

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados 4T25 - 2025



Esta apresentação pode conter declarações prospectivas sobre eventos futuros que não são baseadas em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. Essas declarações prospectivas apenas refletem as visões e estimativas atuais da Companhia sobre futuras circunstâncias econômicas, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Termos como "antecipar", "acreditar", "esperar", "prever", "pretender", "planejar", "projetar", "buscar", "deveria", junto com expressões semelhantes ou análogas, são usados para identificar tais declarações prospectivas.

Os leitores são alertados de que essas declarações são apenas projeções e podem diferir materialmente dos resultados ou eventos futuros reais. Aos leitores estão disponibilizados os documentos arquivados pela Companhia na CVM, especificamente o Formulário de Referência mais recente da Companhia, que identificam importantes fatores de risco que podem fazer com que os resultados reais sejam diferentes daqueles contidos nas declarações prospectivas, incluindo, entre outros, riscos relacionadas às condições econômicas e comerciais gerais, incluindo petróleo bruto, taxa de câmbio, incertezas inerentes às estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, situação política, econômica e social internacional e no Brasil, recebimento de aprovações e licenças governamentais e nossa capacidade de gestão do negócio. A Companhia não assume nenhuma obrigação de atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas, seja como resultado de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à incorporação da Enauta Energia pela Companhia e visam ilustrar o impacto desta incorporação sobre informações financeiras e operacionais históricas da Companhia. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída antes da data da incorporação (1º de agosto de 2024), assim como os dados quantitativos operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores. A Companhia divulga no seu site de Relações com Investidores os relatórios de certificações de reservas, elaboradas por empresas independentes especializadas. Projeções de produção, reservas e fluxo de caixa futuro contidos nas certificações são indicativos do potencial de cada ativo e não representam necessariamente as projeções da Companhia para o seu portfólio, tampouco contemplam eventuais restrições financeiras e/ou covenants de dívida, atuais ou futuros, e quaisquer mudanças na priorização de projetos ou definições de alocação de recursos da Companhia ao longo dos anos subsequentes. Vale também destacar que as premissas apresentadas pela Companhia ao Certificador estão sujeitas a avaliação e ajustes com base em sua experiência e premissas internas. Conforme apresentado no Relatório de Certificação de Reservas 2024, o relatório é preparado de acordo com a Petroleum Resources Management System (PRMS). A partir das definições e orientações previstas na PRMS e a avaliação do Certificador, os resultados são categorizados como reservas Provadas, Prováveis, Possíveis ou Recursos Contingentes. Demais premissas e considerações para elaboração da certificação devem ser observadas na sessão "Scope of Investigation" do Relatório de Certificação de Reservas 2024.

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

Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido foi proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral. Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do forfeiture, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

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

Nas Demonstrações Financeiras do 4T25, a Companhia continuou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultado, sendo as receitas e despesas relativas à participação de 37,5% detida pela NTE registradas na conta de créditos de parceiros. Conforme nota explicativa 10, em 31 de dezembro de 2025, o saldo devedor da NTE em favor da Companhia é de R\$ 373 milhões. A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a decisão provisória não afetam as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento de ativos. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi constituído em março de 2025. Adicionalmente, em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do *forfeiture* exercido pela 3ROffshore.

Todas as declarações prospectivas são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal e foram realizadas na data desta apresentação.

81 kboe/d

Produção recorde
em 2025: + 46% A/A

US\$ 2,1 bi

Receita Líquida 2025
+9% A/A

US\$ 806 mm

EBITDA Ajust. 2025
+21% A/A

US\$ 14,9

*Lifting cost*¹ -15% A/A
(excl. custo de afretamento)

US\$ 1,09 bi

Posição de Caixa em 2025
FCFE de US\$ 37 MM

2,16x

dívida líquida /ebitda
(or 2,13x in R\$)
versus 3,37x in 1T25

- Recorde de produção e eficiência operacional em Atlanta e Papa-Terra ao longo de 2025.
- *Lifting cost*¹: *Offshore* de US\$ 13,4 em 2025, -17% A/A.
- Capex total -45% 2025 vs 2024, sendo *offshore* -57% A/A.
- *OTC Distinguished Achievement Award for Companies*. Brava recebeu o maior prêmio da indústria *Offshore*.
- *Liability mngmt*.: custo da dívida reduzido de ~8,7% to ~8,1%.
- Terceiro trimestre consecutivo com redução no índice de alavancagem.
- Evolução da arbitragem em Papa-Terra.
- Sustentabilidade: Lançamento do 1º Relato Integrado da Brava.
- Eleição do novo presidente do conselho, Alexandre Cruz, do novo CEO, Richard Kovacs, e do novo CFO, Luiz Carvalho.

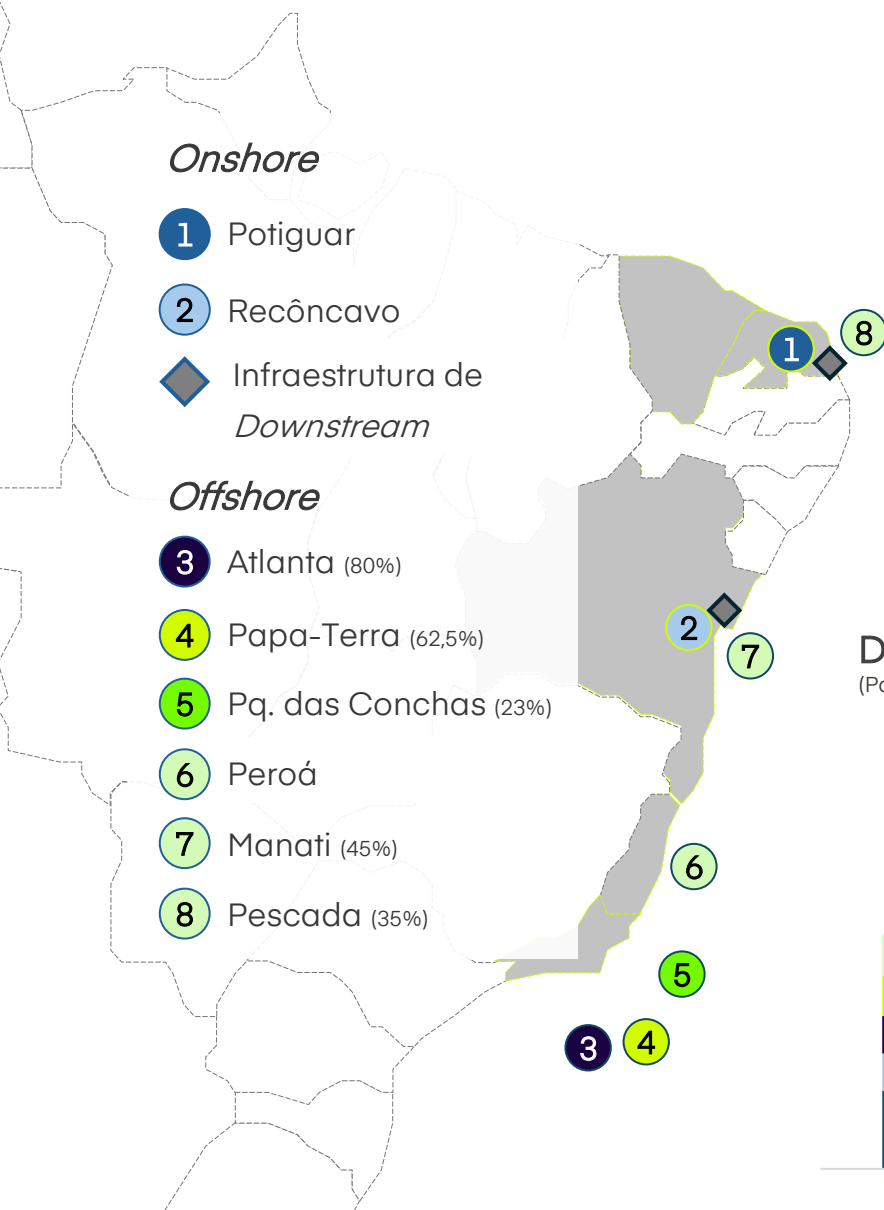
¹ *Lifting cost* mensurado em US\$/boe. ² Não considera os recebíveis da parceira em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) e da ABEX realizados no período, impactados pelo FPSO Petrojarl.

