.527) milhões, -3% T/T. Esse resultado reflete, principalmente, amortizações da dívida, pagamento de juros no trimestre, captação de novos empréstimos, como também os acréscimos de juros durante o período.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T26 com dívida líquida de R\$ 7.549 (US\$ 1.446) milhões, -0,7% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida da Companhia reduziu 17% (em dólar) no 1T26 quando comparada posição do 1T25 versus.

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.

Ao final do 1T26, os compromissos diferidos e contingentes²⁴ de aquisições em aberto totalizaram R\$ 1.004 (US\$ 192) milhões, -32% T/T em dólar. Durante o trimestre, ocorreu o pagamento da terceira parcela diferida (restando uma parcela a ser paga no 1T27) da aquisição do Polo Potiguar, no valor de R\$ 418 (US\$ 80) milhões, bem como a baixa contábil da obrigação de Papa-Terra, em função do encontro de contas entre as partes: a Companhia detinha um contas a receber referente a reembolso de descomissionamento, enquanto havia uma obrigação a pagar referente a uma parcela de *earn-out*. Após compensações, apurou-se o valor líquido das obrigações.

Ativos	1T26	2T26	3T26	4T26	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões de reais</i>									
Peroá WI 100%	-	-	-	-	-	133	-	-	133
Papa Terra WI 62,5%	96 ¹	-	-	37	46	20	133	70	306
Potiguar WI 100%	418	-	-	-	400	-	-	-	400
Parque das Conchas WI 23%	-	-	-	165	-	-	-	-	165
Total de Pagamentos (BRL)	514	-	-	202	446	153	133	70	BRL 1.004
Total de Pagamentos (USD)	98	-	-	39	85	29	25	13	USD 192

(1) Apenas efeito contábil

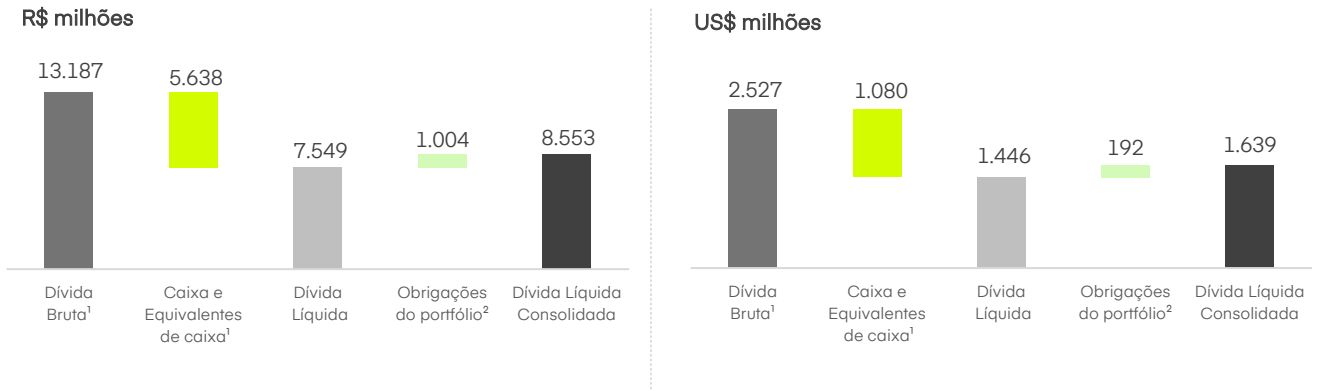
Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 8.553 (US\$ 1.639) milhões, -6% T/T. Para efeitos de comparação, a dívida líquida consolidada da Companhia no 1T26 reduziu 21% (em dólar) quando comparada com o 1T25 (A/A).

²² Corresponde aos recursos (US\$ 500 milhões) contratados e aplicados como garantia das debêntures emitidas pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

²³ 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.

