



RELATÓRIO ANUAL E **Form 20-F** 2025



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS EUA

Washington, D.C. 20549

FORMULÁRIO 20-F

RELATÓRIO ANUAL

CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(D) DA LEI DAS BOLSAS DE VALORES DE 1934

para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2025

Protocolo de número 001-15106 na Comissão

Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

(Nome exato da companhia registrada, conforme especificado em seu regimento interno)

Petrobras

(Nome do registrante para o inglês)

Significa a República Federativa do Brasil

(Jurisdição da incorporação ou organização)

Avenida Henrique Valadares, 28 - 20231-030 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

(Endereço dos principais diretores)

Fernando Sabbi Melgarejo

Diretor Econômico-Financeiro e de Relações com Investidores

+55 (21) 3224-2401 — dfinri@petrobras.com.br

Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 18º andar - 20231-030 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Títulos registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe:	Símbolo(s):	Nome da bolsa de registro:
Ações ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
Petrobras American Depositary Shares, ou ADSs (representadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando duas ações ordinárias	PBR/PBRA	New York Stock Exchange
Ações preferenciais da Petrobras, excluindo o valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
American Depositary Shares da Petrobras (conforme evidenciado pelas American Depositary Receipts), cada uma representando duas ações preferenciais	PBR/PBRA	New York Stock Exchange
7,75% das Notas Globais com vencimento em 2027, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,999% das Notas Globais com vencimento em 2028, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,750% das Notas Globais com vencimento em 2029, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,093% das Notas Globais com vencimento em 2030, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,125% das Notas Globais com vencimento em 2030, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,600% das Notas Globais com vencimento em 2031, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,500% das Notas Globais com vencimento em 2033, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,000% das Notas Globais com vencimento em 2035, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,250% das Notas Globais com vencimento em 2036, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,875% das Notas Globais com vencimento em 2040, emitidas pela PGF (sucessor do PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
6,750% das Notas Globais com vencimento em 2041, emitidas pela PGF (sucessor do PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
5,625% das Notas Globais com vencimento em 2043, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
7,250% das Notas Globais com vencimento em 2044, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,900% das Notas Globais com vencimento em 2049, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,750% das Notas Globais com vencimento em 2050, emitidas pela PGF	PBR	New York Stock Exchange

5,500% das Notas Globais com vencimento em 2051, emitidas pela PGF
6,850% das Notas Globais com vencimento em 2115, emitidas pela PGF

PBR
PBR

New York Stock Exchange
New York Stock Exchange

* Não disponíveis para negociação, mas apenas em conexão com o registro de *American Depositary Shares* conforme exigido pela Bolsa de Valores de Nova York.

Títulos registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei: Nenhum

Títulos para os quais há obrigação de relatório, conforme a Seção 15(d) da Lei: Nenhum

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2025 foi:
7.442.231.382 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal
5.446.501.379 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique se o registrante é um emissor bem conhecido, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários.

Sim ☒ Não ☐

Se este relatório for um relatório anual ou de transição, indique marcando se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios conforme a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Bolsas de Valores de 1934.

Sim ☐ Não ☒

Indique se o registrante (1) apresentou todos os relatórios exigidos a serem apresentados conforme a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Bolsas de Valores de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou pelo período mais curto em que o registrante foi obrigado a apresentar tais relatórios), e (2) tem sido sujeito a tais requisitos de apresentação nos últimos 90 dias.

Sim ☒ Não ☐

Indique se o registrante enviou eletronicamente todo o Arquivo de Dados Interativos exigido a ser enviado conforme a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou pelo período mais curto em que o registrante foi obrigado a enviar tais arquivos).

Sim ☒ Não ☐

Marque com um visto se o registrante é um grande declarante acelerado, um declarante acelerado, um declarante não acelerado ou uma empresa em fase de crescimento emergente. Veja as definições de “grande arquivador acelerado”, “arquivo acelerado” e “empresa de crescimento emergente” na Regra 12b-2 da Lei de Bolsas de Valores. (Marque uma opção):

Se uma companhia de crescimento acelerado ☒ Grande arquivador acelerado ☐ Não arquivador acelerado ☐ Empresa de crescimento emergente ☐

Se uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com os Princípios Contábeis Geralmente Aceitos dos EUA, indique se o registrante optou por não usar o período de transição estendido para cumprir com quaisquer novos ou revisados padrões contábeis financeiros fornecidos conforme a Seção 13 (a) da Lei de Bolsas de Valores. ☐

O termo “novo ou revisado padrão contábil financeiro” refere-se a qualquer atualização emitida pelo Conselho de Normas Contábeis Financeiras para sua Codificação de Normas Contábeis após 5 de abril de 2012.

Indique se o registrante apresentou um relatório e uma declaração sobre a avaliação da eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros de sua administração nos termos da Seção 404(b) da Lei Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) pela firma de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria. ☒

Se os títulos estiverem registrados conforme a Seção 12(b) da Lei, indique se as demonstrações financeiras do registrante incluídas no arquivamento refletem a correção de um erro nas demonstrações financeiras anteriormente emitidas. ☐

Indique se alguma dessas correções de erro são reformulações que exigiram uma análise de recuperação da remuneração baseada em incentivos recebida por qualquer dos diretores executivos do registrante durante o período de recuperação relevante nos termos do parágrafo 240.10D-1(b). ☐

Indique qual base de contabilidade o registrante utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento:

Princípios contábeis geralmente aceitos nos EUA ☐ Normas Internacionais de Relato Financeiro emitidas pelo Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade ☒ Outros ☐

Se “Outro” foi marcado em resposta à pergunta anterior, indique por meio qual item das demonstrações financeiras o registrante optou por seguir.

Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, indique se o registrante é uma empresa de fachada (conforme definido na Regra 12b-2 da Lei de Bolsas de Valores).

Sim ☐ Não ☒



Sumário

Aviso legal.....	6
Glossário.....	9

Quem Somos 25

Quem Somos.....	26
Visão geral.....	27
Destaques de 2025.....	30

Riscos 32

Riscos.....	33
Estrutura de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos.....	63

Nossos Negócios 69

Exploração e Produção.....	70
Refino, Transporte e Comercialização.....	107
Gás & Energias de Baixo Carbono.....	128
Fusões e aquisições.....	145
Ambiente de Negócios Externo.....	148

Plano de Negócios 2026-30..... 152

Plano de Negócios 2026-30 (PN 2026-30).....	153
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.....	160

Ambiental, Social e Governança 162

Ambiental.....	163
Responsabilidade Social.....	171
Governança Corporativa.....	177

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.....	184
Desempenho Financeiro Consolidado	185
Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios	192
Liquidez e Recursos de Capital	194
Administração e Empregados.....	207
Administração	208
Empregados	230
Compliance e Controles Internos.....	239
Compliance	240
Transações com Partes Relacionadas	244
Controles e Procedimentos	246
Ouvidoria e Investigação Interna.....	247
Informações aos Acionistas.....	248
Listagem	249
Ações e Acionistas	251
Direito dos Acionistas	258
Remuneração dos acionistas.....	263
Informações adicionais para acionistas não brasileiros.....	268
Legal e Fiscal	271
Regulamentação	272
Processos Judiciais.....	280
Imposto.....	286
Informações Adicionais	310
Lista de Anexos.....	311
Assinaturas.....	318
Abreviações	319
Tabela de conversão	321
Referência cruzada ao Form 20-F	322
Demonstrações Financeiras.....	325

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Aviso legal

Apresentamos as informações neste relatório anual e Formulário 20-F de acordo com nossa visão de negócios. Para facilitar sua revisão, este relatório anual e Formulário 20-F para referente ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2025 (doravante referido como nosso “relatório anual”) possui um guia de referência cruzada para o Formulário 20-F da SEC em “Referência Cruzada para o Formulário 20-F”.

A menos que o contexto indique o contrário, considere este relatório como o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. A menos que o contexto exija outra coisa, os termos “Petrobras”, “a Empresa”, “nossa empresa”, “nós” e “nosso” referem-se à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações conjuntas e entidades estruturadas.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, apresentadas em dólares americanos, incluídas neste relatório anual e as informações financeiras contidas neste relatório anual que delas são derivadas, são preparadas de acordo com as FRS Accounting Standards, emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”).

Nossa moeda funcional e a moeda funcional de todas as nossas subsidiárias brasileiras é o real e a moeda funcional da maioria de nossas entidades que operam fora do Brasil, como a Petrobras Global Finance B.V. ou PGF, é o dólar americano. Escolhemos o dólar americano como moeda de apresentação para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas do setor de petróleo e gás.

Neste relatório anual, referências a “real”, “reais” ou “R\$” são para reais brasileiros e referências a “dólares americanos” ou “US\$” são para dólares americanos.

As informações disponíveis em nosso site, ou em qualquer site mencionado neste documento, não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Os resultados do desempenho das emissões de GEE em 2025 apresentados neste relatório anual estarão sujeitos à verificação de terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, os resultados auditados podem diferir dos resultados aqui apresentados.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Declarações Prospectivas

Este relatório anual inclui declarações prospectivas que não se baseiam em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. As declarações prospectivas contidas neste relatório anual, que abordam nossa expectativa de desempenho comercial e financeiro, entre outros assuntos, contêm palavras como “acreditar”, “esperar”, “estimar”, “antecipar”, “pretender”, “planejar”, “visar”, “vai”, “pode”, “deveria”,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



"poderia", "provavelmente", "potencial" e expressões semelhantes (que não são os únicos meios de identificar tais declarações prospectivas).

Os leitores são avisados a não depositar confiança excessiva nessas declarações prospectivas que datam apenas a partir da data em que são feitas. Não há garantia de que os eventos, tendências ou resultados esperados realmente ocorrerão.

Fizemos declarações prospectivas que abordam, entre outras coisas:

- Nossa estratégia de marketing e expansão;
- Nossas atividades de exploração e produção, incluindo perfuração;
- Nossas atividades relacionadas ao refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados de petróleo, petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- Nosso compromisso com práticas ASG e sustentabilidade ambiental de baixo carbono;
- Nossos gastos de capital projetados e alvo, compromissos e receitas;
- Nossa liquidez e fontes de financiamento;
- Nossa estratégia de precificação e desenvolvimento de fontes adicionais de receita; e
- O impacto, incluindo custo, de aquisições e desinvestimentos.

Nossas declarações prospectivas não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a suposições que podem se mostrar incorretas e a riscos e incertezas difíceis de prever. Nossos resultados reais podem diferir materialmente daqueles expressos ou previstos em quaisquer declarações prospectivas como resultado de uma variedade de suposições e fatores. Esses fatores incluem, mas não estão limitados a:

- Nossa capacidade de obter financiamento;
- Condições econômicas e empresariais gerais, incluindo preços do petróleo e de outras commodities, margens de refino e taxas de câmbio prevalentes;
- Condições econômicas globais;
- Nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com sucesso;
- Incertezas inerentes à realização de estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás recentemente descobertas;
- Concorrência;
- Dificuldades técnicas na operação de nosso equipamento e na prestação de nossos serviços;
- Mudanças em, ou falha em cumprir, leis ou regulamentos, incluindo com relação a atividades fraudulentas, corrupção e suborno;
- Recebimento de aprovações e licenças governamentais;
- Desenvolvimentos políticos, econômicos e sociais internacionais e brasileiros, incluindo o papel do governo brasileiro, como nosso acionista controlador, em nossos negócios;
- Desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- Ameaças, violações e interrupções de segurança cibernética;
- Crises de saúde globais, como a pandemia de COVID-19;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- O impacto de um conflito regional ou global ampliado, incluindo o conflito entre a Rússia e a Ucrânia e o conflito no Oriente Médio;
- O custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso aquisições, parcerias ou vendas de ativos em nosso programa de gerenciamento de portfólio;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso nosso Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2026-30, se esses planos estratégicos e de negócios permanecerão em vigor e a direção de quaisquer planos estratégicos e de negócios subsequentes;
- O resultado das investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação a investigações anteriores relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção;
- A eficácia de nossas políticas e procedimentos de gerenciamento de riscos, incluindo o risco operacional;
- Possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e nossa equipe de gestão; e
- Litígios, como ações coletivas ou processos de execução ou outros movidos por agências governamentais e reguladoras.

Para informações adicionais sobre os fatores que podem causar diferenças entre nossos resultados reais e as expectativas refletidas nas declarações prospectivas, consulte "Riscos" neste relatório anual.

Todas as declarações prospectivas atribuídas a nós ou a uma pessoa agindo em nosso nome são qualificadas em sua totalidade por esta declaração de precaução. Não assumimos nenhuma obrigação de atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas, seja em decorrência de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os dados de reservas de petróleo bruto e gás natural apresentados ou descritos neste relatório anual são apenas estimativas, que envolvem algum grau de incerteza, e nossa produção, receitas e despesas reais em relação às nossas reservas podem diferir materialmente dessas estimativas.



Documentos em Exposição

Estamos sujeitos aos requisitos de divulgação de informações previstos na Lei de Bolsas de Valores. Para obter mais informações sobre como obter cópias dos nossos documentos públicos arquivados na NYSE, ligue para +1 (212) 656-4050. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ir. Você também pode acessar nossos relatórios e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, localizados em 11 Wall Street, Nova York, Nova York 10005, onde nossos ADSs estão listados.

Também enviamos relatórios no Formulário 6-K para a SEC contendo nossas demonstrações financeiras consolidadas não auditadas e outras informações financeiras de nossa empresa.

Também apresentamos demonstrações financeiras consolidadas auditadas, informações financeiras consolidadas intermediárias não auditadas e outros relatórios periódicos à CVM.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Glossário

Glossário de Certos Termos Usados neste Relatório Anual

Salvo indicação em contrário, os seguintes termos são definidos da seguinte forma:

ACL	 Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado no qual a compra e a venda de energia elétrica são objeto de acordos bilaterais livremente negociados, de acordo com regras e procedimentos específicos do mercado.
ACR	 Ambiente de Comercialização Regulado. Segmento de mercado no qual a compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes distribuidores, precedida por um processo de licitação, exceto nos casos previstos por lei, de acordo com regras e procedimentos específicos de mercado.
ADR	 American Depositary Receipt.
ADS	 American Depositary Share.
Águas profundas	 Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas Ultraprofundas	 Com mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
AIP	 Acordo de Individualização da Produção. O AIP se aplica em situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentado pela ANP.
AMS	 O Plano AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde), que continua sendo o nome registrado na Agência Nacional de Saúde no Brasil, é o nome oficial do nosso plano de saúde.
ANA	 Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico.
ANEEL	 Agência Nacional de Energia Elétrica.
ANM	 Agência Nacional de Mineração.
ANP	 A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é a agência federal que regula a indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

ANPD	 Autoridade Nacional de Proteção de Dados.
ANTAQ	 Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
ANVISA	 Agência Nacional de Vigilância Sanitária.
API GRAVIDADE	 Medida padrão da densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute. Petróleo extra pesado: $API < 10^\circ$; Petróleo pesado: $10^\circ \leq API < 22^\circ$; Petróleo médio: $22^\circ \leq API < 31^\circ$; Petróleo leve: $API \geq 31^\circ$.
APS ou Saúde Petrobras	 A Associação Petrobras de Saúde, cuja marca comercial é Saúde Petrobras, é uma associação sem fins lucrativos que administra nosso plano de saúde complementar (AMS) desde 2021.
ASG	 Ambiental, Social e Governança.
B3	 <i>Brasil, Bolsa, Balcão.</i>
Banco Central do Brasil	 O Banco Central do Brasil.
Barris	 Medida padrão do volume de petróleo bruto.
Biocombustível	 Qualquer combustível derivado da conversão de biomassa como matéria-prima (óleos vegetais, material de algas, culturas ou resíduos animais etc.) e/ou produzido por meio de processos biológicos, como fermentação e outros.
BioQav	 Combustível de aviação usado para alimentar aeronaves, produzido a partir de várias fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como "bioturbo", "bioquerosina" ou "SAF" (combustível de aviação sustentável) e nomeado pela ANP como "Combustível Alternativo para Aviação", que deve ser adicionado ao combustível de aviação convencional até um limite máximo que varia de 10% a 50% em volume, dependendo do processo de produção, conforme definido na ASTM (American Society for Testing and Materials) Anexo D-7566 e Resolução ANP 778/2019.
BNDES	 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