Destques Operacionais

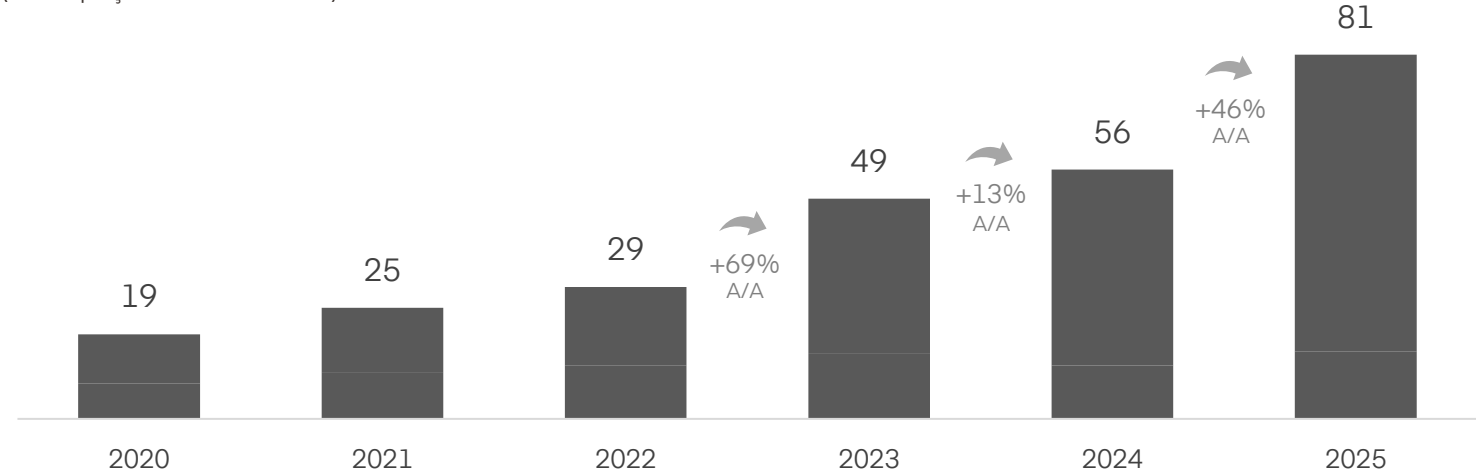
BRAVA



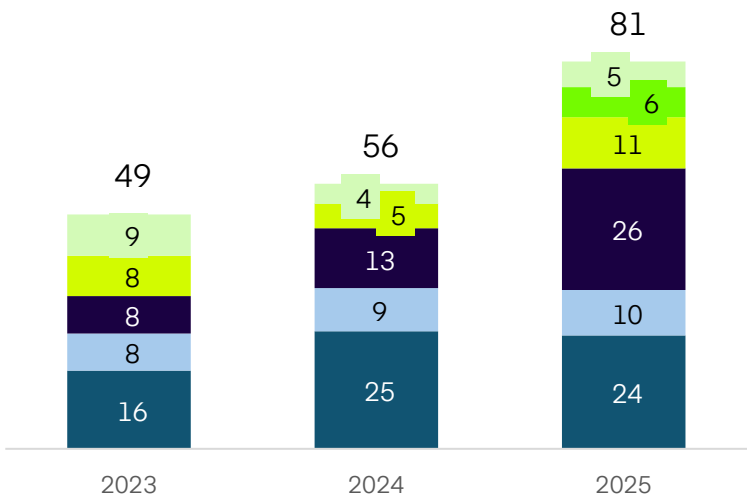
Sumário da Produção Brava | Evolução em curso com produção recorde em 2025



Evolução Histórica da Produção
(Participação Brava | kboe/d)

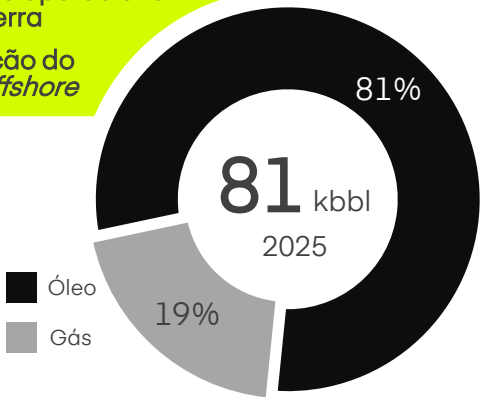


Detalhamento da produção por ativo
(Participação Brava | kboe/d)



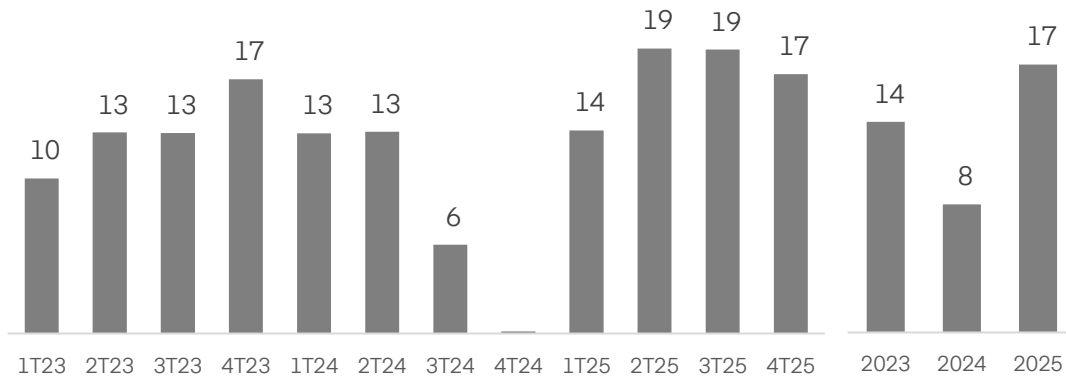
Crescimento da produção impulsionado por:

- ✓ Ramp-up de Atlanta
- ✓ Estabilidade operacional de Papa-Terra
- ✓ Consolidação do portfólio Offshore

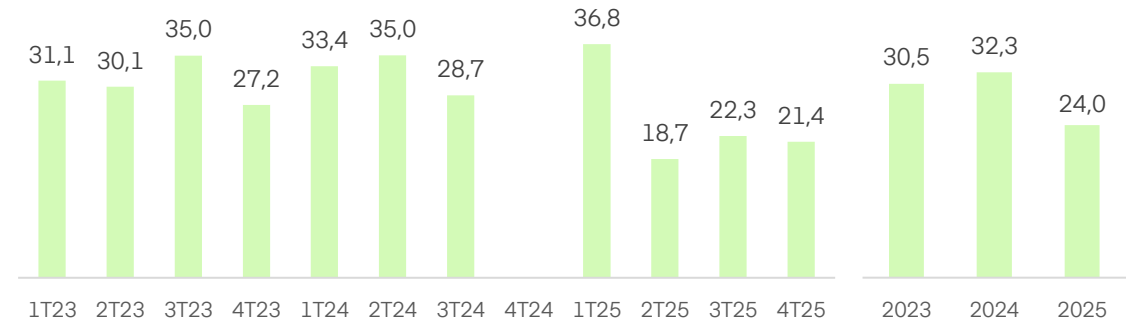


Evolução da produção desde a aquisição (dez/22)

Trimestral e Anual (kboe/d | 100% WI)



Lifting Cost | Trimestral – Anual (USD/boe)