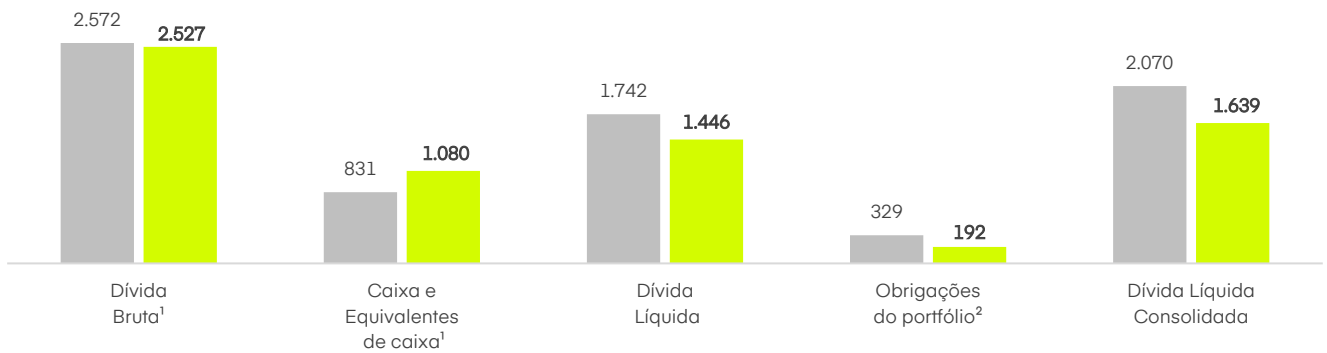
²⁴ Os compromissos contingentes estão vinculados ao valor médio do *Brent*, à performance operacional e/ou à declaração de comercialidade do ativo.

Endividamento 1T26



Evolução Histórica do Caixa e Endividamento

(US\$ milhões)



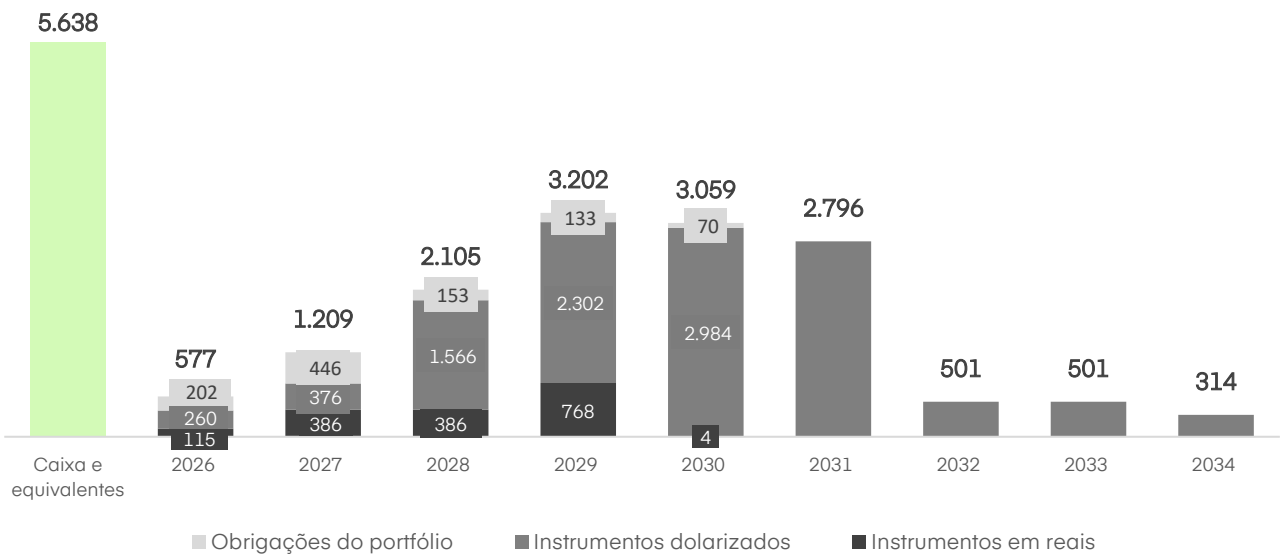
¹A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.661 ou US\$ 510 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R\$ 2.650 ou US\$ 508 milhões).

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2026.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do 1T26.

Perfil de Amortização 1T26²⁵

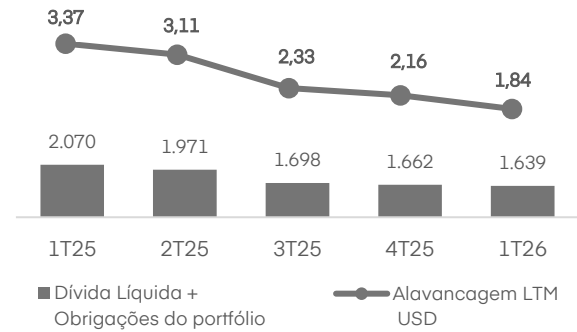
(R\$ milhões)



²⁵ 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.

A Companhia encerrou o 1T26 com o quarto trimestre consecutivo de redução em seu índice de alavancagem, que atingiu 1,84x em dólar (ou 1,77x em real). A melhora do indicador reflete a combinação do desempenho operacional consistente, com destaque para o segmento *offshore*, e avanços na otimização da estrutura de capital, decorrentes da execução em andamento da estratégia de *liability management*. A redução na alavancagem é uma combinação de redução de dívida bruta e forte expansão do ebitda.