BOAVENTURA ou Complexo Energético BOAVENTURA (antigo GASLUB)	Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Complexo Energético BOAVENTURA, anteriormente conhecido como GASLUB, é composto pelas UPGNs e outras instalações subjacentes.
Braskem	A Braskem S.A. é atualmente a maior produtora de resinas termoplásticas nas Américas e a maior produtora de polipropileno nos Estados Unidos. Sua produção concentra-se em resinas de polietileno (PE), polipropileno (PP) e cloreto de polivinila (PVC), além de insumos químicos básicos como etileno, propileno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda cáustica e solventes, entre outros. Juntos, compõem um dos portfólios mais abrangentes do setor, incluindo também o polietileno verde produzido a partir da cana-de-açúcar, de fontes 100% renováveis.
BRENT Petróleo Bruto	Uma classificação comercial importante do petróleo leve que serve como um dos principais preços de referência para a comercialização de petróleo bruto em todo o mundo.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem governada e mantida pela B3.
CBA	Acordo Coletivo de Trabalho.
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono.
Central Depositária	A Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que atua como custodiante de nossas ações ordinárias e preferenciais (incluindo aquelas representadas por ADSs) em nome de nossos acionistas.
CEO	Diretor Presidente.
CFO	Diretor Financeiro.
CGU	Uma unidade geradora de caixa representa o menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, as quais são amplamente independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos.
CMN	O Conselho Monetário Nacional (CMN) é a mais alta autoridade do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação da moeda brasileira, política cambial e de crédito,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		e pela supervisão das instituições financeiras.
CNODC		CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda., uma controlada no Brasil da China National Petroleum Corporation (CNPC).
CNOOC		China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), ou sua subsidiária que opera no Brasil, CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
CNPC		China National Petroleum Corporation (CNPC).
CNPE		O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Minas e Energia, é um órgão consultivo do Presidente do Brasil para a formulação de políticas e diretrizes energéticas.
Complexo de Urucu		O Complexo de Urucu é composto por cinco concessões: Rio Urucu, Urucu Leste, Urucu Sudoeste, Araracanga e Arara Azul. Localizado no contexto geológico da Bacia do Solimões, a produção teve início em 1988. Existem também quatro UPGNs no Complexo de Urucu.
CONAMA		Conselho Nacional do Meio Ambiente.
Condensado		Hidrocarbonetos que estão na fase gasosa nas condições de reservatório, mas condensam em líquido à medida que sobem pelo poço e alcançam as condições de separação.
Conteúdo Local		O conteúdo local é uma lei brasileira que define a participação da indústria brasileira no fornecimento de bens e serviços utilizados em projetos de petróleo e gás.
Contrato de Cessão Onerosa		Um acordo pelo qual o governo federal brasileiro nos concedeu o direito de explorar e produzir até cinco bilhões de barris de óleo equivalente (bnboe) em áreas de pré-sal específicas no Brasil.
Contrato de Compartilhamento da Produção ou PSC		O Contrato de Compartilhamento de Produção regula os direitos e obrigações no âmbito do regime de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em que o contratante realiza atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção por sua conta e risco. Em caso de descoberta comercial, o contratante tem direito a receber o petróleo de custo, o volume de produção correspondente aos <i>royalties</i> devidos e uma participação no petróleo de lucro, de acordo com as proporções, condições e termos estabelecidos no contrato, em conformidade com a Lei nº 12.351/2010.
Coqueamento Retardado		Um processo de craqueamento térmico utilizado em refinarias de petróleo para converter óleos residuais pesados em hidrocarbonetos mais leves e coque de petróleo sólido. No processo de coqueamento retardado, a matéria-prima é aquecida em um forno e, em

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		seguida, transferida para grandes tambores, onde o craqueamento continua por um período prolongado. Esse processo produz produtos valiosos, como nafta, diesel e gasóleos, além de coque de petróleo sólido.
CSI		Comitê de Segurança da Informação.
Custo de Extração		Um indicador que representa o custo de extração unitário de um barril equivalente, considerando a relação entre custos e produção. Ele inclui despesas com a execução e manutenção de processos de produção. Os custos relacionados com o fretamento de plataformas de terceiros, impostos sobre a produção, depreciação, esgotamento e amortização não são considerados neste indicador.
CVM		A Comissão de Valores Mobiliários.
CWT		Complexidade Ponderada pelo Ton representa uma medida de atividade, semelhante à UEDC (Capacidade de Destilação Equivalente Utilizada), que considera o potencial de emissões de GEE, equivalente à destilação, por unidade de processo, permitindo melhor comparabilidade entre refinarias de diferentes complexidades.
Derivados de Petróleo		Derivados de petróleo, produzidos através do processamento em refinarias (diesel, gasolina, GLP e outros produtos).
D&M		DeGolyer and MacNaughton, uma firma independente de consultoria de engenharia de petróleo que realiza a avaliação de reservas de parte de nossas reservas de petróleo bruto, condensado e gás natural provadas.
Deposítório		JPMorgan.
Despesas de Capital ("CAPEX")		Despesas de capital com base nas premissas de custo e metodologia financeira adotadas em nosso Plano Estratégico, que inclui a aquisição de PP&E e ativos intangíveis, aquisição de participações societárias, bem como outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxos de caixa utilizados em atividades de investimento, incluindo despesas geológicas e geofísicas, despesas de pesquisa e desenvolvimento, encargos pré-operacionais, compra de propriedades, planta e equipamentos a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.
Destilação		Processo físico envolvendo vaporização e condensação, no qual o petróleo é separado (refinado) em produtos derivados do petróleo.
E&P ou Exploração & Produção		Exploração & Produção é nosso segmento de negócio que abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, GNL e gás natural no Brasil e no exterior.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Empresa parcialmente estatal	Significa uma sociedade anônima de capital misto (acionistas públicos e privados).
EPC	Engenharia, Suprimentos e Construção, uma forma de arranjo contratual comum na indústria <i>offshore</i> .
ESI	O Índice de Sustentabilidade Energética reconhece o impacto dessas fontes de energia de baixo carbono, em nível regional ou nacional, sem perder de vista a eficiência no lado do consumo das unidades de processo das refinarias — eficiência que as refinarias entendem ser fundamental para a redução de carbono a longo prazo em todo o mundo.
EWT	Teste de poço estendido.
Excedente da Cessão Onerosa ou ECO	Volume que excede o que foi contratado nos acordos de Cessão Onerosa em áreas de pré-sal específicas.
FCO	Fluxo de Caixa Operacional (caixa líquido fornecido por atividades operacionais).
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.
FUNAI	Fundação Nacional dos Povos Indígenas, órgão brasileiro que promove políticas indígenas e os direitos dos povos indígenas.
G&EBC ou Gás & Energias de baixo carbono	Gás e Energias de Baixo Carbono é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de comercialização de gás natural, eletricidade e GNL, a geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. Também inclui negócios de energia renovável, serviços de baixo carbono (captura, utilização e armazenamento de carbono) e a produção e venda de biodiesel e seus co-produtos.
GASBOL	O gasoduto Bolívia-Brasil, que inclui um sistema de gasodutos de 557 km na seção boliviana e um sistema de gasodutos de 2.593 km na seção brasileira.
Gasolina Natural (C5+)	Gasolina Natural C5+ é um LGN produzido em plantas de processamento de gás natural com uma pressão de vapor intermediária entre Condensado e GLP, que pode compor uma mistura de gasolina.
Gaspetro	A Petrobras Gás S.A., ou Gaspetro, era nossa subsidiária, da qual nos desfizemos em julho de 2022. Anteriormente, detínhamos uma participação acionária de 51%, enquanto a Mitsui

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		detinha os 49% restantes. A Gaspetro era uma holding com participações acionárias em 18 empresas brasileiras de distribuição de gás.
GEE		Gases do efeito estufa.
Gêmeo Digital		Representação digital de um ativo físico, sistema ou processo. Ele usa dados em tempo real, IA e simulações para espelhar o comportamento e o desempenho da contraparte física, permitindo o monitoramento, a análise e a otimização. Essa tecnologia é amplamente utilizada em vários setores para melhorar a eficiência, prever as necessidades de manutenção e aprimorar a tomada de decisões.
GLP		Gás de petróleo liquefeito, que é uma mistura de hidrocarbonetos com até quatro átomos de carbono.
GNL		Gás natural liquefeito.
GSA		Acordo de Suprimento de Gás de Longo Prazo firmado com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
GTB ou Gas Transboliviano S.A.		A Gas Transboliviano S.A. é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, na qual detemos uma participação acionária de 11%, responsável pela administração e operação da rede de gasodutos de 557 km na seção boliviana da GASBOL, com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /dia. A GTB está conectada à TBG na fronteira entre a Bolívia e o Brasil, no estado de Mato Grosso do Sul.
Hidrotratamento		Processo amplamente utilizado na indústria de refino de petróleo para remover heteroátomos como enxofre e nitrogênio da gasolina, querosene e/ou diesel na presença de catalisadores específicos, hidrogênio e condições adequadas de temperatura e pressão. O objetivo é ajustar a composição para cumprir as especificações de combustível.
HSE		Saúde, Segurança e Meio Ambiente.
IAGEE		Índice de Atendimento às Metas de Gases do Efeito Estufa. O indicador de conformidade com as metas de emissões de gases do efeito estufa.
IASB		Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade.
IBAMA		O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
Ibovespa ou IBOV		O índice de retorno total bruto ponderado pelo valor de mercado de free float e composto

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi criado em 1968.
ICMBio		O Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade.
ICMS		Imposto brasileiro sobre serviços e mercadorias.
IFRS Accounting Standards		IFRS Accounting Standards, conforme emitidas pelo Conselho Internacional de Normas Contábeis.
Imobilizado		Imobilizado.
Indicador VAZO		Indicador de Volume Derramado de Petróleo e Derivados. O volume total de óleo ou produtos de petróleo derramados em eventos de vazamentos individualmente maiores que 1 barril (0,159 m³) que alcançaram corpos d'água ou solo que não foi impermeabilizado. Este critério volumétrico (>1 barril) está alinhado com o Manual da ANP para relatar incidentes para atividades de E&P. Vazamentos relacionados a sabotagem e roubo não são considerados.
Índice de Complexidade de Nelson ou NCI		O Índice de Complexidade de Nelson ou NCI é uma medida da sofisticação de uma refinaria de petróleo, onde refinarias mais complexas conseguem processar óleos mais pesados e produzir produtos mais leves e valiosos de um barril de petróleo. O NCI é medido numa escala de um a 20, onde números mais altos correspondem a refinarias mais complexas e caras.
Índice de Petróleo NYSE Arca ou Petróleo Arca (anteriormente Índice de Petróleo AMEX)		O Índice de Petróleo NYSE Arca, anteriormente o Índice de Petróleo AMEX, símbolo de ticker XOI, é um índice ponderado pelo preço das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Ele mede o desempenho da indústria petrolífera por meio de mudanças na soma dos preços das ações componentes. O índice foi desenvolvido com um nível base de 125 a partir de 27 de agosto de 1984.
Intensidade de Emissões de GEE na E&P		Intensidade das Emissões de GEE na E&P Emissões de GEE, em termos de CO ₂ e, das atividades de E&P em relação à produção total de petróleo e gás operada (cabeça do poço) registrada no mesmo período. As emissões de GEE do Escopo 1 e 2 são consideradas. Este indicador representa a taxa de emissões de GEE por barril de óleo equivalente produzido. Abrange atividades de exploração e produção de petróleo e gás sob controle operacional e é usado para analisar o desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.
Intensidade de Emissões de GEE na Refinaria		A intensidade das emissões de GEE na refinação representa as emissões de GEE, expressas em CO ₂ e, decorrentes das atividades de refinação em relação a Complexidade Ponderada pelo Ton (CWT). Este indicador abrange as atividades de refino sob nosso controle operacional e constitui a base para a análise do desempenho em termos de carbono dos

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		ativos em nosso portfólio atual e futuro.
Investigação Judicial		Operação Lava Jato, conforme detalhado em “Jurídico e Fiscal – Processos Jurídicos – Investigação Judicial” neste relatório anual.
IOF		Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA		O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
IPHAN		O Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.
IPIECA		Associação global sem fins lucrativos do setor de petróleo e gás dedicada ao desempenho ambiental e social.
ISACA		Associação de Auditoria e Controle de Sistemas de Informação.
JPMorgan		JPMorgan Chase Bank, N.A.
KPI		Indicadores-Chave de Desempenho.
Lei de Bolsas de Valores		Securities Exchange Act de 1934, conforme alterado.
LGN		Líquidos de Gás Natural (LGN), o líquido resultante do processamento de gás natural e contendo os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
LIBOR		A Taxa Interbancária Oferecida de Londres foi uma taxa de juros de referência na qual os principais bancos globais emprestavam uns aos outros no mercado interbancário internacional para empréstimos de curto prazo até 30 de junho de 2023.
LUBNOR		Refinaria de Lubrificantes e Derivados do Nordeste.
Lucro Operacional		Equivalente à rubrica lucro antes do resultado financeiro líquido, dos resultados de investimentos avaliados pelo método da equivalência patrimonial e dos tributos sobre o lucro, conforme apurado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
MGI		Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