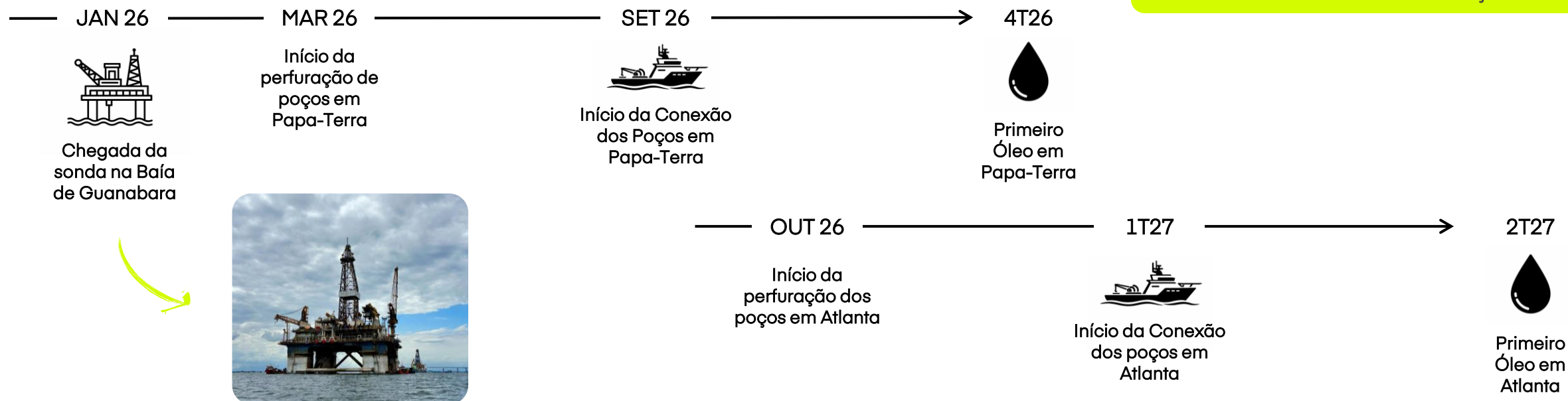


- **Produção Estável:** perceptível evolução da eficiência operacional do ativo ao analisar seu histórico e tendência de produção.
 - ✓ Baixa volatilidade em 2025 com clara tendência de produção.
 - ✓ Eficiência operacional recorde ao longo de 2025, confirmada em 2026.
 - ✓ Manutenção programada realizada em novembro de 2025, dentro do prazo e do orçamento.
- **Redução no *Lifting Cost* Geração de Fluxo de Caixa:** melhor eficiência operacional resulta em melhores indicadores financeiros.
 - ✓ Menor *lifting cost* para o ativo em 2025, com capacidade de melhorias após a campanha de perfuração e esforços de eficiência de custos.
- Campanha de integridade programada para o 3T26.

- ✓ **Mar/26:** Chegada da sonda de perfuração em Papa-Terra.
- ✓ **Mar/26 – Set/26:** Perfuração dos poços Papa-Terra.
- ✓ **Set/26:** Chegada do barco PLSV para iniciar a conexão dos dois primeiros poços da campanha.
- ✓ **4T26:** Primeiro óleo dos poços Papa-Terra, PPT-52 e PPT-53.
- ✓ **Out/26 – Mar/27:** Transferência da sonda para Atlanta e início da perfuração do 3º e 4º poços da campanha.
- ✓ **2T27:** Conexão e início da produção a partir dos poços de Atlanta, ATL-9H e ATL-10H.

- Tempo de perfuração por poço: 90-110 dias
- Tempo de conexão por poço: 40-70 dias
- Redução dos custos por meio de maior utilização das unidades
- Extensão do *Plateau* de Produção *Offshore*

Cronograma indicativo de perfuração



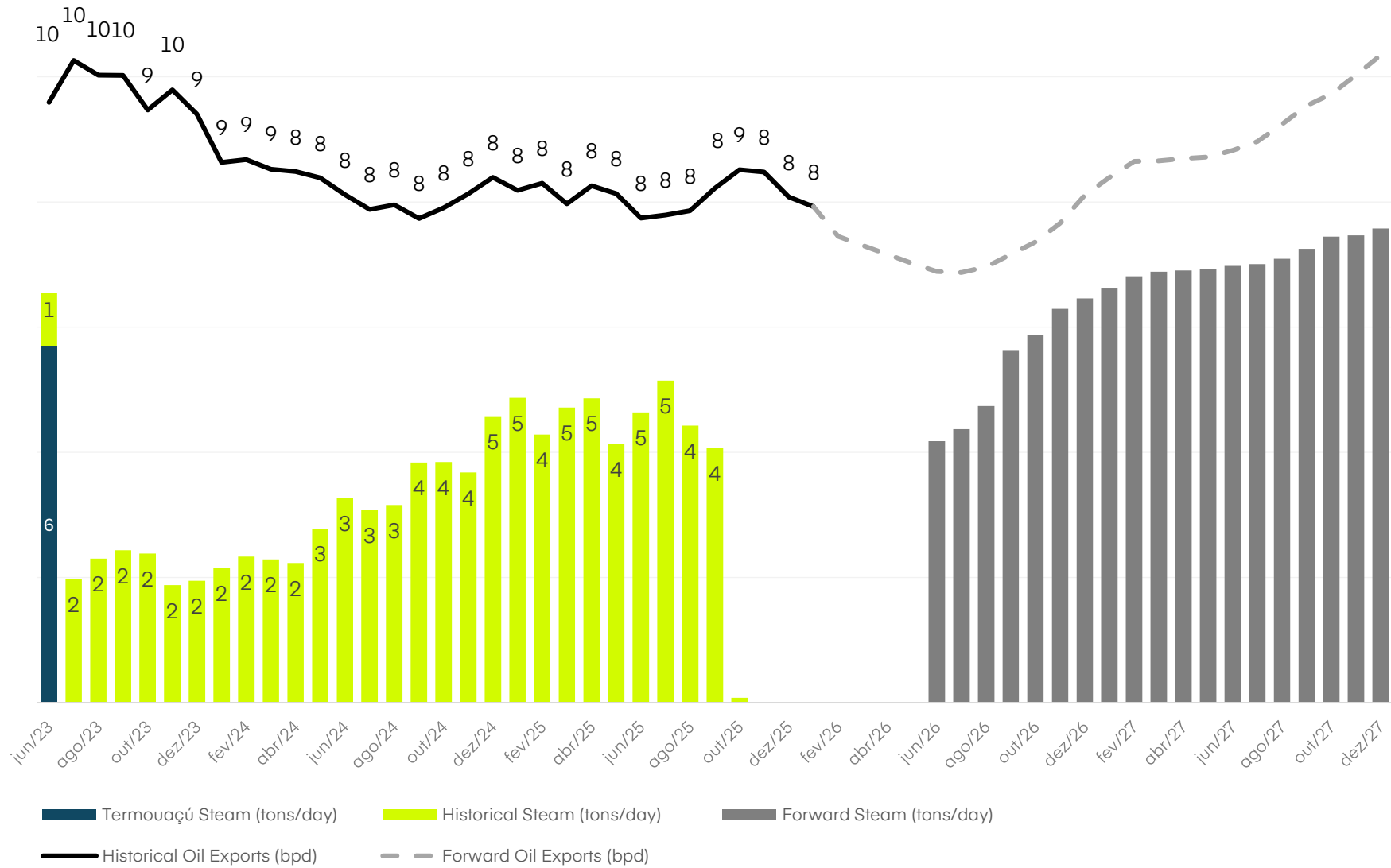


- ✓ O prêmio reconhece o desenvolvimento do Sistema Definitivo de Produção do Campo de Atlanta e posicionou a Brava como a primeira empresa brasileira independente a implementar um sistema de produção em águas profundas desde a concepção até o primeiro óleo;
- ✓ Reconhecimento da capacidade da Brava de executar projetos *offshore* complexos. Estamos prontos para avançar com nossa agenda operacional, incluindo a campanha contínua de perfuração.