Desalavancagem Financeira (US\$)



Por fim, importante mencionar que, em janeiro de 2026, as principais agências de *rating*²⁶ 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 Acesso aos relatórios de Rating da Brava Energia: [clique aqui](#)

Anexo I – Balanço Patrimonial

(em milhares de reais)	1T26	1T25	A/A	4T25	T/T
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	1.148.046	2.694.545	-57%	889.391	29%
Aplicações financeiras	4.072.134	1.676.964	2,4x	4.714.621	-14%
Caixa Restrito	39.305	32.241	22%	39.506	-1%
Contas a receber de terceiros	856.488	265.319	3x	371.363	1x
Estoque	813.549	1.064.288	-24%	749.906	8%
Adiantamentos	123.976	225.918	-45%	106.444	16%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	280.731	285.161	-2%	368.309	-24%
Outros impostos a recuperar	310.727	425.744	-27%	275.689	13%
Derivativos	40.766	64.033	-36%	320.214	-87%
Despesas antecipadas	99.557	156.334	-36%	94.120	6%
Créditos a receber - Yinson	-	68.909	-	-	-
Outros ativos	327.018	96.762	3,4x	170.840	91%
Ativos classificados como mantidos para venda	117.010	173.676	-33%	116.986	-
Total do ativo circulante	8.229.307	7.229.894	14%	8.217.389	-
Aplicações financeiras	2.649.725	2.871.100	-8%	2.860.804	-7%
Caixa restrito	378.136	412.254	-8%	334.129	13%
Estoques	164.897	91.607	1,8x	188.389	-
Créditos com parceiros	336.858	549.386	-39%	373.275	-10%
Depósitos judiciais	9.553	8.319	15%	9.008	6%
Outros impostos a recuperar	38.910	132.931	-71%	39.099	-
Despesas antecipadas	13.659	6.237	2,2x	15.025	-9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.775.155	674.724	2,6x	1.546.660	15%
Créditos a receber - Yinson	-	2.298.778	-	-	-
Derivativos	4.691	-	-	5.100	-8%
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Imobilizado	17.009.897	15.990.914	6%	16.783.525	1%
Intangível	7.907.855	8.551.281	-8%	8.056.284	-2%
Direito de uso	4.078.389	4.344.436	-6%	4.266.642	-4%
Outros ativos	11.510	17.597	-35%	11.346	1%
Total do ativo não circulante	34.380.835	35.951.164	-4%	34.490.886	-
Total do ativo	42.610.142	43.181.058	-1%	42.708.275	-
Passivo					
Fornecedores	1.551.605	2.398.290	-35%	1.450.081	7%
Empréstimos e financiamentos	269.508	332.745	-19%	473.764	-43%
Arrendamentos	172.215	258.125	-33%	178.087	-3%
Obrigações trabalhistas	85.360	98.881	-14%	182.338	-53%
Valores a pagar por aquisições	602.010	1.054.677	-43%	727.276	-17%
Pagamento baseado em ações	11.348	5.625	2x	6.091	86%
Antecipação de recebíveis futuros	664.584	189.493	4x	923.736	-28%
Dividendos a pagar	57.433	14	-	57.433	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	217.660	69.270	3x	212.158	3%
Outros impostos a recolher	143.442	87.707	64%	118.691	21%
Provisão para pagamento de Royalties	61.344	69.423	-12%	51.223	20%
Debêntures	818.466	249.445	3x	565.871	45%
Debêntures - Partes relacionadas	-	10.918	-	-	-
Provisão para abandono PC	484.962	-	-	484.962	-
Derivativos	1.834.962	49.151	37,3x	2.262	811x
Outras obrigações	333.845	255.123	31%	320.001	4%
Passivos classificados como mantidos para venda	24.125	32.625	-26%	24.102	-
Total do passivo circulante	7.332.869	5.161.512	42%	5.778.076	27%
Fornecedores	548.667	647.453	-15%	528.154	4%
Empréstimos e financiamentos	3.538.492	3.477.819	2%	3.096.106	14%
Derivativos	21.002	-	-	45.093	-53%
Arrendamentos	3.812.334	3.861.370	-1%	4.062.392	-6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	712.419	640.860	11%	892.630	-20%
Provisão para contingências	34.952	4.045	9x	35.597	-2%
Valores a pagar por aquisições	401.543	833.380	-52%	817.900	-51%
Provisão para abandono	3.446.485	3.652.764	-6%	3.236.371	6%
Debêntures	11.221.115	13.631.702	-18%	12.312.316	-9%
Outros impostos a recolher PNC	6.108	6.108	-	6.108	-
Outras obrigações	124.112	112.879	10%	123.344	1%
Total do passivo não circulante	23.867.229	26.868.380	-11%	25.156.011	-5%
Capital social	11.977.517	11.971.588	-	11.977.517	-
Reserva de capital	(997.774)	(1.192.886)	-16%	(1.000.254)	-
Reserva de lucros	741.298	-	-	741.298	-
Ajuste de avaliação patrimonial	38.689	155.798	-75%	55.627	-30%
Prejuízo acumulado	(349.686)	216.666	-1,6x	-	-
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	11.410.044	11.151.166	2%	11.774.188	-3%
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	-	-
Patrimônio líquido	11.410.044	11.151.166	2%	11.774.188	-3%
Total do passivo e patrimônio líquido	42.610.142	43.181.058	-1%	42.708.275	-