MME		Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody's		Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
MTF		Mecanismo multilateral de comércio do Euro.
Novas áreas de fronteira		Áreas geográficas que ainda não foram amplamente exploradas para a produção de petróleo e gás natural.
Novonor		A Novonor S.A. é um conglomerado multinacional brasileiro que atua nas áreas de engenharia, construção e projetos de infraestrutura. Anteriormente conhecida como Odebrecht S.A., a empresa adotou o nome Novonor S.A. como parte de um processo de <i>rebranding</i> e reestruturação corporativa.
NTS		Nova Transportadora do Sudeste S.A.
NYSE		A Bolsa de Valores de Nova York.
OCDE		Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.
ONS		O Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OPEP+		Organização dos Países Exportadores de Petróleo ("OPEP"), juntamente com alguns países produtores de petróleo não pertencentes à OPEP, que coordenam suas políticas de produção de petróleo e seus níveis de produção.
OSRL		Oil Spill Response Limited.
Participação Petrobras (WI)		A participação indivisa de cada um dos contratos que regem o reservatório compartilhado (e, quando aplicável, da área não contratada) nos direitos de exploração e produção sobre o reservatório compartilhado.
Petróleo ou óleo		Petróleo bruto, incluindo LGN e Condensados.
Produção Operada		Produção de um campo de gás ou petróleo, incluindo as respectivas participações da Petrobras e de seus parceiros.
PDV		Programa de Desligamento Voluntário.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Perdas de Produção SCC-CO₂	 Mede a perda absoluta de produção resultante da corrosão sob tensão, induzida por CO ₂ em dutos de produção.
Petroquímicos	 Produtos químicos obtidos principalmente do petróleo e gás natural (ao contrário dos combustíveis), como etano, etileno, propano, propileno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros. Recursos renováveis também podem ser utilizados como matérias-primas.
Petros	 Fundação Petros de Seguridade Social, fundo de pensão dos funcionários da Petrobras.
PGF	 Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	 Petrobras International Finance Company S.A.
Plano de Negócios 2026-30	 Plano de Negócios 2026-2030.
Plano Estratégico ou PN 2050.	 Plano Estratégico 2050.
PLR	 A Participação nos Lucros e Resultados (PLR) é um modelo de remuneração baseado na divisão de lucros com nossos empregados. Nosso PLR é regido pela Lei Brasileira 10.101/2000 e segue as diretrizes do SEST. Essas diretrizes anuais definem vários aspectos desse tipo de recompensa, como formato, fluxo, governança e limites financeiros e de remuneração.
Poço Exploratório Pioneiro	 Um poço de exploração que é perfurado em áreas sem histórico de produção de petróleo e gás. Os poços exploratórios pioneiros enfrentam um risco substancial de serem buracos secos.
PPP	 O <i>Prêmio por Performance</i> (PPP) faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável, exclusivo para membros da Diretoria Executiva (Diretores) ⁵ .
PRD	 O <i>Prêmio por Desempenho</i> (PRD) faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável.
PLSV	 Embarcação de apoio à instalação de dutos.
Pós-sal	 Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PPSA	 Pré-Sal Petróleo S.A.
Polígono Pré-sal	 Região subterrânea formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com uma superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidos pela Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que possam ser delimitadas pelo governo federal brasileiro, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.
Pré-sal	 Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Receita Bruta	 Receitas brutas representam as receitas de vendas mais impostos sobre vendas, que incluem principalmente os seguintes impostos no Brasil: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), contribuições sociais PIS e COFINS, e imposto sobre serviços e mercadorias (ICMS).
Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou IRR Orgânico	 Mede o volume de reservas provadas adicionado à base de reservas de uma empresa durante o ano, excluindo alienações e aquisições de reservas provadas, em relação ao volume de petróleo e gás produzido, descontando o gás injetado.
Reservas Provadas Desenvolvidas	 Reservas provadas que se espera que sejam recuperadas por meio de: (i) poços existentes com equipamentos e métodos operacionais existentes ou para os quais o custo dos equipamentos necessários é relativamente baixo em comparação com o custo de um novo poço; e (ii) equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa de reservas se a extração for feita por meio que não envolva um poço.
Reservas Provadas	 Conforme as definições da Regra 4-10(a) do Regulamento S-X, as reservas de petróleo e gás provadas são aquelas quantidades de petróleo e gás que, por análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente produzíveis - a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, operacionais e regulamentares existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos pelos quais a produção econômica de um reservatório deve ser determinada. O preço é a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês durante o período de doze meses anterior a 31 de dezembro, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo escalonamentos baseados em condições futuras. O projeto para extrair os hidrocarbonetos deve ter começado ou devemos ter razoável certeza de que começaremos o projeto dentro de um prazo razoável. As reservas que podem ser produzidas economicamente através da aplicação de técnicas de recuperação aprimoradas (como injeção de fluido) são incluídas na classificação "provadas" quando testes bem-sucedidos por meio de um projeto-piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou em um reservatório análogo, fornecem suporte para a análise de engenharia no qual o projeto ou programa foi baseado.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Reservas Provasdas Não Desenvolvidas	 Reservas provadas que se espera recuperar de novos poços em áreas ainda não perfuradas, ou de poços existentes que exijam um investimento relativamente significativo. As reservas em áreas ainda não perfuradas limitam-se àquelas diretamente adjacentes às áreas de espaçamento de desenvolvimento cuja produção seja razoavelmente certa após a perfuração, a menos que existam evidências, obtidas por meio de tecnologia confiável, que comprovem a certeza razoável de viabilidade econômica da produção a distâncias maiores. Os locais ainda não perfurados são classificados como possuindo reservas não desenvolvidas somente se tiver sido adotado um plano de desenvolvimento indicando que sua perfuração está prevista para ocorrer no prazo de cinco anos, a menos que circunstâncias específicas justifiquem um prazo mais longo. Reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área para a qual a aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação aprimorada seja contemplada, a menos que tais técnicas tenham sido comprovadamente eficazes por meio de projetos reais no mesmo reservatório ou reservatório análogo ou por outras evidências utilizando tecnologia confiável estabelecendo uma certeza razoável.
REDUC	 Refinaria Duque de Caxias.
REFAP	 Refinaria Alberto Pasqualini.
REGAP	 Refinaria Gabriel Passos.
REMAN	 Refinaria Isaac Sabbá.
REPAR	 Refinaria Presidente Getúlio Vargas.
REVAP	 Refinaria Henrique Lage.
PD&I	 Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
RLAM	 Refinaria Landulpho Alves.
RNEST	 Refinaria Abreu e Lima.
RPBC	 Refinaria Presidente Bernardes Cubatão SP.
Índice de Reposição de Reservas ou IRR	 Mede o volume de Reservas Provasdas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante o ano em relação ao volume de petróleo e gás produzido, descontado o volume de gás injetado.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Índice de Reservas/ Produção ou R/P	➤	Calculada como o volume de Reservas Provadas do ano em relação ao volume de petróleo e gás produzidos durante o ano (descontando o volume de gás injetado), indicando por quantos anos as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
RTC ou Refino, Transporte e Comercialização	➤	Refino, Transporte e Comercialização é nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como negociação de derivados, no Brasil e no exterior. Este segmento também inclui as operações petroquímicas (que abrangem participações em empresas petroquímicas no Brasil), bem como a produção e comercialização de fertilizantes.
S&P	➤	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
SEC	➤	A Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.
SELIC	➤	A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
SEST	➤	A Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.
Sete Brasil	➤	Sete Brasil Participações, S.A.
Shell	➤	Shell Plc, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Shell Brasil Petróleo Ltda.
SIX	➤	Unidade de Industrialização de Xisto.
SOFR	➤	A Taxa de Financiamento Noturno Seguro é uma taxa de juros de referência baseada em transações no mercado de recompra do Tesouro, para derivativos denominados em dólares e empréstimos que substituíram a LIBOR.
SPE	➤	Sociedade de Engenheiros de Petróleo.
TAG	➤	Transportadora Associada de Gás S.A.
Taxa de Utilização Total	➤	Inclui toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5 + e reprocessamento (de petróleo e outros produtos), expressa como porcentagem de sua capacidade máxima.
TBG	➤	A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, na qual detemos uma participação acionária de 51%, proprietária de uma rede de gasodutos de 2.593 km na seção brasileira da GASBOL,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		localizada principalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /dia. A TBG está conectada à GTB, responsável pelo trecho boliviano do gasoduto da GASBOL, o que permite o acesso ao gás natural boliviano e, mais recentemente, ao gás natural argentino via Bolívia, e está conectada ao gasoduto da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), o que permite o acesso ao gás natural brasileiro, e está conectada à TSB no estado do Rio Grande do Sul.
TCU		O Tribunal de Contas da União (TCU) é um órgão constitucionalmente estabelecido vinculado ao Congresso Nacional brasileiro, responsável por auxiliá-lo em questões relacionadas à supervisão do governo federal brasileiro e seus recursos no que diz respeito a assuntos contábeis, financeiros, orçamentários, operacionais e de patrimônio público.
Tesouro Nacional		O Tesouro Nacional é uma Secretaria do Ministério da Fazenda, responsável pela programação financeira, contabilidade, gestão da dívida pública federal, ativos financeiros e mobiliários federais e pelo relacionamento financeiro do governo federal brasileiro com estados e municípios no Brasil. A missão do Tesouro Nacional é buscar o equilíbrio fiscal por meio de uma gestão eficiente, proativa e transparente das contas públicas e atuar na estruturação de canais de financiamento que possam viabilizar políticas de interesse público sustentáveis, contribuindo para o desenvolvimento econômico e social intertemporal do Brasil.
TJLP		A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) do Brasil é definida trimestralmente pelo CMN (conforme definido acima). A taxa é uma das taxas de referência usadas pelo BNDES em seus empréstimos a empresas.
Transição energética justa.		Uma transição energética justa é uma transição energética empenhada em promover a equidade e a participação social, minimizando os impactos negativos nas comunidades, trabalhadores, empresas e segmentos sociais vulneráveis às transformações do sistema energético e maximizando as oportunidades de desenvolvimento socioeconômico, aumentando a competitividade do setor produtivo e combatendo a desigualdade e a pobreza, a nível internacional, regional e local.
TSB		A Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, na qual detemos uma participação acionária de 25%, sendo proprietária de dois sistemas distintos de gasodutos, cada um com 25 km, localizados no estado do Rio Grande do Sul (RS) e conectados à TBG na cidade de Canoas/RS.
TotalEnergies		TotalEnergies SE, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Total E&P do Brasil Ltda.
Transpetro		Petrobras Transporte S.A.
TRIR		Índice de frequência de acidentes registráveis por milhão de homens-hora. Número de acidentes fatais, lesões com perda de tempo, lesões envolvendo trabalho substituto e

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

		lesões que exigem tratamento médico por milhão de horas trabalhadas. É um indicador de desempenho usado pela indústria para medir o desempenho da segurança ocupacional. Este indicador é analisado em todos os níveis de gerenciamento, incluindo o conselho de administração.
UPGN		Unidade de Processamento de Gás Natural. Uma planta de processamento de gás natural é uma instalação projetada para processar gás natural bruto dos campos de produção <i>offshore</i> , separando impurezas e vários hidrocarbonetos não metano e fluidos através de diferentes tecnologias para produzir gás natural especificado para consumo final. Através do processo, uma planta de processamento de gás também pode recuperar líquidos de gás natural (condensado, gasolina natural e gás liquefeito de petróleo) com maior valor agregado.
UTE		Usina Termoeletrica. Uma usina termoeletrica é uma planta de geração de energia na qual a energia térmica é convertida em energia elétrica.
UTGCA		Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato
UTGCAB		Unidade de Tratamento de Gás Cabiúnas
YPF		YPF Sociedad Anónima ou YPF S.A.
YPFB		Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Quem **Somos**





Quem Somos

Somos uma empresa brasileira de capital parcialmente estatal e uma das maiores produtoras de petróleo e gás do mundo, segundo a Bloomberg. Nossas atividades incluem, principalmente, exploração e produção, refino, geração de energia e comercialização. Temos ampla experiência em exploração e produção de petróleo *offshore*, adquirida ao longo de mais de cinco décadas de operações em ambientes de águas profundas e ultraprofundas nas principais bacias do Brasil, reconhecidas internacionalmente pelos avanços tecnológicos nesse segmento.

Estamos comprometidos em ser a melhor empresa de energia em termos de diversificação, integração e geração de valor, conciliando o foco em petróleo e gás com negócios de baixo carbono. Dessa forma, estamos adotando estratégias diferentes para os segmentos específicos em que atuamos, investindo na descarbonização de nossas operações, na geração de energia renovável e em combustíveis sustentáveis. Além disso, estamos expandindo nossa pesquisa no campo de negócios de baixo carbono.

Buscamos construir um mundo mais sustentável, com base nos princípios de segurança, respeito ao meio ambiente e total atenção às necessidades das pessoas, tais como: políticas e ações de implementação para promover a diversidade, a equidade e a inclusão nos países onde atuamos, bem como a saúde, o bem-estar e a segurança física e psicológica dos empregados.

Somos uma das maiores empresas em capitalização de mercado da América Latina, segundo a Bloomberg, com uma capitalização de mercado de US\$ 74,8 bilhões em 31 de dezembro de 2025. Contamos com mais de 50 mil empregados (incluindo subsidiárias no Brasil e no exterior).



Ficha de dados

Nome da empresa: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Data de Constituição: 1953

País de Constituição: Brasil

Número do registro na CVM: 951-2

Central Index Key ("CIK") na SEC: 0001119639

Endereço do escritório principal: Avenida Henrique Valadares, 28, 20231-030, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Número de telefone: +55 (21) 3224 2401

Sites corporativos e de relações com investidores: www.petrobras.com e www.petrobras.com.br/ri.

Objetivo social estabelecido em nosso Estatuto: pesquisa, extração, refino, processamento, comercialização e transporte de petróleo, seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos provenientes de poços, xisto e outras rochas, além de atividades relacionadas à energia, e a pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comercialização de todas as formas de energia, incluindo atividades relacionadas ao transporte e armazenamento de dióxido de carbono, transição energética e economia de baixo carbono, bem como outras atividades relacionadas ou com finalidades semelhantes.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Visão geral



* Atenção total às pessoas significa cuidar dos indivíduos promovendo políticas e implementando ações que incentivem a diversidade, a equidade e a inclusão, ao mesmo tempo em que se prioriza a saúde, o bem-estar e a segurança física e psicológica de nossos empregados. Em resumo, trata-se de estar dedicado a atender às necessidades de nossos empregados.

Possuímos Reservas Provadas significativas e somos responsáveis pela exploração e produção da maior parte do petróleo e gás do Brasil. A maior parte das nossas Reservas Provadas está localizada nas bacias *offshore* adjacentes de Santos e Campos, no sudeste do Brasil. A proximidade entre elas nos permite otimizar nossa infraestrutura e nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. Espera-se que as bacias de Santos e Campos continuem sendo fontes importantes de Reservas Provadas e de produção de petróleo e gás.

Nossa atividade, no entanto, vai além da exploração e produção de petróleo e gás. Envolve um longo processo pelo qual levamos o petróleo e o gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás, que estão em constante evolução para fornecer os melhores produtos.

Operamos a maior parte da capacidade de refino do Brasil. Nossa capacidade de refino está distribuída pelas regiões sudeste, sul e nordeste do Brasil, alcançando a maior participação de mercado nessas e outras regiões do país por meio de entregas diretas, dutos e também cabotagem. Atendemos principalmente nossa demanda por produtos derivados de petróleo por meio do refino doméstico de petróleo bruto, conforme definido em um processo periódico de planejamento operacional integrado que busca constantemente maximizar o valor para a empresa. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos e biocombustíveis por meio de interesses em algumas empresas. Além disso, nosso Plano de Negócios 2026-30 definiu nosso retorno à produção de fertilizantes por meio do reinício das operações em nossas fábricas nos estados de Sergipe, Bahia e Paraná. O objetivo é ampliar a oferta para o mercado doméstico, que atualmente depende quase inteiramente das importações. Distribuímos derivados por meio de atacadistas, varejistas e vendas diretas.

Também participamos do mercado brasileiro de gás natural, incluindo a logística e o processamento de gás natural.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Para atender à demanda de nossos clientes e nossa própria demanda interna, processamos gás natural derivado de nossa produção em terra e marítima (principalmente de campos das bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e importamos GNL por meio de nossos terminais de regaseificação. Também participamos do mercado doméstico de energia principalmente por meio de nossos investimentos em usinas termelétricas a gás.

Atualmente, dividimos nossos negócios em três segmentos principais:

- **Exploração & Produção (E&P):** este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural, no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de abastecer nossas refinarias domésticas. Este segmento também opera por meio de parcerias com outras empresas, incluindo participações em empresas estrangeiras não brasileiras neste segmento.
- **Refino, Transporte e Comercialização (RTC):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como a comercialização de derivados de petróleo no Brasil e no exterior. Este segmento também inclui as operações petroquímicas (que abrangem participações em empresas petroquímicas no Brasil), bem como a produção e comercialização de fertilizantes.
- **Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):** este segmento abrange as atividades de comercialização de gás natural, eletricidade e GNL, a geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. Também inclui negócios de energia renovável, serviços de baixo carbono (captura, utilização e armazenamento de carbono) e a produção e venda de biodiesel e seus co-produtos.

As atividades que não são atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como “Negócios Corporativos e Outros”, incluindo assuntos corporativos gerais, além dos negócios de distribuição. Os itens corporativos incluem principalmente aqueles relacionados à gestão financeira corporativa, administração central e outras despesas, incluindo custos atuariais associados a planos de pensão e saúde para beneficiários. Os outros negócios abrangem a distribuição de derivados em toda a América do Sul.

Para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios, consulte a Nota 13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como a “Revisão Operacional e Financeira e Perspectivas” neste relatório anual.

Em 2025, realizamos atividades, conforme descrito abaixo, em oito países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Países Baixos, São Tomé e Príncipe, Cingapura e África do Sul).

Na América Latina, nossas operações abrangem os setores de exploração e produção, comercialização e serviços de varejo. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás por meio de uma participação em uma joint venture. Temos filiais que dão suporte às nossas atividades comerciais e financeiras em Roterdã, Houston, Buenos Aires e Cingapura. Essas empresas atuam como mesas de operações completas e ativas nos mercados mundiais e são responsáveis pela análise de mercado e pela negociação de petróleo, derivados de petróleo, gás natural, biocombustíveis, derivativos de commodities e transporte marítimo. Na África, temos operações de exploração em São Tomé e Príncipe e na África do Sul. Em 2025, apresentamos uma declaração de interesse para blocos exploratórios nas áreas *offshore* da Costa do Marfim. Em 2026 adquirimos uma participação em um bloco de exploração na Namíbia. A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, incluindo as aprovações governamentais e regulatórias aplicáveis, nomeadamente do Ministério da Indústria, Minas e Energia da Namíbia.

Atuamos por meio de 14 subsidiárias diretas (12 constituídas de acordo com a legislação brasileira e duas constituídas no exterior) e de uma operação conjunta direta, conforme listado abaixo. Temos também subsidiárias indiretas, incluindo a Petrobras Global Trading B.V., a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras America Inc. e a Petrobras Netherlands B.V.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Empresas	Localização	Nossa participação acionária	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100,00%	—
Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100,00%	—
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51,00%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (19,88%) Corumba Holding S.À.R.L. (0,12%)
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Brasil	72,00%	SAP Brasil Ltda. (17%) Accenture do Brasil S.A. (11%)
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100,00%	—
Termomacaé S.A.	Brasil	100,00%	—
Termobahia S.A.	Brasil	98,85%	Petros (1,15%)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100,00%	—
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FII	Brasil	99,15%	Pentágono SA DTVM (0,85%)
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. – PBEN-P	Brasil	100,00%	—
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC ⁽¹⁾	Brasil	50,00%	Ketjen Brazil Holding Ltda. (50%) ⁽²⁾
Petrobras International Braspetro – PIB BV	No exterior	100,00%	—
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	No exterior	100,00%	—
Associação Petrobras de Saúde – APS ⁽³⁾	Brasil	93,01%	Transpetro (6,42%) TBG (0,38%) PBIO (0,14%) Termobahia (0,05%)

(1) Operações conjuntas.