Onshore | Atualização de Potiguar



Histórico + Perspectiva da Produção de Óleo e da Injeção de Vapor no Cluster Potiguar

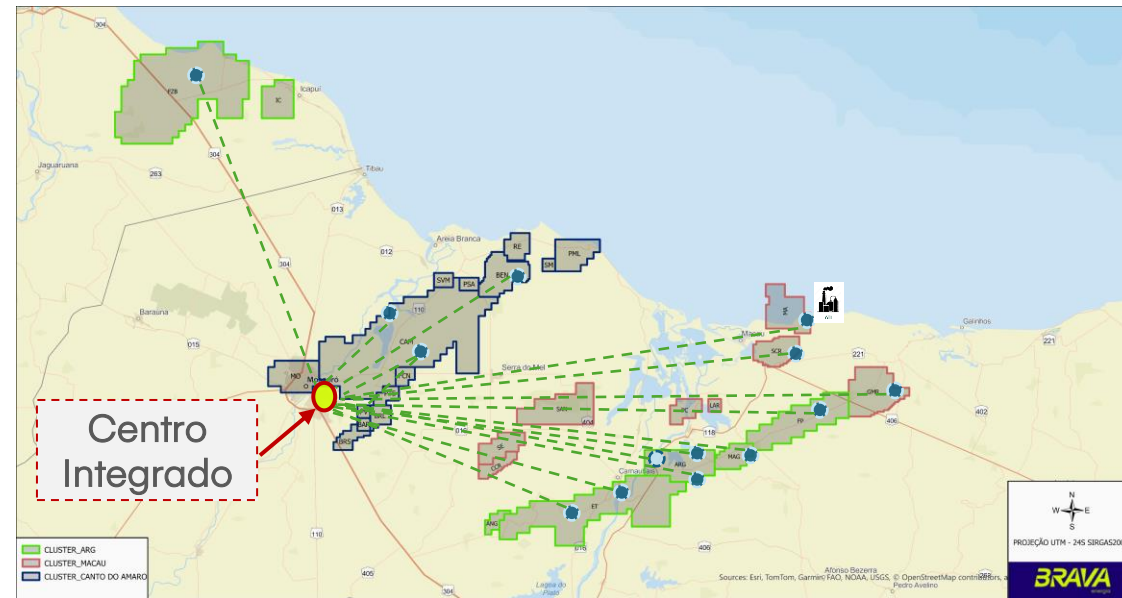


- ✓ A produção deverá retornar aos níveis observados o período pré-auditoria após a retomada da capacidade de injeção de vapor.
- ✓ Auditoria ANP concluída em Out/2025.
- ✓ Interrupção temporária de parte das instalações de Potiguar para implementação de ajustes requeridos pela ANP. Impacto de ~5 kboe/d na produção média do 4T25.
- ✓ Os Ajustes estão atualmente em implementação, avançando de forma segura e dentro do cronograma.
- ✓ Retomada gradual da produção esperada no 1S26, sujeita à aprovação da ANP.

Centro Integrado de Operações de Potiguar

- ✓ Redução do número de salas de controle, de 21 distribuídas em diferentes regiões, para um único Centro Integrado de Operações, apoiado por inspeções com drones.
- ✓ Redução de custos operacionais.
- ✓ Monitoramento de poços mais rápido.
- ✓ Maior segurança operacional.

Projeto de Inspeções com Drones



03

Docas Operacionais



+14.000 m²

Extensão da área monitorada



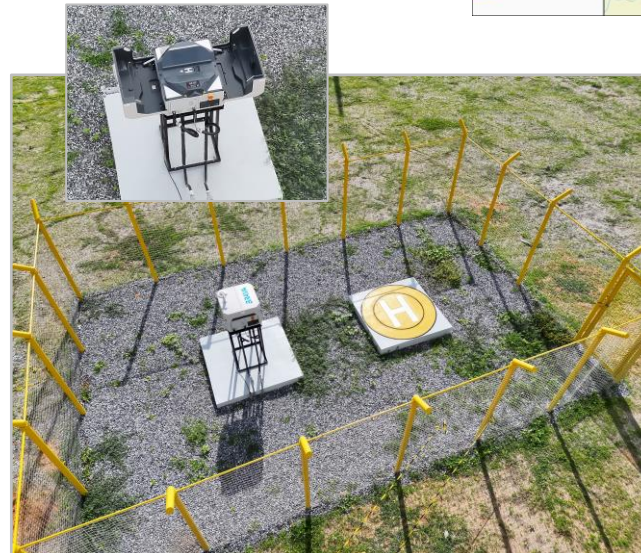
400 poços

Poços inspecionados



60%

Redução no tempo de inspeção
~3min/poço



BRAVA

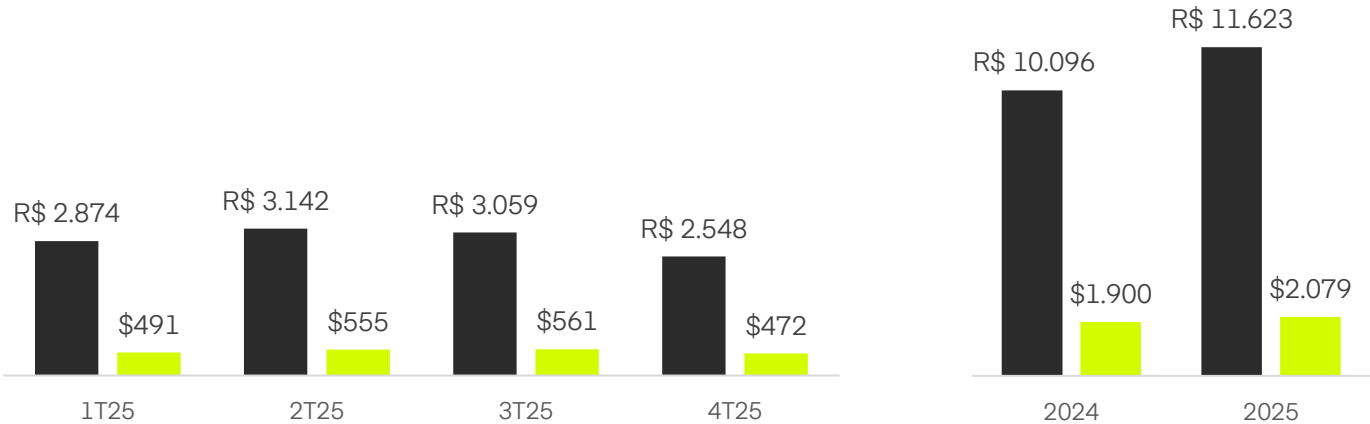
4T25 & 2025 Destques Financeiros



Receita Líquida | Resultados Históricos Trimestrais e Anuais

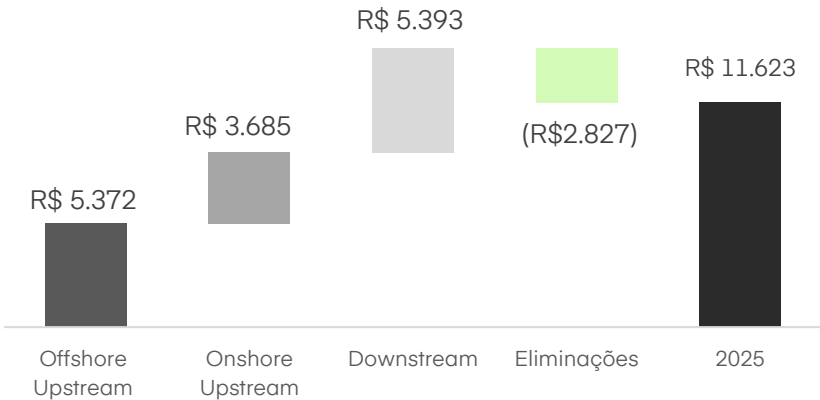
(Milhões)

■ R\$ ■ US\$



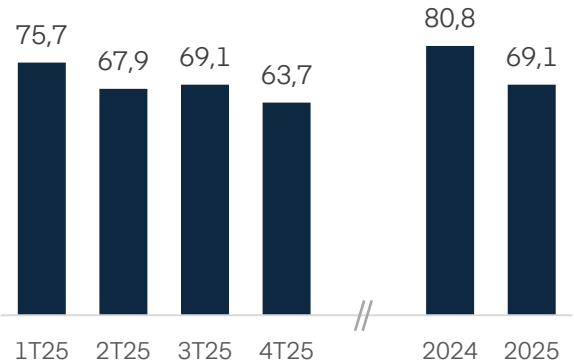
Detalhamento da Receita Líquida 2025

(R\$ MM)

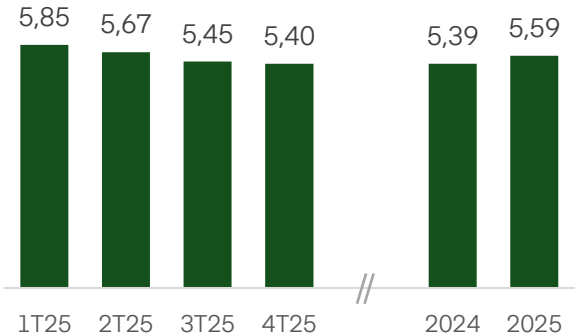


Aspectos Macro

Preço Médio do Brent (US\$)



Câmbio Médio | BRL/US\$



- ✓ Melhora das receitas apesar da piora do macro em 2025: o preço médio do Brent caiu 14%, enquanto as receitas cresceram mais de 15% A/A.
- ✓ A evolução operacional sustentou o crescimento de todas as métricas financeiras ao longo dos anos: a produção avançou 13% e 46% A/A em 2024 e 2025, respectivamente.