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.	1T26	1T25	Δ T/T	4T25	Δ A/A
<i>Em milhões de reais</i>																		
Receita Líquida	632	209	842	339	1.159	156	51	63	3	1.772	1.184	-	(662)	3.135	2.874	9%	2.548	23%
Custo do Produto Vendido	(356)	(172)	(528)	(187)	(543)	(102)	(57)	(48)	26	(911)	(1.116)	-	553	(2.002)	(1.944)	3%	(2.339)	-14%
Royalties	(47)	(15)	(61)	(29)	(51)	(15)	(3)	(4)	(1)	(103)	-	-	-	(165)	(185)	-11%	(143)	15%
Lucro Bruto	276	37	313	152	616	54	(6)	15	29	860	68	-	(109)	1.133	930	22%	209	5,4x
Despesas G&A	(27)	(12)	(39)	2	(36)	(4)	(4)	(3)	(1)	(46)	(14)	40,0	-	(59)	(164)	-64%	(161)	-63%
Gastos Exploratórios	(3)	(0,3)	(3)	(0,1)	0,2	-	(0)	-	-	0	-	0	-	(3)	(23)	-87%	(7)	-60%
Outras receitas e despesas	7	1	8	(11)	(3)	(7)	(2)	1	1	(22)	(102)	(4)	1	(119)	(77)	1,5x	(261)	-54%
Lucro Operacional	254	26	280	143	578	42	(12)	13	29	793	(49)	36	(108)	952	666	43%	(220)	-
Resultado Financeiro Líquido	(360)	(62)	(422)	(331)	(18)	(7)	(4)	0,2	(1)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2,4x
Resultado antes de impostos	(106)	(37)	(142)	(188)	560	35	(16)	13	28	432	(48)	(759)	(108)	(626)	1.255	-	(872)	-28%
IR e CSLL ¹	83	13	96	76	92	15	-	5	(7)	180	(0)	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Lucro Líquido	(23)	(24)	(47)	(113)	651	49	(16)	18	22	612	(48)	(759)	(108)	(350)	829	-	(588)	-40%
IR e CSLL	83	13	96	76	92	15	-	5	(7)	180	(0)	-	0,4	276	(426)	-	284	-3%
Resultado Financeiro Líquido	(360)	(62)	(422)	(331)	(18)	(7)	(4)	0,2	(1)	(361)	0,4	(795)	-	(1.578)	589	-	(651)	2,4x
Depreciação e Amortização (CPV)	(87)	(59)	(146)	(48)	(419)	(49)	(19)	(27)	(1)	(563)	(20)	-	(1,1)	(730)	(447)	1,6x	(711)	3%
Depreciação e Amortização (G&A)	(10)	(4)	(14)	(1)	0	0	(0)	0	(0)	(0,7)	(0,1)	(4)	(0,0)	(18)	(15)	26%	(18)	2%
EBITDA	351	88	439	191	997	92	7	40	30	1.357	(29)	40	(107)	1.700	1.128	51%	509	3,3x
Ajustes não recorrentes	(9)	-	(9)	-	(146)	-	1	(11)	(1)	(157)	94	-	-	(72)	(58)	24%	299	-
EBITDA Ajustado	342	88	430	191	851	92	8	29	29	1.200	65	40	(107)	1.628	1.070	52%	808	2,0x
Margem EBITDA Ajustado	54,1%	42,1%	51,1%	56,4%	73,4%	-	15,4%	45,7%	-	67,7%	5,5%	-	-	51,9%	37,2%	15 p.p.	31,7%	20 p.p.