(2) Ex-Albemarle Brazil Holding Ltda

(3) Uma associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde suplementar (AMS – Saúde Petrobras) desde 2021. A variação percentual de cada empresa deve-se a alterações na base de beneficiários (aposentados, pensionistas, dependentes e empregados na ativa), incluindo adições e demissões, ao longo do período analisado.

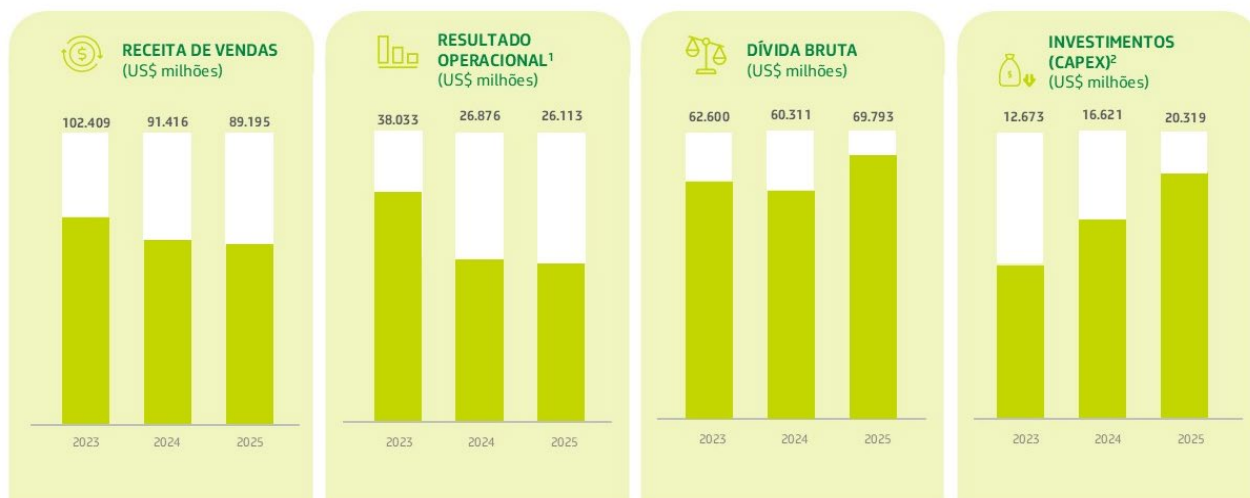
Para uma lista estendida de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo seus nomes completos, jurisdições de incorporação e nossa porcentagem de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 28 de nossas Demonstrações Financeiras. Além disso, participamos de consórcios que atuam na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil – consulte “Nossos negócios — Exploração e produção — Visão geral” neste relatório anual para obter mais detalhes.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

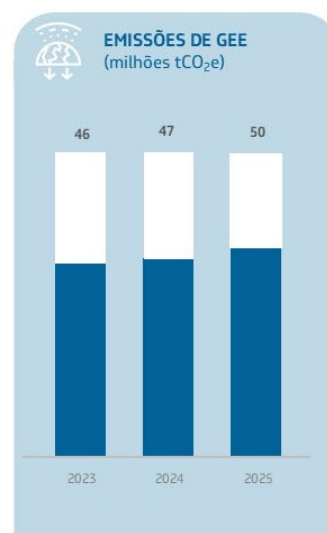
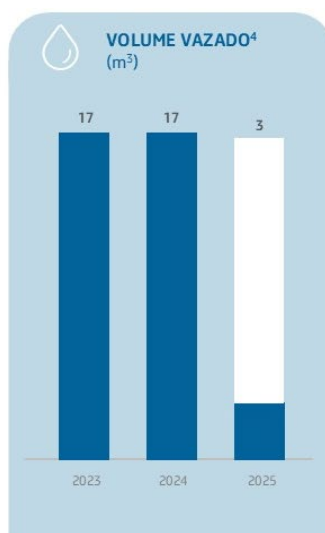
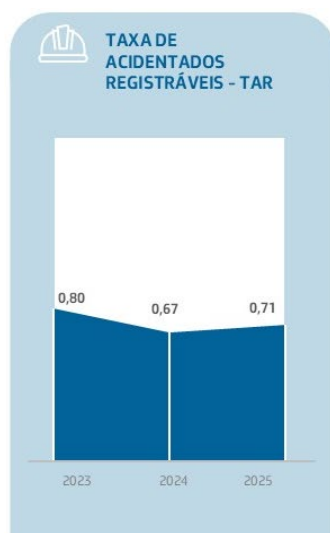
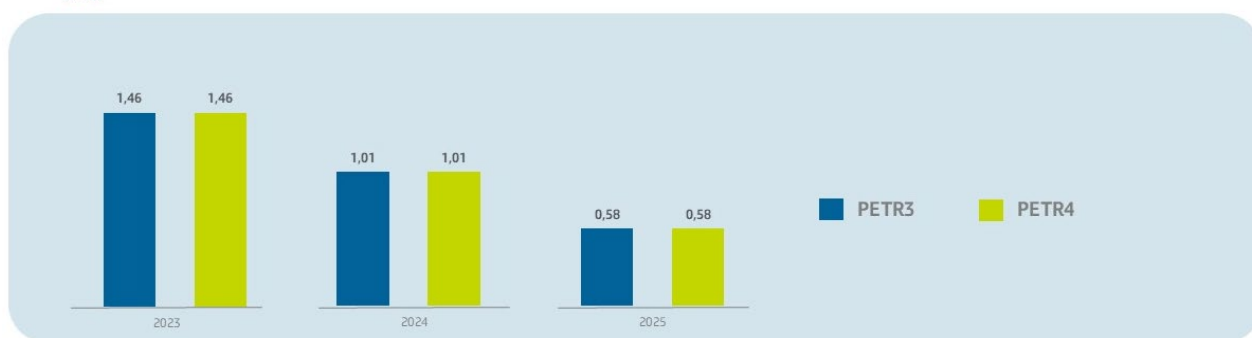
Destaques de 2025



INDICADORES CORPORATIVOS CONSOLIDADOS



DIVIDENDO PAGO POR AÇÃO³ (US\$)



¹ O resultado operacional é equivalente ao item Lucro antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro, conforme derivado das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

² O Capex total por ano inclui o pagamento do bônus de assinatura: US\$ 141 milhões em 2023 pelos campos de Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava; e US\$ 23 milhões em 2024 pelos 26 contratos de concessão na Bacia de Pelotas e US\$ 26 milhões em 2025 por 10 blocos (em parceria com a ExxonMobil) na Bacia Foz do Amazonas e 3 blocos (em parceria com a Petrogal) na Bacia de Pelotas.

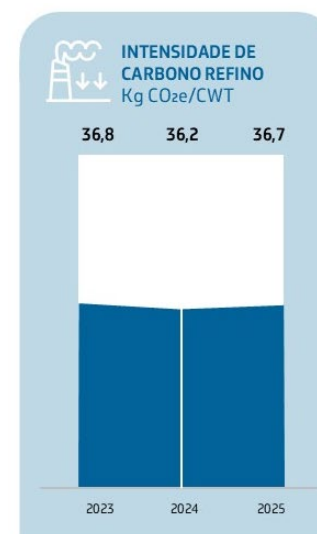
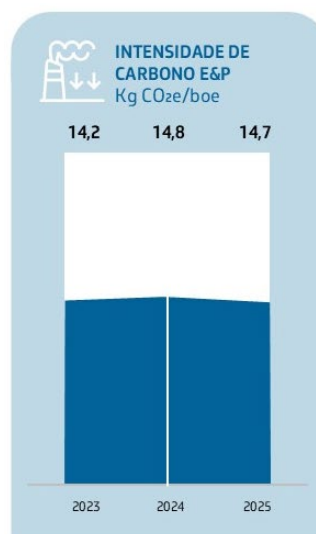
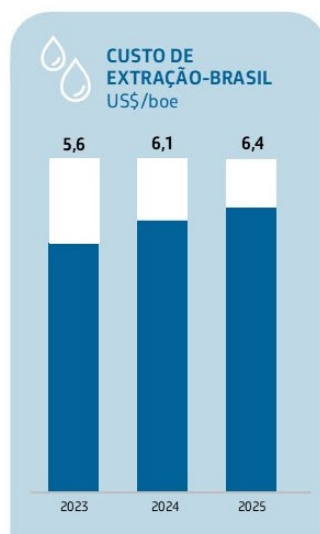
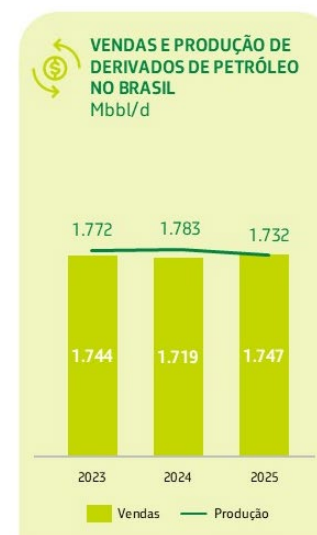
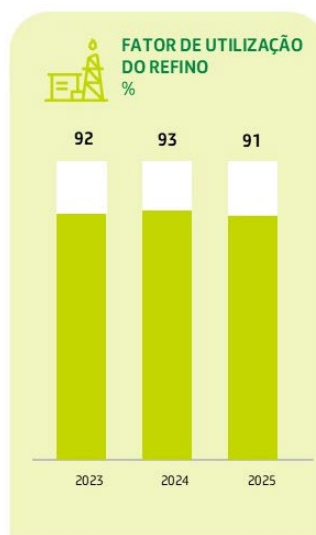
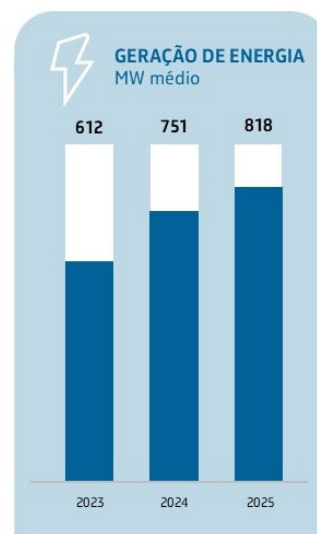
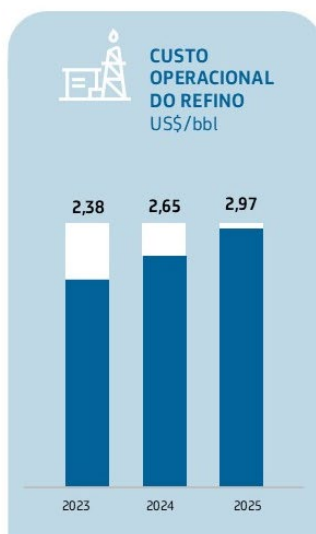
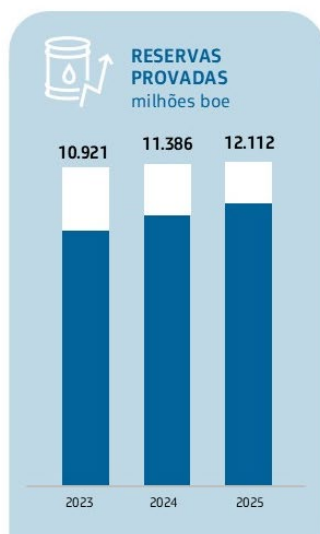
³ Os dividendos declarados em reais e convertidos em dólares americanos consideram a taxa de câmbio vigente na data da aprovação pelo Conselho de Administração para antecipações e a taxa de câmbio de final de ano para os dividendos complementares anuais. Os detentores de ADS receberão essas distribuições proporcionalmente ao número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que tais ADS representam.

⁴ Indicador VAZO. O volume de vazamentos significativos em 2024 foi revisado em 2025 de 14,4 m³ para 17,1 m³ após uma atualização da estimativa do volume do vazamento associado a um incidente na Bacia de Santos, com base nas conclusões da investigação do acidente. Não foi identificado impacto em áreas ambientalmente sensíveis.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



INDICADORES OPERACIONAIS POR SEGMENTO DE NEGÓCIO



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Riscos





Riscos

Estamos expostos a uma série de riscos que, individualmente ou em conjunto, podem afetar nosso negócio e/ou desempenho financeiro. Os fatores de risco são apresentados nos seguintes grupos:

Riscos relacionados a (1) nossa companhia; (2) nossos acionistas, em particular nosso acionista controlador; (3) nossos administradores; (4) nossos fornecedores; (5) nossos clientes; (6) os setores da economia em que atuamos; (7) a regulação dos setores em que estamos envolvidos; (8) países estrangeiros onde estamos envolvidos; (9) questões sociais; (10) questões ambientais; (11) questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição; (12) o uso de nossa marca; e (13) nossas ações e títulos de dívida.

Fatores de Risco



1) Riscos relacionados à nossa companhia

1.a) Estamos expostos a riscos de saúde, meio ambiente e segurança em nossas operações, os quais podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e passivos judiciais.

As atividades relacionadas ao negócio de petróleo e gás apresentam riscos elevados, geralmente por envolverem altas temperaturas e pressões. Em particular, as atividades em águas profundas e ultraprofundas, e de refino e petroquímica, realizadas por nós, por nossas subsidiárias ou por nossas coligadas, apresentam vários riscos, tais como vazamento de óleo e produtos, colapsos, acidentes aeronáuticos, incêndios e explosões em refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, embarcações, dutos, minas, terminais, laboratórios, e perdas de contenção em barragens, dentre outros ativos pertencentes ou operados por nós, por nossas subsidiárias ou por nossas coligadas. Esses eventos podem ocorrer em razão de falhas técnicas ou humanas ou de desastres naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou de outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos na saúde de nossa força de trabalho e/ou nas comunidades vizinhas, fatalidades e danos ambientais. Eles podem causar danos materiais, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilização em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como consequência, podemos incorrer em despesas relacionadas à mitigação, recuperação e/ou compensação pelos danos causados.

Também estamos expostos a riscos de segurança corporativa decorrentes de atos de interferência intencional de terceiros em nossos dutos e em áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (furtos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro. Apesar de nossos esforços e das ações das autoridades públicas para combater derivações clandestinas, se essa interferência continuar, ela poderá resultar em acidentes de pequena ou grande proporção, inclusive vazamentos ou danos às nossas instalações e às comunidades próximas às nossas instalações, o que poderá afetar a continuidade de nossas operações e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, o que pode impactar negativamente os nossos resultados.

Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, há possibilidade de enfrentarmos dificuldades na obtenção ou manutenção de licenças de operação e sofrermos danos à nossa imagem e reputação.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



1.b) Falhas em sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (cibersegurança) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente nossas operações e reputação.

Nossas operações são fortemente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e telecomunicações, bem como do grau de proteção tecnológica e da robustez dos controles internos associados. Interrupções ou mau funcionamento desses sistemas e/ou de sua infraestrutura, causados por obsolescência, falhas técnicas, atos deliberados, ou ainda decorrentes de fatores geopolíticos ou oriundos de sistemas de terceiros, infraestrutura digital e nuvem, podem prejudicar ou até mesmo paralisar nossos negócios e impactar adversamente nossas operações e reputação. Essas situações também podem levar a custos imprevistos para a recuperação de informações e ativos, além da imposição de multas ou sanções legais.

Falhas de segurança da informação (incluindo sistemas industriais e de automação), externas, sejam intencionais ou não (por exemplo, malware, hackers, ciberterrorismo), ou internas (por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos digitais ou informações corporativas por nossos empregados ou prestadores de serviços), também podem impactar nossos negócios e reputação, nosso relacionamento com stakeholders e agentes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores, entre outros), nosso posicionamento estratégico perante nossos concorrentes e nossos resultados operacionais e financeiros. Além disso, o uso de inteligência artificial (IA) em ataques cibernéticos ou em sistemas e processos de tomada de decisão pode ampliar riscos existentes e criar novas ameaças que podem impactar nossos negócios.

Sistemas de inteligência artificial podem apresentar disparidades entre subgrupos ou idiomas devido a dados de treinamento tendenciosos, ou podem estar sujeitos a riscos como envenenamento de dados, que pode comprometer a integridade do modelo, ou alucinação, que pode gerar informações incorretas ou enganosas. Dados de treinamento tendenciosos, envenenamento de dados e alucinação podem impactar negativamente processos internos de tomada de decisão baseados em IA. Além disso, a IA pode ser usada por agentes externos para automatizar e escalar ciberataques já conhecidos, tornando-os mais eficientes e mais difíceis de detectar em tempo hábil.