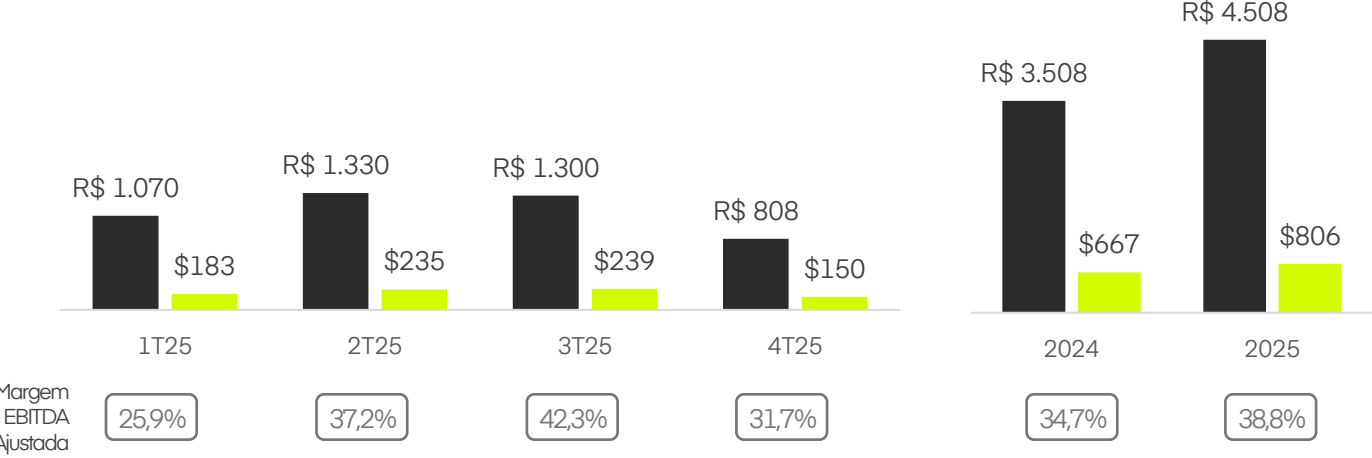
EBITDA Ajustado | EBITDA Recorde, Expansão de Margem e FCO em 2025



Visão Trimestral

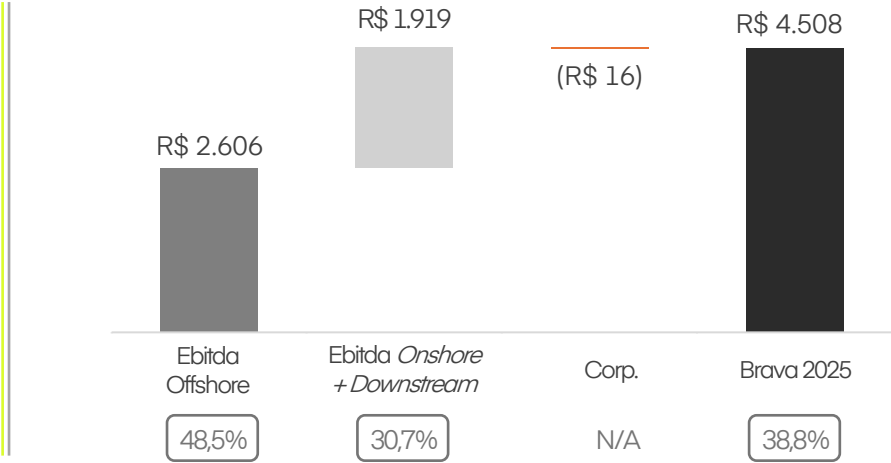
(milhões)

■ R\$ ■ US\$



2025 Detalhamento do EBITDA Ajustado

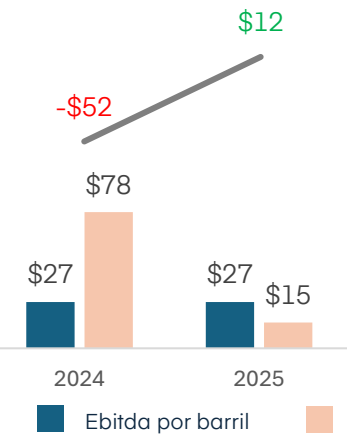
(R\$MM)



Ebitda vs. Capex | FCO por segmento

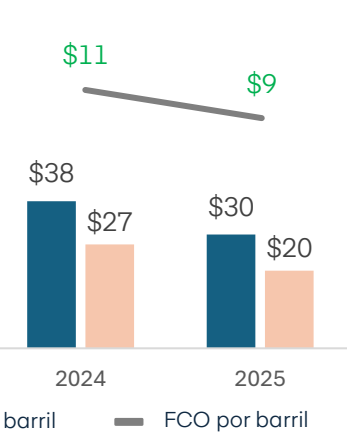
FCO Offshore

(US\$/boe)



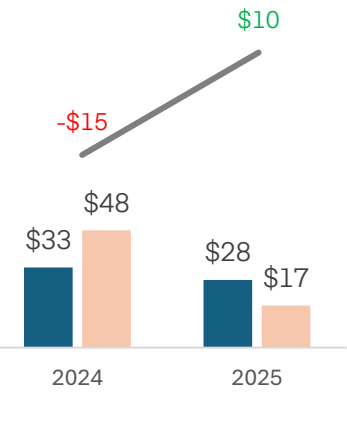
FCO Onshore¹

(US\$/boe)



FCO Brava

(US\$/boe)

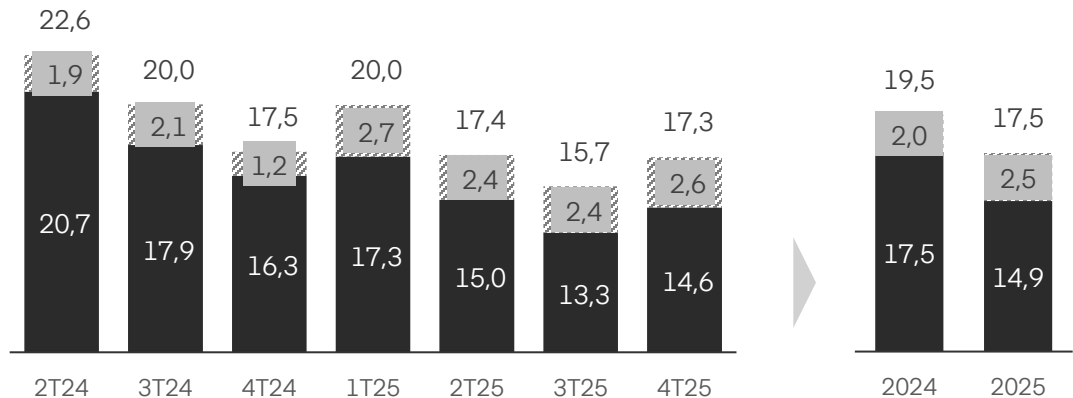


- ✓ O avanço do fluxo de caixa operacional livre entre os segmentos mais do que compensou a queda de aproximadamente 14% A/A nos preços do Brent.
- ✓ Após a implementação da Fase 1 de Atlanta, a Brava passou a apresentar geração de caixa positiva em todos os segmentos em 2025.
- ✓ O EBITDA ajustado subiu para o recorde de US\$ 806 milhões em 2025 (+21% YoY), com expansão da margem para aproximadamente 39%.