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

em milhares de reais	1T26	1T25	A/A	4T25	T/T
Resultado do período	(349.686)	829.174	-	(587.702)	-
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(140.628)	(114.811)	22%	(139.643)	1%
Juros de dívida	627.164	429.177	46%	577.252	9%
Ajuste a valor presente	14.974	131.108	-89%	1.806	-
Derivativos não realizados	1.224.322	(315.124)	-	(114.659)	-
Variação cambial não realizada	(557.196)	(586.140)	-5%	294.219	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	(645)	486	-	12.163	-
Resultado de alienação de participação em ativos	-	-	-	(297.542)	-
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	5.230	-	-	210.129	-
Baixas, perdas, obsolescência de estoques	-	-	-	169.175	-
Baixa de Imobilizado e intangível	112	-	-	21.875	-
Baixa de passivo de arrendamento	-	(34.644)	-	787	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	-	(187.162)	-	7.213	-
Depreciação do imobilizado	402.076	185.932	2x	374.383	7%
Amortização do intangível	157.718	154.214	2%	196.154	-20%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	(35.528)	-	-	-
Depreciação de direito de uso	188.253	121.908	54%	159.135	18%
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.573	5.443	2%	4.998	12%
Despesas antecipadas apropriadas no período	54.463	69.187	-21%	61.832	-12%
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	28.183	24.601	15%	23.695	19%
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(276.140)	425.623	-	(283.930)	-3%
Transação com pagamento baseado em ação	7.737	5.829	33%	(2.946)	-
Atualização earn-out antigo controlador	865	2.943	-71%	(5.137)	-
Atualização da provisão para abandono	57.797	59.601	-3%	73.632	-22%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	(8.764)	1.442	-	(11.288)	-22%
	1.441.408	1.173.259	23%	745.601	93%
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros	(744.277)	72.090	-	70.879	-
Imposto de renda, contribuição social e outros	47.499	82.970	-43%	5.980	-
Imposto de renda e outros impostos a recolher	(64.815)	(102.615)	-37%	97.883	-
Estoques	(103.069)	(161.328)	-36%	158.254	-
Outros ativos	6.924	30.435	-77%	(4.232)	-
Crédito com parceiros	36.417	(22.438)	-	52.384	-30%
Fornecedores	391.894	(213.586)	-	(19.128)	-
Depósitos judiciais	(545)	(19)	-	(222)	-
Despesas antecipadas	(64.107)	(72.533)	-12%	(50.304)	27%
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	(96.978)	(89.244)	9%	17.246	-
Royalties	10.121	34.262	-70%	(26.489)	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(34.280)	(37.254)	-8%	(20.991)	63%
Derivativos de óleo	50.594	3.528	-	14.988	-
Adiantamentos	(17.532)	(32.496)	-46%	1.419	-
Outras obrigações	14.074	175.139	-92%	452.383	-97%
Impostos pagos sobre o lucro	(37.733)	(31.597)	19%	(74.815)	-50%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	835.595	808.573	3%	1.420.836	-41%
Aplicações financeiras	921.080	920.609	-	(498.098)	-
Alienação de participação em Ativos	-	-	-	335.252	-
Financiamentos concedidos - Yinson	-	(26.314)	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(516.227)	(860.917)	-40%	(555.527)	-7%
Valores a pagar por aquisições	(679.415)	(424.281)	60%	(176.655)	-
Aquisição de intangível	(6.814)	(8.630)	-21%	(45.508)	-85%
Caixa restrito	(43.806)	316	-	(31.748)	38%
Alienação da UPGN e 11 campos	-	-	-	(299.634)	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(325.182)	(399.217)	-19%	(1.271.918)	-74%
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(569.158)	(537.966)	6%	(351.635)	62%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	(788)	-	-	-
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	69.647	(90.636)	-	74.507	-7%
Recebimento alienação crédito Yinson	-	-	-	-	-
Pagamento de passivo de arrendamento	(178.920)	(117.691)	52%	(176.153)	2%
Aumento de capital social	-	27	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(352.767)	(505.010)	-30%	-	-
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	(10.357)	-	-	-
Empréstimos captados	815.413	379.004	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(215.785)	(883.417)	-76%	(453.281)	-52%
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	294.628	(474.061)	-	(304.363)	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	889.391	3.171.958	-72%	1.191.319	-25%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(35.973)	(3.352)	-	2.435	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.148.046	2.694.545	-57%	889.391	29%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	294.628	(474.061)	-	(304.363)	-