Adicionalmente, estamos sujeitos a um volume crescente de regulações relacionadas à IA, cibersegurança e segurança da informação, incluindo, entre outros aspectos, proteção adequada de dados e ativos digitais, supervisão de riscos cibernéticos e reporte de incidentes. O descumprimento dessas regulações, em âmbito nacional e internacional, pode resultar em sanções legais, bem como impactos à nossa imagem e reputação, e afetar nossos resultados operacionais e financeiros.

1.c) A manutenção de nossos objetivos de produção de petróleo de longo prazo depende de nossa capacidade de incorporar e desenvolver nossas reservas com sucesso.

Nossa capacidade de incorporar reservas adicionais depende de atividades exploratórias, que nos expõem aos seus riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas de petróleo ou gás natural comercialmente viáveis.

Além disso, a concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e as dificuldades na obtenção de licenciamento ambiental em novas áreas de fronteira, tanto no Brasil quanto no exterior, podem tornar mais difícil ou mais custoso (i) obter áreas adicionais em rodadas de licitação para novos contratos e (ii) desenvolver áreas já contratadas.

A adição de novas reservas depende de nossa capacidade de conceber e implementar projetos de desenvolvimento. As atividades de exploração e desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas exigem investimentos significativos de capital e envolvem diversos fatores fora de

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



nosso controle, tais como mudanças relevantes nas condições econômicas, nas regulações climáticas e ambientais e na obtenção e/ou renovação de licenças ambientais, capacidade do mercado fornecedor e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem restringir, atrasar ou cancelar nossas operações.

1.d) A seleção e o desenvolvimento de nossos projetos de investimento envolvem riscos que podem afetar nossos resultados esperados.

A avaliação de nossos projetos de investimento envolve riscos decorrentes de longos prazos de desenvolvimento, incluindo mudanças nas condições de mercado (preços de insumos/produtos, requisitos regulatórios, preferências do consumidor, taxas de câmbio/juros, condições de financiamento) e evolução dos critérios de aprovação de projetos com foco em operações de descarbonização, o que pode afetar os retornos esperados.

A implementação de projetos em novas fronteiras exploratórias pode enfrentar riscos decorrentes de complexidade logística e de infraestrutura insuficiente, potencialmente resultando em aumento de custos. Apesar de nossa experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas e do desenvolvimento contínuo de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e a qualidade do petróleo e do gás produzidos em um determinado campo somente serão plenamente conhecidas na fase de produção, o que poderá exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e em sua taxa de retorno esperada.

A execução de projetos está sujeita a riscos de atraso, afetando a coordenação entre *upstream* e *downstream*, a interrupções na cadeia de suprimentos decorrentes de conflitos internacionais ou à indisponibilidade de ativos críticos (sondas de perfuração, embarcações, cadeias de gás/GNL). Além disso, o eventual descumprimento, por nós, de obrigações estabelecidas por agências reguladoras pode gerar multas e responsabilizações.

Nossas operações de exploração e produção, bem como de refino, podem enfrentar novos desafios técnicos à medida que nos aproximamos de fronteiras tecnológicas.

Nosso Plano Estratégico e nosso Plano de Negócios incluem iniciativas relacionadas às mudanças climáticas que tratam de riscos físicos (eventos climáticos extremos) e de riscos da transição energética (mudanças regulatórias e de mercado), potencialmente exigindo aumento de investimentos relacionados ao clima que podem impactar significativamente nosso planejamento. Ver “Riscos — Fator de Risco 11.a) As mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia” neste relatório anual.

1.e) Podemos incorrer em perdas e dedicar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente somos parte em diversos processos administrativos, judiciais e arbitrais de natureza cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental, concorrencial e societária movidos contra nós. Esses processos envolvem montantes substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode produzir efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem ter impacto negativo sobre nossos resultados em caso de desfechos desfavoráveis, como rescisão de contratos e/ou revisão de autorizações governamentais. Dependendo do resultado, os litígios podem resultar em restrições às nossas operações e produzir efeito adverso relevante sobre alguns de nossos negócios.

Podemos ser afetados por mudanças em regras, regulamentações e jurisprudência que podem produzir efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



1.f) Temos passivos substanciais e podemos estar expostos a restrições significativas de liquidez no curto e no médio prazo, o que pode afetar materialmente e adversamente nossa condição financeira e nossos resultados.

Nossos passivos são relevantes e podem potencialmente fragilizar nossa liquidez em momentos adversos. Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados, pagar principal e juros nos termos contratados e honrar nossos compromissos financeiros, qualquer dificuldade em captar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar nossos resultados e nossa capacidade de cumprir nosso Plano de Negócios ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

A falta de classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução de nossas classificações de crédito podem gerar consequências adversas sobre nossa capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou de capital, ou podem afetar nosso custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou mais oneroso refinar obrigações vincendas. O impacto sobre nossa capacidade de obter financiamento e/ou sobre o custo desse financiamento pode afetar adversamente nossos resultados e nossa condição financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer alteração no rating de crédito do governo federal brasileiro. Qualquer redução nas classificações de crédito do Governo Federal brasileiro poderá ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamento e/ou sobre o custo de nosso financiamento e, consequentemente, sobre nossos resultados e condição financeira.

1.g) Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem causar um efeito adverso sobre nossa condição financeira e resultados.

Nós e nossas participações societárias no Brasil ou no exterior estamos sujeitos a regras e regulamentos tributários que podem, ao longo do tempo, ser interpretados de maneira diferente entre nós, nossas participações societárias e as autoridades fiscais (incluindo autoridades federais, estaduais e municipais), que não possuem interpretações uniformes. Em consequência dessas divergências, nós e nossas subsidiárias poderemos ter que assumir provisões e cobranças imprevistas. Em alguns casos, quando nós e/ou nossas subsidiárias esgotarmos todos os recursos administrativos relacionados a uma contingência tributária, recursos adicionais podem ser apresentados ao Poder Judiciário, o que poderá exigir garantias, como o depósito de valor equivalente ao valor da cobrança. Em alguns desses casos, a liquidação dessas cobranças por meio de transações tributárias ou programas de incentivo à regularização pode ser uma opção mais favorável para nós e nossas subsidiárias, hipótese em que avaliamos as alternativas e tomamos decisão informada sobre prosseguir ou não com a liquidação das cobranças.

Além disso, o Congresso Nacional pode aprovar mudanças na legislação tributária que podem alterar substancialmente a estrutura tributária brasileira e impactar nossos negócios. As autoridades tributárias do Brasil (inclusive federal, estaduais e municipais) e autoridades tributárias estrangeiras também poderão editar nova legislação e/ou regulação que impacte o cumprimento de obrigações tributárias (principais e acessórias), exigindo esforços relevantes (recursos humanos e sistêmicos) dos contribuintes para implementar as obrigações dentro do prazo legal. A obrigatoriedade de adaptação dos processos à nova legislação em tempo exíguo pode ocasionar efeito adverso em nossos resultados e nos resultados de nossas subsidiárias.

Adicionalmente, a Lei Complementar nº 214/2025, que trata de aspectos centrais da reforma tributária no Brasil, instituiu o Imposto sobre Bens e Serviços, a Contribuição Social sobre Bens e Serviços e o Imposto Seletivo, todos os quais podem afetar materialmente o ambiente tributário

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



aplicável a nós e às nossas subsidiárias. A transição para o novo sistema se inicia em 2026, que será um período de testes sem aumento da carga tributária, e sua implementação integral ocorrerá até 2033. Nesse contexto, diversos aspectos regulatórios ainda serão definidos, o que pode exigir adaptações complexas em sistemas e processos, além de poder resultar em interpretações divergentes entre autoridades tributárias e contribuintes.

Qualquer uma dessas ocorrências pode produzir efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados.

Para mais informações, consulte a seção “Aspectos jurídicos e tributários – A reforma tributária e seu impacto na Petrobras” neste relatório anual.

1.h) Nossas estimativas de reservas de petróleo e gás natural envolvem certo grau de incerteza, o que pode afetar adversamente nossa capacidade de geração de receita.

As reservas provadas de petróleo e gás natural apresentadas neste relatório anual correspondem às quantidades estimadas de petróleo e gás natural que os dados de geociências e engenharia demonstram, com razoável certeza, serem economicamente recuperáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, nas condições econômicas e operacionais existentes, de acordo com o Regulamento S-X da SEC e outras regulamentações aplicáveis.

As estimativas de reservas apresentadas são preparadas com base em premissas e interpretações sujeitas a riscos e incertezas. Os dados de geociências e engenharia que utilizamos para estimar nossas reservas apresentam incertezas que podem resultar em diferenças entre as produções esperadas nas reservas reportadas e aquelas efetivamente produzidas. Além disso, estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças relevantes nas condições econômicas e nas regulações climáticas.

Incertezas técnicas, econômicas e regulatórias relacionadas ao clima podem levar à redução de nossas estimativas de reservas e à diminuição da produção futura, o que pode ter efeito adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

1.i) Projetos de descomissionamento tornaram-se mais relevantes em nosso portfólio, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulatórias e expectativas de partes interessadas, o que pode resultar em danos à nossa imagem e aumento de custos.

Projetos de descomissionamento tornaram-se cada vez mais relevantes para nosso portfólio à medida que contratos de concessão expiram ou sistemas de produção se tornam economicamente inviáveis. A publicação da Resolução ANP nº 817/2020, que estabelece regras para o descomissionamento de sistemas de produção, define o escopo e os requisitos para projetos de descomissionamento. Ainda assim, poderemos enfrentar exigências regulatórias adicionais, à medida que a indústria desenvolve experiência nessa matéria e a legislação aplicável continua a evoluir. Em determinadas circunstâncias, poderemos ser obrigados pela ANP a executar atividades de descomissionamento para determinados poços, especificamente nos casos envolvendo decisões regulatórias finais ou risco ou dano ambiental comprovado.

A cessação das operações e o subsequente descomissionamento podem afetar o meio ambiente e as comunidades do entorno em decorrência da remoção e reciclagem de estruturas, alterando nosso relacionamento com partes interessadas.

Embora nossos programas de descomissionamento tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, eles podem enfrentar maior escrutínio de partes interessadas em relação a práticas ambientais, sociais e de governança e podem não atender às demandas ou expectativas de acionistas. Como resultado, as necessidades de recursos para esses projetos podem aumentar,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



assim como os custos totais do projeto e os custos operacionais. Além disso, nossa imagem e reputação podem ser afetadas adversamente.

1.j) Obrigações relativas à Petros e a benefícios de assistência à saúde são estimativas revisadas anualmente e podem divergir das obrigações futuras em razão de mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como de alterações em premissas atuariais, o que pode exigir contribuições adicionais para reequilíbrio dos planos.

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos de benefícios previdenciários como para o plano de saúde, baseia-se em estimativas e premissas atuariais, bem como na modelagem de regras de negócio, observando a regulamentação aplicável a cada plano e a legislação aplicável. Assim, o valor das obrigações corresponde a uma estimativa que pode mudar ao longo do tempo, caso as premissas e estimativas não se confirmem.

Além disso, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados à previdência complementar, incluindo aumento gradual da longevidade da população coberta, riscos jurídicos que acentuam o nível de benefícios e riscos que afetam os ativos financeiros detidos pela Petros para cobertura das obrigações dos planos de benefícios por nós patrocinados, os quais podem não gerar o retorno necessário para cobrir os passivos correspondentes, caso em que contribuições adicionais por nós e pelos participantes poderão ser necessárias, sujeitas à regra constitucional da paridade contributiva.

Em relação aos benefícios de saúde, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados pelos seguintes fatores:

- aumento dos custos médicos acima do esperado;
- demandas adicionais decorrentes de extensão de benefícios;
- dificuldade em ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Esses fatores podem resultar em aumento de nossos passivos e podem afetar adversamente nossos resultados e nossa condição financeira.

1.k) Dificuldades em atrair, desenvolver e reter pessoas com as habilidades e capacitação necessárias podem impactar negativamente a implementação de nossa estratégia.

Nosso sucesso depende da capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que estejam aptos a assumir cargos sêniores no futuro.

O ingresso de empregados em cargo ou emprego público no Brasil ocorre por meio de processo seletivo público, conforme previsto na Constituição Federal. Como a Consolidação das Leis do Trabalho (CLT) não nos permite exigir mais de seis meses de experiência prévia, não podemos garantir que novos empregados tenham a experiência adequada para desempenhar as atividades para as quais forem designados, isto é, com qualificações, experiência e competências previamente desenvolvidas no mercado.

Não podemos garantir que alocaremos e capacitaremos nossos empregados adequadamente, nem de que seremos capazes de fazê-lo sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha poderá afetar adversamente nossos resultados e negócios.



1.l) Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas de nossos empregados ou dos empregados de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Reivindicações trabalhistas, incluindo greves e paralisações, podem decorrer de divergências relativas à estratégia corporativa, gestão da força de trabalho e remuneração, planos de benefícios e respectivas regulamentações, exigências de contribuições para o plano de previdência e alterações na legislação e regulação trabalhistas aplicáveis, entre outros temas.

Reivindicações trabalhistas em nossas instalações ou que afetem nossos principais fornecedores e contratados, ou movimentos mais amplos que impactem setores críticos para nossos negócios, podem interromper operações, atrasar projetos e impactar a cadeia de suprimentos, o que pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

1.m) Nossos negócios podem ser material e adversamente afetados pelo surgimento de epidemias ou pandemias.

Epidemias e pandemias causadas por agentes infectantes podem impactar a saúde de nossa força de trabalho, de nossos parceiros e fornecedores, bem como demandar o redesenho de rotinas, procedimentos e da organização do trabalho em geral, e podem, consequentemente, afetar a continuidade de várias atividades e nossa produtividade. A operação de instalações como plataformas, refinarias, terminais, entre outras, pode ser impactada, assim como o pleno funcionamento da cadeia de suprimentos. Além disso, tais eventos de saúde pública podem afetar os preços e a demanda de petróleo, o que, consequentemente, pode impactar negativamente nossos resultados e condição financeira.

1.n) Não mantemos seguro para interrupção de negócios nas operações no Brasil e a maior parte de nossos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Em geral, não mantemos cobertura securitária para interrupções de negócio de qualquer natureza em nossas operações no Brasil, incluindo interrupções de negócios causadas por disputas trabalhistas. Se, por exemplo, nossos trabalhadores ou os de nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços entrarem em greve, as paralisações decorrentes poderão produzir efeito adverso sobre nós. Além disso, como regra geral, não há seguro para nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que cause a interrupção de operações pode ter efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Adicionalmente, nossas apólices de seguro não cobrem todos os tipos de riscos e responsabilidades nas áreas de segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos, o que pode impactar nossos resultados. Não podemos garantir que incidentes não ocorrerão no futuro, que haverá seguro para cobrir os danos ou que não seremos responsabilizados por esses eventos, o que pode afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, não podemos garantir que os montantes de cobertura de seguro contratados para riscos relacionados às nossas atividades serão suficientes para garantir, em caso de sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que pode afetar adversamente nossos negócios e resultados.



1.o) A manutenção de nossa competitividade depende de nossa capacidade de desenvolver, adaptar e ter acesso a novas tecnologias.

Inovação e tecnologia são elementos centrais para garantir nossa competitividade, segurança e geração de valor no futuro. Direcionamos nossos esforços de pesquisa, desenvolvimento e inovação tanto para aprimorar a eficiência e o crescimento dos negócios atuais e para diversificar os futuros dos negócios, seja por inovação incremental ou disruptiva.

Se não inovarmos nas áreas de conhecimento da indústria em que atuamos, desde o aprimoramento de processos e ativos até a concepção da indústria do futuro, poderemos enfrentar efeitos adversos sobre nossa competitividade, nossa capacidade de implementar nossa estratégia de longo prazo e nossa capacidade de ampliar a criação de valor.

Além disso, sem inovação tecnológica, poderemos ter dificuldades para identificar e desenvolver soluções de descarbonização a baixos custos para a sociedade, bem como dificuldades para fornecer energias cada vez mais limpas, comprometendo nossa competitividade e nossa capacidade de responder às novas regulações ambientais e às tendências de mercado tempestivamente.

1.p) Nosso desenvolvimento no segmento de transição energética, que inclui produtos e serviços de baixo carbono, está sujeito a incertezas que podem impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno de nosso portfólio.

Podemos realizar investimentos (organicamente ou por meio de aquisições ou parcerias) no segmento de transição energética que podem impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno de nosso portfólio, em razão dos riscos associados a essas novas oportunidades de projetos.

O sucesso dos investimentos relacionados à transição energética depende do desenvolvimento de novos processos, sinergias operacionais, regulações governamentais, recrutamento e treinamento, uma vez que novas habilidades profissionais podem ser requeridas. Embora esses projetos atualmente representem pequena parcela de nosso portfólio, o desenvolvimento de produtos e serviços de baixo carbono pode apresentar margens operacionais inferiores às das operações tradicionais de petróleo e gás e está sujeito a incertezas que podem produzir efeito adverso sobre nossos resultados financeiros esperados.