Note: (1) Onshore & Midstream

Lifting Cost Brava (US\$ / boe)

Custo de Afretamento



✓ *Offshore*: -17% A/A suportado pela produção recorde.

- **Papa-Terra e Atlanta** abaixo de US\$22/boe e US\$15/boe no 4T25, respectivamente. Espaço para melhora por meio de (i) disciplina de custos e (ii) crescimento da produção após a campanha de perfuração.

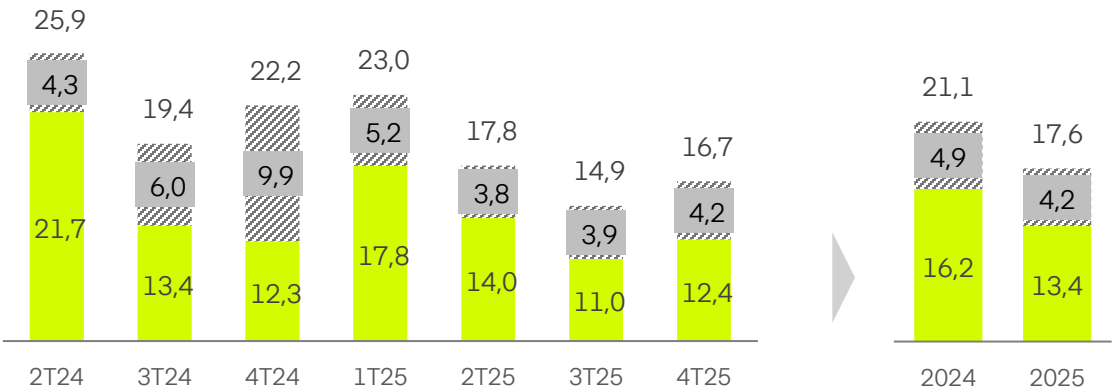
✓ *Onshore*: -7% A/A em 2025 suportado pela redução nos custos e eficiência operacional.

Vetores de redução do *lifting cost*

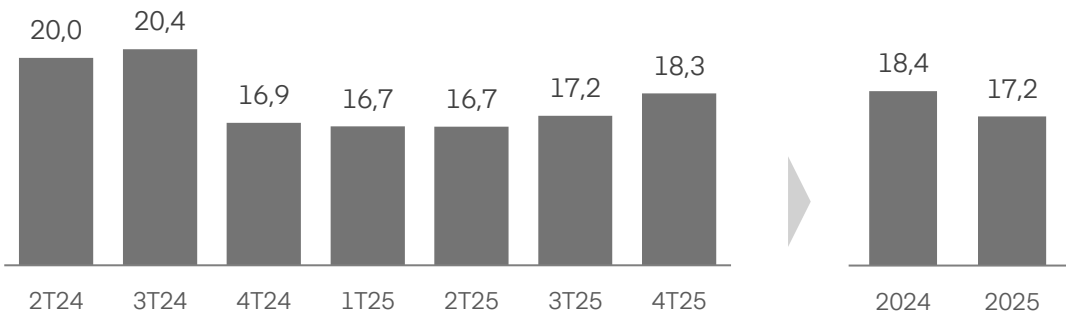
- ✓ Crescimento de produção
- ✓ Eficiência operacional
- ✓ Disciplina de custos

Lifting Cost Offshore (US\$ / boe)

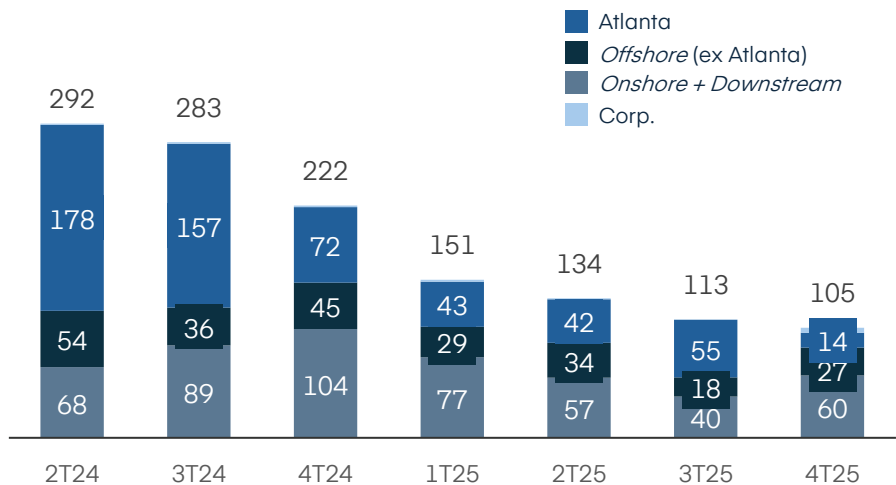
Custo de Afretamento



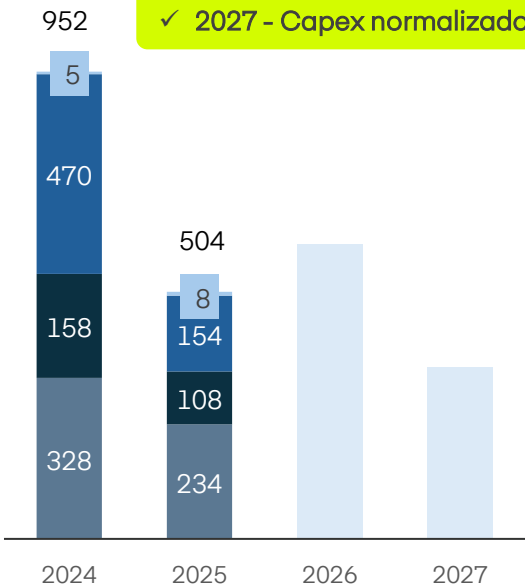
Lifting Cost Onshore (US\$ / boe)



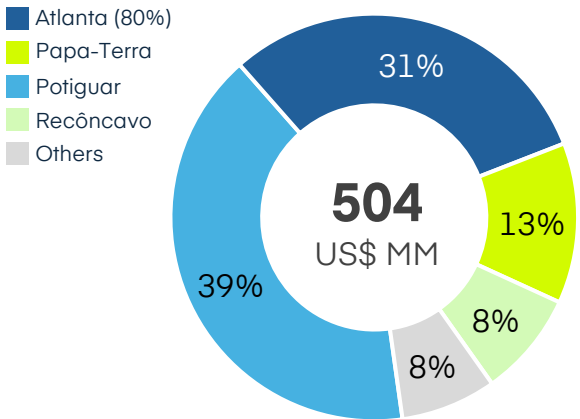
Visão Trimestral (US\$ MM)



- ✓ 2024 - Fase de investimento robusto
- ✓ 2025 - Fase de normalização
- ✓ 2026 - Crescimento
- ✓ 2027 - Capex normalizado



Detalhamento do Capex por ativo | 2025 (%)



✓ **Capex Offshore** caiu 58% A/A:

- I. Redução no CAPEX atrelada à integridade de Papa-Terra.
- II. A implementação de Atlanta foi concluída e representou 23% do CAPEX em 2025. Fase 2 já iniciada: US\$ 56 milhões em 2025.

- ✓ **Capex Onshore**: -24% A/A. Resultado impulsionado pela otimização das sondas mobilizadas durante 2025 (de 24 para 7).
- ✓ 57% do Capex no 4T25 foi ligado ao *onshore*, impulsionado por investimentos em capacidade de geração de vapor. Esses investimentos estão em fase final e concentraram-se no trimestre.

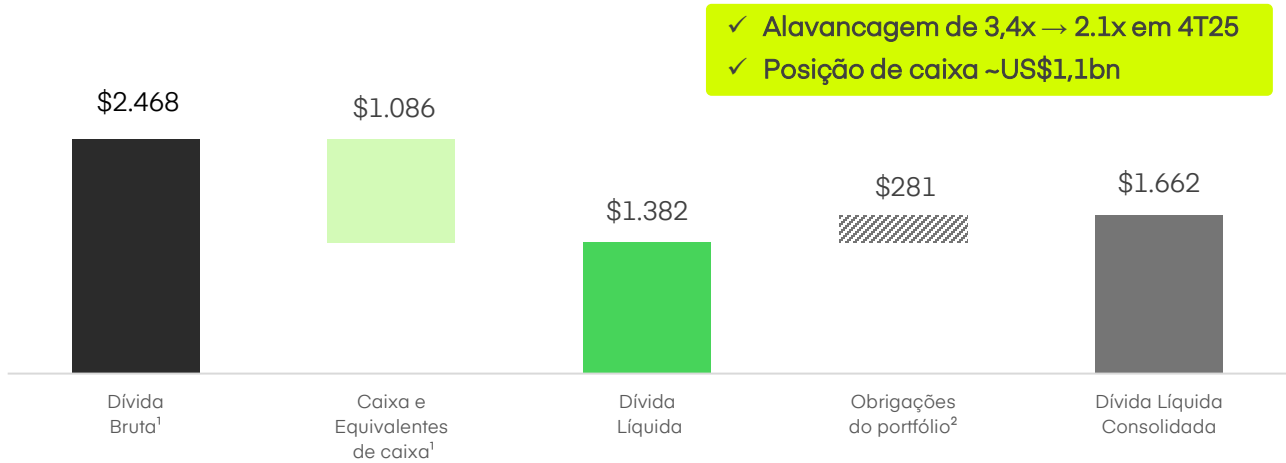
Estrutura de Capital | Desalavancagem rápida por meio da execução operacional



✓ Liquidez robusta: US\$ 1.086 milhões em caixa e equivalentes + US\$ 79 milhões em estoque de petróleo e derivados (a custo);

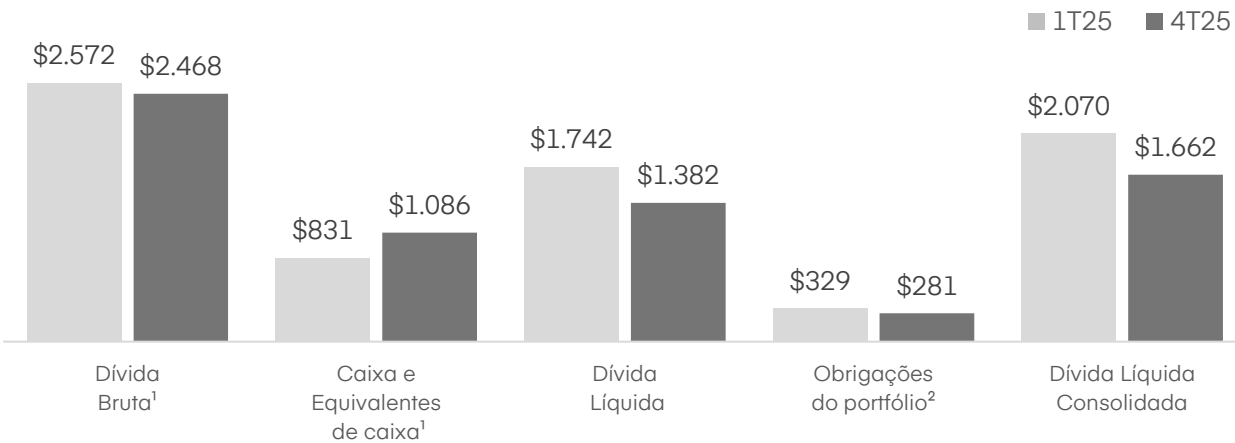
Posição de Caixa e Endividamento | Fim de 2025

(US\$ MM)



Evolução do endividamento e caixa em 2025

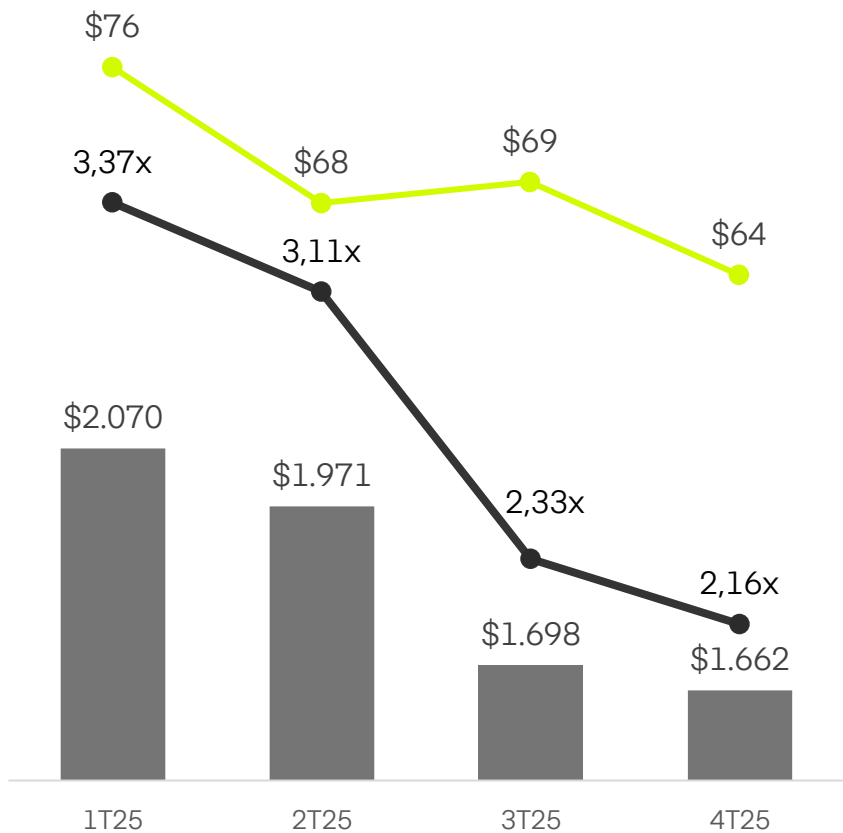
(US\$ MM)



Redução da alavancagem

Dívida Líquida vs. alavancagem LTM

■ Dívida Líquida (US\$ MM) + obrigações portfólio
● Alavancagem LTM ● Preço médio do *brent*



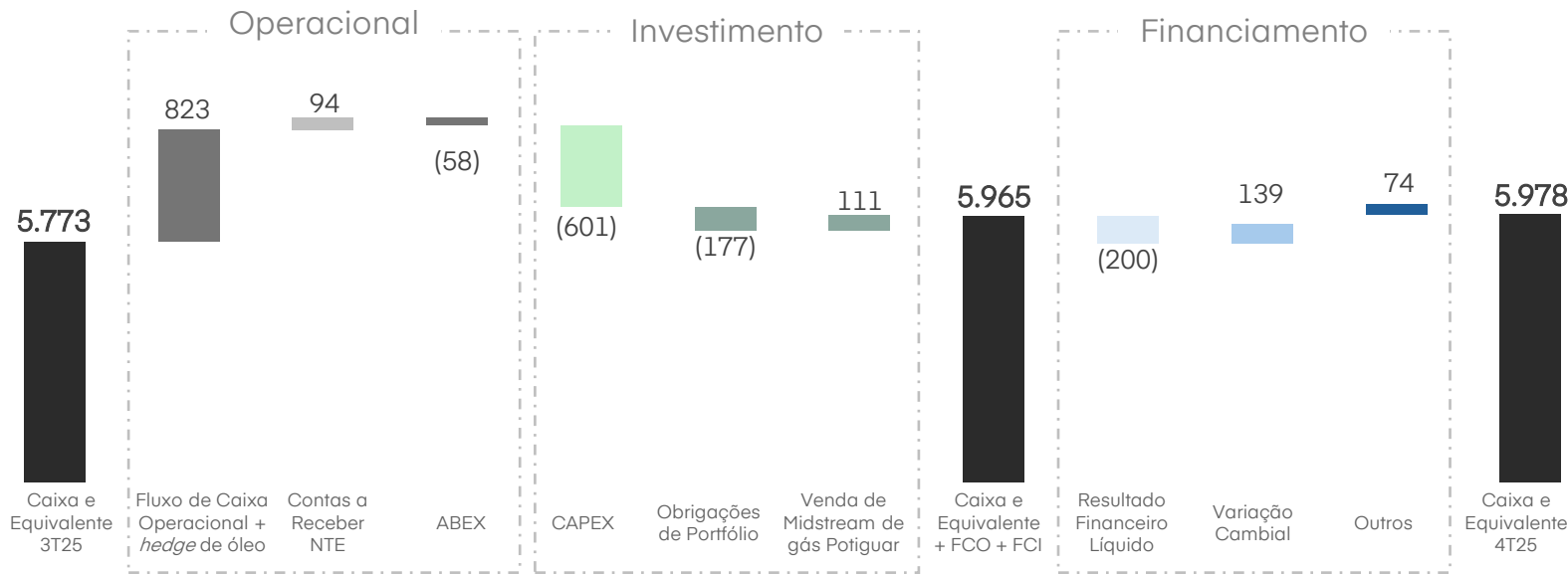
Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras e caixa restrito, e exclui o investimento financeiro em TRS da 3R Lux no valor de US\$ 520 milhões.