Espera-se que a demanda por combustíveis fósseis diminua à medida que tecnologias alternativas se tornem cada vez mais viáveis e populares. Nossa capacidade de permanecermos competitivos durante a transição para fontes de energia mais limpas depende de fatores como desenvolvimentos regulatórios e preferências dos consumidores influenciadas pelas mudanças climáticas e pela transição energética para fontes de energia mais limpas. Incertezas quanto ao ritmo dessa transição energética podem afetar a demanda por produtos, levando a potenciais restrições de produção e suprimento.

A priorização de negócios e projetos para diversificação do portfólio depende da atualização constante de metodologias e critérios. Métodos inadequados podem resultar na seleção de projetos desalinhados com objetivos estratégicos, comprometendo o equilíbrio entre negócios tradicionais e de baixo carbono e afetando a rentabilidade e a sustentabilidade do portfólio. Falhas relacionadas à diversificação de nossas operações podem impactar negativamente nossas receitas.



1.q) Em decorrência de aquisições, desinvestimentos e parcerias, estamos expostos a riscos que podem levar a perdas financeiras.

Enfrentamos riscos relacionados à gestão da fase pós-conclusão de operações e ao monitoramento de obrigações e direitos contratuais em conexão com aquisições, desinvestimentos e parcerias. O descumprimento de obrigações contratuais ou a não execução de direitos contratuais pode resultar em perdas financeiras e responsabilizações legais.

Conforme determinado pela ANP, em caso de venda total ou parcial de nossa participação em contratos de E&P, permanecemos solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o término da produção do novo concessionário, caso este deixe de cumprir essa obrigação. Essa responsabilidade solidária abrange obrigações surgidas antes ou depois da transferência, desde que decorram de atividades realizadas em data anterior à transferência. O mesmo se aplica aos passivos ambientais, independentemente do segmento do qual faça parte o ativo desinvestido. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade por dano ambiental cabe a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para sua ocorrência, e os ajustes feitos entre comprador e vendedor não eximem essas partes de sua responsabilidade. Além disso, o controle reduzido em operações conjuntas pode nos expor a riscos ambientais, reputacionais e jurídicos, inclusive ao risco de sanções governamentais, bem como às dificuldades financeiras de parceiros.

Desinvestimentos de ativos podem impactar negativamente sinergias operacionais e a integração logística, o que pode afetar adversamente nossa eficiência operacional e nossos resultados financeiros.

Parceiros em nossas joint ventures e parcerias podem deixar de cumprir suas obrigações financeiras e operacionais ou exercer direitos de veto sobre decisões-chave, o que pode comprometer a viabilidade de projetos e afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Podemos estar expostos a riscos operacionais, jurídicos e regulatórios decorrentes de atividades em parceria, incluindo potencial responsabilidade solidária em litígios e sanções governamentais, o que pode ter efeito adverso relevante sobre nossas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira.

Ativos adquiridos ou investimentos em parcerias podem não performar conforme o esperado em razão de volatilidade de mercado, mudanças regulatórias, condições econômicas e desafios de integração, o que pode afetar adversamente os retornos esperados e nosso desempenho financeiro. Adicionalmente, em caso de estresse financeiro de nossas coligadas, poderá ser necessária a reestruturação financeira dessas companhias, o que pode nos expor a riscos significativos e potenciais perdas. Tal incerteza pode resultar em impactos financeiros e reputacionais para nós.

1.r) Estamos sujeitos ao risco de que o controle interno sobre os relatórios financeiros possa se tornar inadequado devido a mudanças no ambiente de controle, ou que o grau de cumprimento de nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Limitações inerentes aos controles internos sobre os relatórios financeiros podem fazer com que estes falhem em prevenir ou detectar erros e podem afetar negativamente nossa capacidade de reportar resultados financeiros em períodos futuros de forma precisa e tempestiva. Além disso, é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros, uma vez que nossos controles podem se tornar inadequados em razão de mudanças no ambiente de controle ou porque nosso grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos pode vir a se deteriorar.

A identificação de uma fraqueza material em nossos controles internos sobre relatórios financeiros, ou qualquer uma das ocorrências acima, pode afetar adversamente nossos negócios e operações e

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



pode gerar reações negativas do mercado em relação a nós, potencialmente afetando nossas condições financeiras e levando à queda do valor de nossas ações.

1.s) Investigações conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras sobre a possibilidade de descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA ou outras leis relacionadas podem nos afetar adversamente.

Potenciais desdobramentos adversos relacionados a investigações passadas conduzidas por autoridades brasileiras ou estrangeiras, incluindo demandas judiciais formuladas por investidores no Brasil e no exterior, bem como quaisquer demandas adicionais relacionadas às Investigações, podem nos impactar negativamente e podem desviar os esforços e a atenção de nossa equipe de administração de nossas operações ordinárias de negócios. No caso de qualquer investigação ou procedimento futuro conduzido por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrente de possível descumprimento do U.S. Foreign Corrupt Practices Act ou de outras leis, poderemos ser obrigados a pagar multas ou outros tipos de condenações financeiras, ou a cumprir ordens judiciais relativas à conduta futura, ou sofrer outras penalidades, qualquer das quais pode ter efeito adverso relevante sobre nós. O desfecho de qualquer investigação ou procedimento dessa natureza pode impactar negativamente nossa imagem e reputação.

Somos rés em ações coletivas e procedimentos arbitrais na Holanda, na Argentina e no Brasil ajuizados por investidores (ou entidades que alegam representar investidores) em conexão com as Investigações. Os pleitos alegam perdas de investimento em nossos valores mobiliários listados na B3 e em outros mercados fora dos Estados Unidos. Potenciais desfechos adversos podem incluir condenações em danos ou acordos e custos associados, que podem afetar negativamente nossos resultados e condição financeira.

Se novas informações indicarem que a estimativa que fizemos em 2014 para pagamentos indevidamente capitalizados for considerada incorreta, poderemos ser obrigados a reconhecer baixas adicionais de custos capitalizados e, se necessário, reapresentar demonstrações financeiras consolidadas auditadas de períodos anteriores, o que poderia afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Para obter informações adicionais sobre processos judiciais relevantes nos quais nós ou nossas subsidiárias somos partes, consulte a seção “Assuntos Jurídicos e Fiscais – Processos Judiciais” neste relatório anual.

1.t) Operações com partes relacionadas poderão não ser devidamente identificadas e tratadas.

De acordo com nossa Política de Transações com Partes Relacionadas, as transações com partes relacionadas devem ser realizadas em condições de mercado, no nosso melhor interesse, sem conflito de interesses e atendendo aos requisitos necessários: competitividade, conformidade, transparência, equidade e reciprocidade. Os processos de decisão relativos a essas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de divulgação adequada de informações, de acordo com a legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. Qualquer falha em nosso processo de identificação e tratamento dessas situações pode afetar negativamente nossa condição econômica e financeira, assim como ocasionar a abertura de procedimentos fiscalizatórios pelos órgãos reguladores.



1.u) Violações das leis de proteção de dados aplicáveis podem acarretar em multas e outros tipos de sanções que podem nos afetar adversamente.

De acordo com a Lei brasileira nº 13.709/2018 – Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (“LGPD”), estaremos sujeitos a sanções em caso de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Processamos dados pessoais de diversas partes interessadas, tais como: empregados, colaboradores terceirizados, clientes, fornecedores, investidores, visitantes de nossas instalações físicas e sites, entre outros. O descumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD pode resultar em ações judiciais e/ou sanções administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio do acesso a dados pessoais, eliminação de dados pessoais, suspensão parcial das operações do banco de dados, suspensão das atividades de tratamento de dados e proibição parcial ou total das atividades relacionadas ao tratamento de dados.



2) Riscos relacionados aos nossos acionistas, em particular ao nosso acionista controlador

2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a nossa estratégia de longo prazo.

A legislação brasileira exige que a União Federal detenha a maioria das nossas ações com direito a voto e, por conseguinte, ela tem o poder de eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e, por meio deles, os diretores executivos, responsáveis pela nossa gestão do dia a dia.

Como resultado, o governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, exerce influência substancial sobre a direção estratégica de seus negócios e orientou, e poderá continuar a orientar, certas políticas macroeconômicas e sociais por meio de nós, conforme permitido por lei.

Os interesses da União Federal podem diferir e não ser do melhor interesse de nossos acionistas minoritários e as decisões tomadas pelo nosso acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes das que envolveram no passado.

Para informações adicionais sobre nossas regras para indicação da Alta Administração e conflitos de interesses, consulte “Meio Ambiente, Social e Governança — Governança Corporativa”, “Compliance e Controles Internos – Compliance” e “Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva” neste relatório anual.

2.b) Alterações na política de remuneração aos acionistas podem afetar tanto o pagamento da remuneração aos acionistas quanto o montante destinado a esse fim.

Nossa capacidade de remunerar os acionistas pode ser afetada por diversos fatores, incluindo nosso desempenho financeiro, nível de endividamento, requisitos de capital, perspectivas futuras e outras considerações de negócios. De acordo com nossa política de remuneração aos acionistas, a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio depende, entre outros fatores, do nosso fluxo de caixa operacional e do nível de investimentos. Caso decidamos adotar um plano de negócios que exija um volume maior de investimentos, ou alteremos nosso plano para esse fim, o montante destinado à remuneração dos acionistas poderá ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser afetado por diversos fatores, incluindo os preços do petróleo e a produção, o que, por sua vez, influenciando assim a distribuição aos acionistas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Nossa política de remuneração aos acionistas pode ser alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, o que pode afetar parâmetros como a frequência de pagamento, a fórmula de cálculo, os indicadores financeiros considerados nas decisões de pagamento e o valor mínimo de pagamento (se houver), entre outros. O pagamento aos acionistas acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como referência.

Além disso, mudanças na composição do nosso Conselho de Administração e da nossa equipe de gestão podem resultar em mudanças na nossa política de remuneração dos acionistas. Existe a possibilidade de que tais alterações sejam significativas e possam resultar no pagamento de valores menores de remuneração aos acionistas ou mesmo na ausência de pagamento no futuro.



3) Riscos relacionados aos nossos diretores

3.a) A falha em prevenir, detectar tempestivamente ou corrigir comportamentos incompatíveis com nossos princípios éticos e regras de conduta pode ter um efeito material adverso em nossos resultados e condição financeira.

Estamos sujeitos ao risco de que nossos diretores, administradores, empregados, prestadores de serviços ou qualquer pessoa que faça negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, contornar ou ignorar nossos controles e procedimentos internos ou se apropriar indevidamente ou manipular nossos ativos para uso pessoal ou benefício de terceiros, contra o nosso interesse.

Não podemos garantir que todos os nossos diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer outra pessoa que faça negócios conosco cumprirão nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional que visam orientar nossos diretores, administradores, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, real ou percebida, no cumprimento de nossos princípios éticos ou das obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis poderia prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso sobre nossos resultados e condição financeira.



4) Riscos relacionados aos nossos fornecedores

4.a) Dependemos de fornecedores de bens e serviços para a operação e execução de nossos projetos e, como resultado, podemos ser afetados negativamente por falhas ou atrasos por parte de tais fornecedores.

Estamos sujeitos a riscos relacionados a contratos, desempenho, qualidade dos produtos e capacidade dentro da nossa cadeia de suprimentos. Se nossos fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou deixarem de entregar os bens e serviços que nos são devidos, ou os entregarem com defeitos, poderemos não cumprir nossas metas operacionais dentro do custo e/ou prazo previstos. Nesse caso, poderemos acabar tendo que adiar um ou mais de nossos projetos, o que poderá ter um efeito negativo sobre nossos resultados e situação financeira.

Nosso plano de negócios prevê contratos para unidades de produção de petróleo nos próximos anos. Devido a novos desafios tecnológicos, FPSOs têm se tornado cada vez mais complexas, com instalações de processamento de maiores dimensões e peso, o que representará um desafio para o mercado de fornecedores, que terá de responder plenamente à demanda dentro desse prazo.

Além disso, devido ao grande volume de recursos a serem contratados para nosso portfólio de projetos, o mercado de fornecedores pode não conseguir absorver a demanda total nas datas

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



previstas, causando atrasos na conclusão dos projetos, especialmente no que diz respeito a contratos de instalação de dutos rígidos e de EPC (*Engineering Procurement and Construction*) para obras no *downstream*.

Adicionalmente, pode haver riscos de atrasos no processo de desembaraço aduaneiro causados por fatores externos, que podem impactar o fornecimento de mercadorias para nós e afetar nossas operações e projetos.



5) Riscos relacionados aos nossos clientes

5.a) Estamos expostos a riscos de crédito de alguns de nossos clientes e aos riscos de inadimplência associados. Qualquer inadimplência ou descumprimento relevante de pagamento por parte de alguns de nossos clientes poderá afetar adversamente nosso fluxo de caixa, resultados e situação financeira.

Alguns de nossos clientes podem enfrentar restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo na sua qualidade de crédito. Problemas financeiros graves enfrentados pelos nossos clientes podem limitar a nossa capacidade de cobrar valores que nos são devidos ou de fazer cumprir as obrigações que nos são devidas nos termos de acordos contratuais.

Além disso, muitos de nossos clientes financiam suas atividades através do fluxo de caixa operacional, da contração de dívidas de curto e longo prazo, sem disponibilidade de reservas para contingências.

Como muitos de nossos clientes são brasileiros, nosso fluxo de caixa, nossos resultados e nossas condições financeiras podem ser afetados em caso de declínio das condições econômicas no Brasil, resultando em redução do fluxo de caixa, combinado com a dificuldade de acesso a financiamento por parte de nossos clientes.

Isso poderá resultar em uma diminuição em nosso fluxo de caixa e também poderá reduzir ou restringir a demanda futura de nossos clientes por nossos produtos e serviços, o que poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

Pela possibilidade de sermos obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes, conforme indicado no fator de risco "5.b) Poderemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços à contrapartes inadimplentes", nosso fluxo de caixa poderá ser reduzido, o que poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

5.b) Poderemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços à contrapartes inadimplentes.

Poderemos ser obrigados pela justiça a fornecer produtos e serviços a clientes, sejam instituições públicas ou privadas, com o objetivo de garantir o fornecimento ao mercado nacional de petróleo, gás natural, produtos e energia. Neste caso, poderemos ser obrigados a fornecer produtos e serviços mesmo em situações em que esses clientes e instituições estejam inadimplentes com obrigações contratuais ou legais, onde não tenhamos obrigações legais e contratuais de fornecer tais serviços ou produtos ou em condições desfavoráveis sejam econômicas ou comerciais. Embora normalmente recorramos dessas decisões, a exigência de que forneçamos tais produtos em situações excepcionais pode afetar negativamente nossa situação econômica e financeira. Para obter mais informações sobre os processos judiciais nos quais nós ou nossas subsidiárias



somos partes, consulte o item “Assuntos Jurídicos e Tributários – Processos Judiciais” neste relatório anual.



6) Riscos relacionados aos setores da economia em que atuamos

6.a) Nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços de petróleo, gás, GNL e derivados.

A maior parte de nossa receita provém das vendas de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural. Os preços internacionais dessas *commodities* são determinados por fatores que estão fora do nosso controle e estão sujeitos a uma volatilidade estrutural influenciada pelas condições e expectativas globais de oferta e demanda. Quedas significativas ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem afetar de forma adversa e substancial nossos negócios, resultados, situação financeira e o valor de nossas Reservas Provasdas.

Desde 2023, quando anunciamos a aprovação de nossa estratégia comercial para a fixação dos preços do diesel e da gasolina, adotamos uma estratégia comercial que utiliza referências de mercado, tais como: (a) o custo alternativo do cliente, como o valor a ser priorizado na definição de preços, e (b) o valor marginal para nós. O custo alternativo do cliente considera as principais alternativas de fornecimento, sejam fornecedores do mesmo produto ou substituto, enquanto o valor marginal para nós é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a companhia, entre elas, produção, importação e exportação do produto e/ou os óleos utilizados no processo de refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por pólo de vendas, locais onde a propriedade dos nossos produtos é transferida para terceiros, em equilíbrio com os mercados nacionais e internacionais, tendo em conta a melhor alternativa acessível aos clientes.

No passado, nossa administração ajustou periodicamente os preços do petróleo, do gás e dos derivados de petróleo. No futuro, poderá haver períodos em que os preços dos nossos produtos não estejam em paridade com os preços internacionais. Medidas e legislação impostas pelo governo federal brasileiro, na qualidade de nosso acionista controlador, poderiam afetar essas decisões de precificação. Representantes do governo federal brasileiro têm, por vezes, manifestado sua opinião sobre a necessidade de nossos preços levarem em conta as condições internas. Nossa Diretoria Executiva e equipe de gestão, ou Conselho de Administração, podem propor novas mudanças em nossa estratégia comercial. Tais ações por parte do nosso acionista controlador podem não estar de acordo com os melhores interesses dos nossos acionistas minoritários e podem resultar em efeitos adversos significativos sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais. Consulte “Riscos - Fator de Risco 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a nossa estratégia de longo prazo.”

Em 12 de março de 2026, o governo federal brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 1.340/2026, que entrou em vigor imediatamente após a sua publicação. A medida introduziu: (i) um subsídio temporário à comercialização de diesel rodoviário no valor de R\$ 0,32 por litro de diesel de uso rodoviário, com vigência de 12 de março de 2026 a 31 de dezembro de 2026 e limitado a R\$ 10 bilhões, condicionado à venda de diesel rodoviário a preço igual ou inferior ao preço regionalizado de referência definido pela ANP, podendo ser encerrado antes de 31 de dezembro de 2026 caso esse limite seja atingido; (ii) um imposto de exportação de 12% sobre as exportações de petróleo bruto, cuja alíquota poderá ser reduzida; e (iii) um imposto de exportação de 50% sobre as exportações de diesel durante a vigência do programa de subsídio. Embora o programa de subsídios ao diesel não afete nossa capacidade de implementar nossa estratégia comercial, os

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



impostos sobre exportação poderiam afetar negativamente nossos preços de exportação efetivos e nossas margens, além de influenciar nossas decisões em matéria de refino e comercialização. Além disso, a Medida Provisória nº 1.340/2026 ampliou o regime de fiscalização administrativa aplicável à fixação de preços e à conduta no fornecimento de combustíveis, introduzindo novas sanções previstas na Lei nº 9.847/1999 para aumentos abusivos de preços e recusas injustificadas no fornecimento de combustíveis, biocombustíveis e derivados de petróleo. Essas medidas refletem a capacidade do governo federal brasileiro de influenciar os preços dos combustíveis e a dinâmica do mercado por meio de ações regulatórias, fiscais ou políticas. A medida provisória poderá ser alterada durante o processo legislativo ou substituída por legislação permanente, e medidas adicionais que afetem a fixação de preços de combustíveis, as atividades de exportação ou a tributação poderão ser adotadas no futuro. Quaisquer medidas adicionais desse tipo podem influenciar nossa estratégia de preços e nossas margens, alterar nossas decisões comerciais e operacionais e ter um efeito adverso sobre nossos negócios, nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

No nosso segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono, importamos gás da Bolívia e GNL de todo o mundo, além da nossa própria produção. Os custos do GNL importado são voláteis e são influenciados pelas condições globais de oferta e demanda, bem como pela geopolítica internacional. Os volumes de importação dependem principalmente dos níveis de geração de energia termoeletrica, que estão relacionados às condições hidrológicas do Brasil. As variações nos preços de venda no mercado interno são influenciadas pelos termos dos contratos e pelos índices, o que gera o risco de discrepância entre os preços de venda e os custos do GNL.

Não podemos garantir que nossa metodologia de preços não venha a mudar no futuro. Alterações em nossa estratégia comercial para a fixação de preços de combustíveis poderiam afetar significativamente e de forma adversa nossos negócios, resultados, situação financeira e valor de nossos títulos.

6.b) O ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás pode tornar ainda mais exigentes os requisitos para que nossos níveis de desempenho se mantenham em linha com as melhores empresas do setor.

Mudanças regulatórias nas leis antitruste e de concorrência poderão impor penalidades, restrições comerciais e dificuldades na renovação de concessões, o que poderá impactar negativamente nossas operações e resultados e comprometer nosso crescimento sustentável.

Adicionalmente, no segmento de exploração e produção, poderemos não obter sucesso na licitação de blocos exploratórios em leilões futuros. Neste caso, poderemos ter dificuldades em reposicionar nosso portfólio em ativos de exploração e produção que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente na camada pré-sal, o que poderá afetar negativamente nossos resultados.

6.c) A fragilidade no desempenho da economia brasileira, a instabilidade no ambiente político, as mudanças legais ou regulatórias e a percepção dos investidores sobre essas condições podem afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso desempenho financeiro e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nossas atividades estão fortemente concentradas no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo governo federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre as empresas brasileiras, incluindo nós, e sobre as condições de mercado e os preços dos títulos brasileiros. Nossas



condições e resultados financeiros podem ser afetados negativamente por diversos fatores, tais como:

- movimentos e volatilidade das taxas de câmbio;
- inflação;
- financiamento de déficits fiscais governamentais;
- instabilidade de preços;
- taxa de juros;
- liquidez do capital nacional e do mercado de crédito;
- política fiscal;
- política legal ou regulatória para empresas estatais e suas subsidiárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás;
- políticas e requisitos regulatórios associados à mitigação das mudanças climáticas e à transição para uma economia de baixo carbono;
- instabilidade política decorrente de alegações de corrupção envolvendo partidos políticos, autoridades eleitas ou outros funcionários públicos; e
- desenvolvimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetam o Brasil.

A incerteza sobre se o governo federal brasileiro implementará mudanças nas políticas ou regulamentos que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro pode levar à incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro e dos títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira.

6.d) Flutuações de mercado relacionadas à instabilidade política, atos de terrorismo, insurreições, conflitos armados e guerras em diversas regiões do mundo podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios.

Os fatores de risco geopolítico têm ganhado maior destaque em todo o mundo. Conflitos militares e as sanções econômicas decorrentes podem afetar negativamente a economia global, incluindo o Brasil, e ter repercussões nos fluxos de petróleo bruto e nos mercados relacionados.

Em particular, as tensões geopolíticas e os conflitos militares em curso nas principais regiões produtoras de petróleo continuam a gerar incerteza nos mercados globais de energia e representam riscos para os nossos negócios. Os conflitos armados e as sanções a eles associadas, incluindo o agravamento das tensões no Oriente Médio, podem afetar as cadeias de abastecimento de petróleo, gás natural e GNL, reduzir o fluxo de tráfego em pontos de estrangulamento marítimos e contribuir para a volatilidade dos preços.

Não podemos prever a amplitude das tensões geopolíticas atuais e seu impacto sobre nossos negócios e sobre os preços do petróleo, dos derivados de petróleo, do gás natural e do GNL.

Além disso, medidas protecionistas e restrições comerciais têm ganhado destaque em nível global, suscitando preocupações quanto a um possível aumento das sanções e das tarifas de importação sobre os principais participantes do mercado de petróleo. Esses acontecimentos podem afetar os fluxos comerciais globais, impactando as cadeias de abastecimento, intensificar a concorrência nos mercados internacionais e aumentar os custos operacionais, criando desafios para nós no que

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



diz respeito à garantia de abastecimento, à manutenção da eficiência de custos e ao acesso aos mercados afetados.

Atrasos ou interrupções na cadeia de abastecimento, aumentos significativos nos custos e maior volatilidade nos preços do petróleo, dos derivados de petróleo, do gás natural e do GNL podem afetar negativamente a demanda por nossos produtos e serviços, bem como o preço de nossos títulos.

6.e) Somos vulneráveis ao aumento do serviço da dívida resultante da desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano e dos aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

Em 31 de dezembro de 2025, 70,7% do total de nossas dívidas financeiras (circulantes e não circulantes) estavam denominadas em moedas diferentes do real. Uma desvalorização do real em relação a outras moedas aumentará o serviço da nossa dívida em reais, uma vez que o montante de reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumentará com esta depreciação.

As variações cambiais podem ter um impacto imediato nas nossas despesas e receitas declaradas. Algumas de nossas despesas operacionais, despesas de capital, investimentos e custos de importação aumentarão caso ocorra uma desvalorização do real. Por sua vez, como a maior parte de nossas receitas é denominada em reais, mas vinculada aos preços internacionais do petróleo e dos derivados em dólares, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos no mercado local para refletir a desvalorização do real, nossa geração de caixa em relação à nossa capacidade de serviço da dívida poderá diminuir.

O serviço da dívida também pode ser afetado por alterações nas taxas de juros. Na medida em que refinanciamos nossas obrigações vencidas com dívidas recém-contratadas, poderemos incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2025, 38,7% do total de nossas dívidas financeiras (circulantes e não circulantes) consistiam em dívidas com taxa de juros variável. Geralmente não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para nos proteger contra o risco de um aumento nas taxas de juros.

Na medida em que as taxas variáveis subirem, poderemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciarmos nossa dívida atual nos próximos anos, a composição de nosso endividamento poderá sofrer alterações, especificamente no que se refere à proporção entre taxas de juros fixas e variáveis, à proporção entre dívida de curto e longo prazo e às moedas nas quais nossa dívida é denominada ou às quais está indexada. Mudanças que afetem a composição de nossa dívida e causem aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo poderão aumentar os pagamentos do serviço da nossa dívida, o que poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados e situação financeira.

6.f) Fatores externos num ambiente dinâmico podem afetar a implementação da nossa estratégia corporativa.

Podemos enfrentar riscos decorrentes de um descasamento temporal entre a identificação e avaliação de fatores de risco externos e a revisão e atualização efetivas de nossa estratégia corporativa. Essa falta de sincronia pode reduzir nossa capacidade de responder de forma rápida e eficaz às mudanças no ambiente de negócios, afetando nossa competitividade e nossos resultados operacionais.



A eficácia do monitoramento do ambiente externo depende da qualidade, do escopo e da atualização contínua dos estudos e análises realizados. Estudos inadequados ou insuficientes podem resultar em avaliações imprecisas dos riscos e oportunidades, prejudicando nossa capacidade de nos adaptarmos proativamente às mudanças do mercado, regulatórias e tecnológicas.

Nosso Plano de Negócios é revisado anualmente. Caso nossos Planos Estratégicos e de Negócios sejam alterados, inclusive em decorrência de decisões do governo federal brasileiro, na qualidade de nosso acionista controlador, nossas diretrizes de gestão de carteira poderão ser revisadas. Consulte “Riscos – Fator de Risco 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar a nossa estratégia de longo prazo” nesta seção. Além disso, quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e equipe de gestão podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nossa estratégia corporativa e atingir nossos objetivos de negócios, mas também a continuidade dessas diretrizes e a orientação de ações futuras, incluindo decisões relacionadas à gestão operacional e de investimentos.

6.g) A evolução do contexto econômico, do setor de petróleo e gás e de outros fatores resultou, e pode resultar, em reduções substanciais no valor contábil de alguns de nossos ativos, o que poderia afetar negativamente nossos resultados.

Avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando necessário, o valor contábil dos nossos ativos para detectar possíveis perdas por imparidade. Nossos testes de imparidade são realizados por meio da comparação do valor contábil de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa com seu valor recuperável, quer esteja em operação ou em fase de implementação. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, é reconhecida uma perda por imparidade para reduzir o valor contábil ao valor recuperável.

Mudanças no ambiente econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados onde atuamos podem ter um impacto significativo nas premissas utilizadas para realizar testes de imparidade. Por exemplo, uma queda significativa nos preços internacionais do petróleo e do gás, a depreciação do real, alterações nas condições de financiamento, como a deterioração da percepção de risco e das taxas de juros para ativos e projetos, entre outros fatores, podem afetar as estimativas originais de rentabilidade de nossos projetos, o que poderá implicar imparidade e afetar adversamente nossos resultados.



7) Riscos relacionados à regulação dos setores em que atuamos

7.a) Divergências nas interpretações e novos requisitos legais e/ou regulatórios em nossos setores de atuação podem resultar na necessidade de aumentar os investimentos, despesas e custos operacionais, além de poder causar atrasos na produção ou até mesmo reduzir o mercado para nossos produtos.

Nossas atividades no Brasil estão sujeitas à regulação e à supervisão de agências reguladoras, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ, ANVISA e ANM, bem como de outros órgãos, como CADE, ANPD, IBAMA, ICMBio, IPHAN e outros nos estados e municípios brasileiros.

Países com sistemas jurídicos frágeis ou sujeitos a rápidas mudanças legais e regulatórias podem impor restrições, nacionalizações, expropriações, aumentos de impostos, controles de preços e taxas de câmbio, bem como exigências de desinvestimento de participações. Alterações

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



regulatórias consideradas desfavoráveis pelo setor, bem como mudanças ou divergências de interpretação entre nós e os órgãos reguladores, podem afetar diretamente os pressupostos técnicos e econômicos que orientam nossas decisões de investimento e ter um impacto significativo em nossos resultados e situação financeira. Além disso, há incertezas regulatórias no que diz respeito às tecnologias de baixo carbono, aos projetos de transição energética e ao mercado de gás natural.

Alterações legislativas podem afetar os mercados de combustíveis para aviação e marítimos, diesel e gasolina, por exemplo, com o aumento das metas para biocombustíveis ou a imposição de restrições aos motores de combustão interna. Os marcos legais brasileiros relacionados à economia de baixo carbono e à transição energética, tais como a captura e armazenamento de carbono, os parques eólicos *offshore* e a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, ainda estão em fase de definição. Portanto, os mercados e projetos relacionados a essas iniciativas, por enquanto, estão evoluindo gradualmente no Brasil. Consequentemente, eventuais atrasos na criação desses marcos regulatórios poderiam impedir-nos de alcançar as metas de transição energética e de redução das emissões de carbono.

Medidas regulatórias recentes também podem influenciar a dinâmica de preços e oferta em nossos mercados. Por exemplo, em março de 2026, o governo federal brasileiro editou a Medida Provisória nº 1.340/2026, que introduziu, entre outras medidas, um subsídio à comercialização de diesel em determinadas circunstâncias e impostos de exportação sobre petróleo e diesel, além de ampliar o arcabouço de fiscalização administrativa aplicável à formação de preços e à conduta de abastecimento de combustíveis. Para mais informações, consulte a seção “Riscos – Fator de Risco 6.a. Nosso fluxo de caixa e nossa rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços de petróleo, gás, GNL e derivados” neste relatório anual.

Em 2025, o MME e a ANP deram início a consultas públicas para implementar a Lei nº 14.993/2024. Para mais informações, consulte a seção “Assuntos Jurídicos e Tributários – Regulamentação – Energia Renovável e Carbono” neste relatório anual.

Os marcos legais brasileiros relacionados à iniciativa do combustível do futuro continuam em fase de implementação, especialmente no que diz respeito a regulamentações secundárias, como requisitos de certificação e operacionais. Atrasos na emissão de regulamentos detalhados ao abrigo desses instrumentos podem comprometer nossa competitividade e nossa capacidade de alcançar nossos objetivos de transição energética e de redução das emissões de carbono.

7.b) Não somos proprietários das acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o Governo Federal possui todos os recursos minerais do país, incluindo as jazidas de petróleo e gás natural no subsolo. De acordo com a legislação brasileira, a concessionária ou a parte contratada detém a propriedade do petróleo e do gás que produz a partir dessas jazidas do subsolo, nos termos dos contratos de exploração e produção firmados com o governo federal brasileiro. Na qualidade de concessionária ou contratada de determinados campos de petróleo e gás natural no Brasil, detemos o direito exclusivo de explorar e produzir os volumes de petróleo bruto e gás natural incluídos em nossas reservas, nos termos dos respectivos contratos de exploração e produção, por um período determinado. O acesso a reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e a geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e nossa capacidade de gerar receita poderá ser adversamente afetada se houver restrições à exploração dessas reservas de petróleo e gás ou à exploração de blocos exploratórios, em decorrência de alterações na legislação vigente, restrições ambientais ou implementação de medidas excepcionais.



8) Riscos relacionados aos países estrangeiros onde atuamos

8.a) Possuímos ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social pode afetar negativamente nossos negócios.

Temos presença em outros países da América do Sul e da África e podemos desenvolver atividades em países onde possam existir instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar negativamente os resultados e a situação financeira de nossas subsidiárias, incluindo:

- imposição de controle de preços;
- imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos;
- flutuação das moedas locais em relação ao real;
- nacionalização das nossas reservas de petróleo e gás e dos nossos ativos;
- aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e do imposto de renda para o petróleo e seus derivados;
- mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e restrições a novos projetos;
- instabilidade operacional (segurança, sabotagem, roubo);
- sanções e controles comerciais; e
- crise geopolítica.

Caso ocorra um ou mais dos riscos descritos acima, poderemos não conseguir atingir nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que poderá afetar negativamente nossos resultados e recursos financeiros.