Forte Liquidez + *liability management* + FCFE = Estrutura de Capital Robusta



Fluxo de Caixa 4T25 | Mais um trimestre com fluxo de caixa positivo

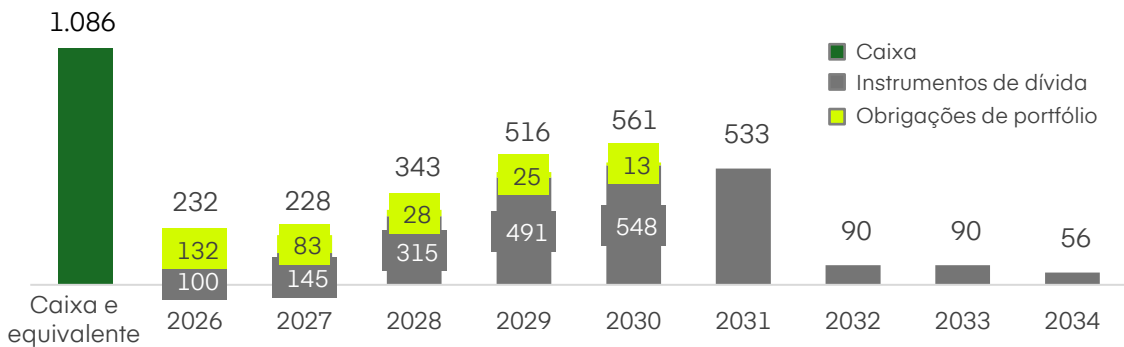
(US\$ MM)



- ✓ US\$ 37 milhões em FCFE no 4T25.
- ✓ A Papa-terra gerou caixa pelo terceiro trimestre consecutivo.
- ✓ Custo médio da dívida: de 8,7% no 1T25 para 8,1% no 4T25.
- ✓ US\$ 141 milhões em obrigações de portfólio em 2025.

Caixa vs. Perfil de Amortização | Final de 2025

(US\$ MM)



Obrigações de Portfólio

(US\$ MM)

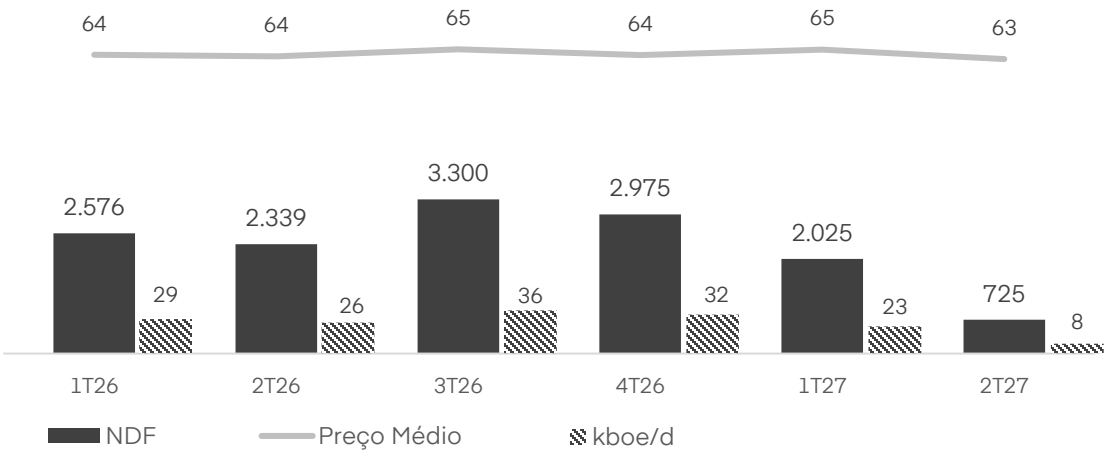
Ativos	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
In millions of dollars							
Peroá (WI 100%)	17	-	-	25	-	-	25
Papa Terra (WI 62,5%)	18	23	9	4	25	13	72
Potiguar	74	78	74	-	-	-	153
Parque das Conchas (WI 23%)	32	31	-	-	-	-	31
Total de Pagamentos	141	132	83	28	25	13	281

Estratégia de *Hedge* | Protegendo contra *downsides*, preservando *upsides*

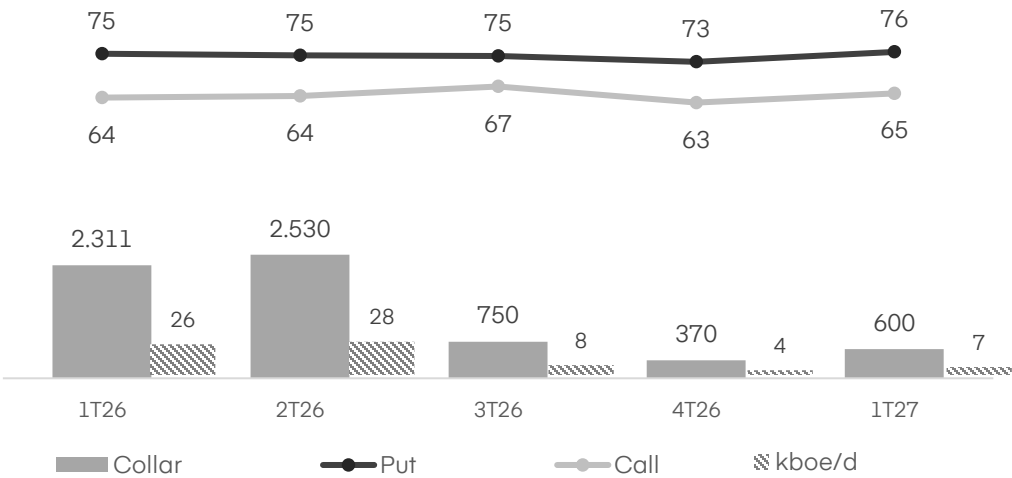


Atual posição de *Hedge*

NDFs



Collars



	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
Fixing	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\$
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

Considerando todas as variáveis, a Brava apresenta um retorno líquido positivo para o cenário de mercado atual.

Hedges de óleo: combinação de *collars*, *NDFs* e *puts*. Contratos *clean*, sem requisitos de chamada de margem.

Frete de óleo: condições positivas garantidas para as próximas cargas antes da interrupção do mercado causada pela guerra no Oriente Médio.

Spreads: As margens do óleo combustível marítimo, diesel, gasolina e querosene de aviação aumentaram em março de 2026, com espaço para captura de parte do crescimento durante o 2T26.

- I. Estabilização da produção alinhada com operações seguras.
- II. Processo contínuo de desalavancagem, transferindo valor da dívida para o *equity*.
- III. Execução das campanhas de perfuração em Papa-Terra e Atlanta dentro do prazo e do orçamento previstos.
- IV. Gestão ativa do portfólio de ativos, com foco na geração de valor para as partes interessadas.
- V. Evolução do programa Brava Eficiente com foco na otimização de contratos e redução de custos.



BRAVA

Q&A