9) Riscos relacionados a questões sociais

9.a) Nossos projetos, operações e atividades podem afetar negativamente diferentes comunidades, especialmente em relação aos direitos humanos. Esses projetos também podem ser afetados pelas expectativas e dinâmicas dessas populações e territórios, impactando nossos negócios, nossa imagem e nossa reputação.

É nossa política promover e respeitar os direitos humanos, prevenir riscos, mitigar impactos e remediar violações, bem como manter relações responsáveis com os empregados e as comunidades onde atuamos e exercer a devida diligência com fornecedores e parceiros. No entanto, ao longo do ciclo de vida dos negócios, existe o risco de que nossas atividades, operações, projetos e contratos possam inadvertidamente resultar em ou contribuir para violações de direitos humanos em decorrência do descumprimento de nossa Política de Responsabilidade Social, de nosso Código de Conduta Ética e de nossas Diretrizes de Direitos Humanos, bem como de falhas nos processos de identificação e avaliação de riscos em direitos humanos na gestão de pessoas, na cadeia de suprimentos, nas parcerias e no relacionamento com as comunidades.

Nossas atividades podem afetar a dinâmica social das comunidades onde atuamos, incluindo, por exemplo, a economia, a cultura, o sistema político, o meio ambiente, a saúde e o bem-estar, bem como os direitos humanos. Temos um controle limitado sobre as mudanças na dinâmica local ou nas expectativas das comunidades onde atuamos.



Nossas decisões diretas e indiretas, bem como nossas atividades, podem causar impactos sociais, especialmente no que se refere a investimentos, fusões, aquisições, desinvestimentos, desativação de instalações e operações em novas fronteiras de produção, o que pode afetar os cronogramas ou orçamentos dos projetos, prejudicar nossas operações devido a possíveis litígios, impactar negativamente nossa situação financeira e prejudicar nossa imagem e reputação.

Além disso, os diversos locais onde atuamos estão expostos a uma ampla gama de problemas relacionados à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais, que podem envolver ações criminosas, como derivações clandestinas, furtos, roubos e sabotagem — e ações não criminosas, como bloqueios de estradas e protestos.

9.b) Considerando que nossos projetos e operações envolvem fornecedores terceirizados, existe o risco de violação dos direitos humanos por parte de tais fornecedores, o que pode prejudicar nossa imagem e reputação.

Apesar dos mecanismos de conformidade a que os nossos fornecedores devem aderir, incluindo cláusulas contratuais de direitos humanos e a conformidade com o nosso Guia de Conduta Ética para Suprimentos da Companhia e obrigações trabalhistas, o risco de violação das leis trabalhistas ou dos direitos humanos pelos nossos fornecedores é possível, o que pode resultar em responsabilidades legais, penalidades financeiras e danos à nossa reputação.



10) Riscos relacionados a questões ambientais

10.a) Interpretações divergentes de inúmeras regulamentações de ambientais, de saúde, e segurança e padrões industriais que estão se tornando mais rigorosos podem resultar em aumento de gastos operacionais e de capital e em redução da produção, bem como na aplicação de sanções e dificuldade para obtenção ou renovação de licenças.

Nossas atividades estão sujeitas a normas setoriais em constante evolução e a uma ampla variedade de leis, regulamentos e requisitos de licenciamento federais, estaduais e municipais relacionados à saúde, segurança, proteção ambiental, políticas de mudanças climáticas e regulamentação das emissões de carbono, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições onde atuamos. Esses requisitos podem acarretar custos adicionais significativos, o que poderia afetar negativamente a rentabilidade dos projetos ou torná-los economicamente inviáveis.

Aumentos significativos nas despesas para conformidade ou reduções na produção, incluindo paradas não programadas, decorrentes de regulamentações cada vez mais rigorosas, podem ter um efeito adverso significativo sobre nossos resultados e situação financeira.

As normas de saúde ocupacional estão em constante mudança, o que pode levar a diferentes interpretações. As questões relacionadas à saúde estão cada vez mais sujeitas a processos judiciais, incluindo a classificação de condições especiais de trabalho, acidentes de trabalho e suas consequências nas esferas cível, trabalhista, administrativa e criminal.

A implementação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial) proporcionou aos órgãos governamentais de fiscalização acesso mais facilitado às informações dos trabalhadores, inclusive dados sobre acidentes de trabalho, resultando em atividades de fiscalização mais proativas.

Atuamos em regiões metropolitanas onde as concentrações de poluentes podem exceder os padrões de qualidade do ar. Estão sendo implementadas novas normas de qualidade do ar, mais restritivas, o que provavelmente aumentará as exigências de melhorias tecnológicas para reduzir

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



a poluição atmosférica em nossas unidades industriais. Isso pode criar obstáculos à obtenção ou renovação de licenças de operação e exigir novas práticas de controle ambiental, gerando custos mais elevados. O uso de combustível também pode estar sujeito a restrições relacionadas às emissões, o que pode exigir investimentos em refinarias ou resultar em perda de mercado. O descumprimento destas restrições pode prejudicar nossa reputação e resultar em multas e indenizações.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos previstos para projetos de investimento, aquisições, desativação e desinvestimentos não sejam afetados por atrasos na emissão das licenças e autorizações necessárias por parte dos órgãos reguladores e ambientais.

Atrasos na obtenção de licenças e autorizações podem comprometer nossas metas de produção de petróleo e gás natural, especialmente em novas áreas de exploração, afetando negativamente nossos resultados e condição financeira.

Estamos sujeitos a sanções que podem atrasar a entrega de projetos e criar dificuldades para atingir as metas de produção, incluindo embargos ou interdições parciais ou totais.

Alterações ou diferentes interpretações das normas ambientais, de saúde e segurança, bem como nossas decisões de chegar a um acordo em relação a demandas relacionadas, podem ter um efeito adverso significativo sobre nossa condição financeira e nossos resultados.

10.b) Nossos compromissos com a proteção do meio ambiente dependem dos nossos esforços, mas também do nosso envolvimento com os fornecedores e da gestão de outros fatores externos que afetam a concretização da nossa estratégia.

Nosso Plano de Negócios estabelece compromissos ambientais relacionados à economia circular, à segurança hídrica, às mudanças climáticas e ganhos de biodiversidade, com foco em florestas e oceanos, entre outros, que possuem atividades de grande complexidade associadas a eles nos próximos anos. A implementação desses compromissos depende da participação de diferentes partes interessadas, e enfrentamos vários desafios para cumpri-los. Se não conseguirmos superar esses desafios de forma adequada, talvez tenhamos que rever nossas ambições de compromissos ambientais.



11) Riscos relacionados com questões climáticas, incluindo riscos físicos e transitórios

11.a) As mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia.

As mudanças climáticas representam desafios e oportunidades para a nossa empresa. A falta de adaptação às regulamentações climáticas e aos desafios globais pode acarretar consequências financeiras, de reputação e legais, afetando o fluxo de caixa, a competitividade e o valor para os acionistas.

Regulações ambientais mais rigorosas e políticas de mitigação das mudanças climáticas, incluindo autorizações de emissão de GEE, podem aumentar os custos operacionais e reduzir a produção.

A Lei nº 15.402/2024, que institui o Mercado de Carbono do Brasil, foi sancionada em dezembro de 2024. No entanto, futuras regulamentações que definam limites de emissões e fatores de redução podem aumentar as nossas despesas e afetar nosso Plano de Negócios.

Os investidores podem buscar investimentos alinhados com as questões climáticas. Uma maior percepção dos riscos climáticos e as restrições regulatórias impostas aos setores de alta emissão de carbono podem aumentar a dificuldade de acesso ao capital e elevar os custos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Enfrentamos uma pressão cada vez maior para desenvolver tecnologias avançadas de redução de emissões para uma economia de baixo carbono. O risco decorre da perda de competitividade causada pela não implementação ou pela ineficácia das tecnologias, o que pode afetar nossa reputação e nossos compromissos climáticos.

O aumento da demanda por produtos com menor intensidade de carbono pode reduzir a demanda e os preços do petróleo além das nossas premissas de planejamento. No Brasil, políticas de substituição de combustíveis fósseis, como o programa “Combustível do Futuro”, podem afetar a demanda do mercado e comprometer as receitas previstas. A implementação setorial do Plano Nacional de Mudanças Climáticas (Plano Clima) e da Política Nacional de Transição Energética, que visa garantir o cumprimento das metas de emissões do Brasil, pode influenciar a demanda por produtos à base de combustíveis fósseis no mercado brasileiro.

Enfrentamos exigências cada vez maiores em termos de transparência e gestão ASG. O desalinhamento com essas exigências, o incumprimento dos compromissos climáticos ou uma aparente falta de transparência podem prejudicar nossa reputação e nossos resultados financeiros, além de poderem levar a fiscalizações regulatórias e a processos judiciais.

Esses fatores relacionados ao clima podem afetar negativamente a demanda por nossos produtos e serviços, comprometer a implementação e a operação dos negócios e prejudicar nossos resultados e situação financeira, além de limitar as oportunidades de crescimento.

Para obter mais informações sobre como as mudanças climáticas podem afetar nosso Plano Estratégico, consulte “Riscos – Fator de Risco 1.d) A seleção e o desenvolvimento de nossos projetos de investimento envolvem riscos que podem afetar nossos resultados esperados” nesta seção.

11.b) As mudanças climáticas também podem afetar as condições operacionais, podendo causar escassez de hídrica, deslizamentos de terra, inundações, incêndios, ondas de calor, secas extremas e alterações nos padrões meteorológicos e oceanográficos em regiões que são relevantes para nossas operações.

As mudanças climáticas podem afetar as condições operacionais, incluindo a disponibilidade de água e os padrões meteorológicos e oceanográficos em nossos ativos, além de poderem aumentar a frequência de eventos climáticos extremos que afetem nossas instalações *offshore*.

Existe a preocupação de que as mudanças climáticas afetem os padrões de circulação atmosférica regionais, levando a alterações nas condições meteorológicas e oceanográficas. Alterações nessas condições podem resultar em eventos extremos, como ondas, ventos e mudanças nos padrões das correntes oceânicas, o que, por sua vez, pode causar danos significativos e deterioração às nossas instalações *offshore*. Nossos estudos de resiliência para instalações *offshore* utilizam um período de retorno de 50 a 100 anos para parâmetros extremos de vento e ondas. No entanto, devido às mudanças climáticas, esse período de retorno pode ser reduzido.

Temos instalações industriais que utilizam água, desde grandes utilizadores, como refinarias, até pequenos utilizadores, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hídricos, são logisticamente importantes na nossa cadeia de valor. Nos últimos anos, diversas regiões do mundo, incluindo algumas regiões do Brasil, vivenciaram eventos de escassez de água doce, inclusive para consumo público. Em caso de escassez de água, nossas licenças de uso de água poderão ser suspensas ou modificadas temporariamente e, como resultado, poderemos ser obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades produtivas, uma vez que a disponibilidade de água para consumo humano e animal tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode



comprometer temporariamente a continuidade dos nossos negócios, bem como gerar impactos financeiros para nós e para a nossa imagem.

Situações de escassez hídrica em bacias hidrográficas onde estejam localizadas unidades industriais também podem resultar na formulação ou ampliação de exigências por parte dos órgãos gestores de recursos hídricos quanto à restrição do uso de água doce para fins industriais, podendo exigir, por exemplo, a instalação de unidades de reúso de água nas unidades operacionais ou até mesmo a compra de água de reúso de fontes externas. Essas situações podem exigir investimentos e aumentar os custos operacionais para esse fim.

A escassez de água também pode resultar em uma maior utilização das usinas termoeletricas, que funcionam como fonte complementar de geração de energia às energias renováveis. Além disso, como a região Norte do Brasil depende fortemente dos rios para a logística, a escassez de água pode afetar a navegabilidade nessa região, prejudicando os processos logísticos de produtos e insumos e, consequentemente, a continuidade operacional e o cumprimento dos compromissos com os clientes.

Chuvas intensas podem causar inundações em instalações industriais e terminais, resultando em interrupções temporárias, danos aos equipamentos e aumento dos custos com reparos e seguros. Deslizamentos de terra ao longo dos corredores de dutos também podem causar interrupções, representando desafios logísticos para nossas operações.

Temperaturas extremas podem causar ondas de calor que aumentam os riscos à saúde e à segurança dos trabalhadores em áreas ao ar livre e afetam o desempenho de equipamentos sensíveis à temperatura. Quando combinadas com outros fatores ambientais, as temperaturas extremas também podem aumentar os riscos de incêndio nas proximidades de nossas instalações, comprometendo potencialmente a integridade dos ativos e exigindo protocolos de segurança adicionais.



12) Riscos relacionados ao uso da nossa marca

12.a) A atuação de empresas licenciadas para uso de nossas marcas poderá impactar nossa imagem e reputação.

Nosso antigo plano de desinvestimento, que seguimos até 2022, previa a venda parcial ou total de nossas empresas no segmento de distribuição de combustíveis, e algumas dessas transações envolveram acordos de licenciamento de nossas marcas. Uma vez que um licenciado detenha o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e comunicações, ele poderá ser visto pelas partes interessadas como se fosse nós mesmos, nosso representante legítimo ou nosso porta-voz. As ações dos licenciados ou eventos relacionados aos seus negócios, tais como: falhas, acidentes, violações dos direitos humanos, erros na condução dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de nossas marcas, entre outros fatores, podem afetar negativamente nossa imagem e reputação, com possibilidade de perdas financeiras.



13) Riscos relacionados com ações e títulos de dívida

13.a) O tamanho, a volatilidade, a liquidez ou a regulamentação dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem restringir a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs.

Nossas ações estão entre as mais líquidas negociadas na B3; no entanto, de modo geral, os mercados de valores mobiliários brasileiros são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos e de outras jurisdições e, portanto, podem ser regulamentados de maneira diferente daquela a que os investidores norte-americanos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados acionários brasileiros podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e no momento que desejarem.

13.b) Os titulares de nossas ADSs poderão não conseguir exercer direitos de preferência com relação às ações subjacentes às ADSs.

Os titulares de ADSs residentes nos Estados Unidos podem não ter a possibilidade de exercer os direitos de preferência relativos às ações subjacentes aos nossos ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários esteja em vigor no que diz respeito a esses direitos ou que haja uma isenção dos requisitos de registro previstos na referida lei. Não temos a obrigação de apresentar uma declaração de registro relativa às ações a que se referem esses direitos de preferência e, portanto, podemos não apresentar tal declaração. Caso não seja apresentada uma declaração de registro ou não haja isenção de registro, o JPMorgan, na qualidade de instituição depositária, tentará vender os direitos de preferência, e os detentores de ADSs terão direito a receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão caso o depositário não consiga vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência relativos às ações ordinárias ou preferenciais, consulte a seção “Informações aos Acionistas – Direitos dos Acionistas – Outros direitos dos acionistas” neste relatório anual.

13.c) Se os titulares de nossas ADSs trocarem suas ADSs por ações, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter oportunamente moeda estrangeira ao exterior e outras vantagens relacionadas.

O depositário brasileiro das nossas ações subjacentes aos nossos ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares americanos para o exterior para o pagamento de dividendos e outras distribuições relacionadas às nossas ações ou em caso de alienação das ações.

A conversão de ADSs diretamente em participação acionária nas ações subjacentes é regida pela Resolução Conjunta nº 13/2024, e os investidores estrangeiros que desejarem fazê-lo devem nomear um representante no Brasil, nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024, que ficará encarregado de manter e atualizar os certificados de registro dos investidores junto ao Banco Central do Brasil, o que confere aos investidores estrangeiros registrados o direito de comprar e vender diretamente na B3. Esses acordos podem implicar despesas adicionais para o investidor estrangeiro.

Além disso, se tais representantes não conseguirem obter ou atualizar os certificados de registro pertinentes, os investidores poderão incorrer em despesas adicionais ou ficar sujeitos a atrasos

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



operacionais que poderão afetar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relativas às ações ordinárias ou preferenciais ou o retorno de seu capital em tempo hábil.

O certificado de registro do custodiante ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido diretamente por tais detentores poderá ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulatórias, e não podemos garantir a tais detentores que restrições adicionais aplicáveis a eles, a alienação das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou a repatriação das receitas do processo não serão impostas no futuro.

13.d) Os titulares de nossas ADSs poderão enfrentar dificuldades na proteção de seus interesses.

Nossos assuntos societários são regidos por nosso Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 (“Lei das Sociedades por Ações”), que diferem dos princípios legais que seriam aplicáveis caso fôssemos constituídos em uma jurisdição dos Estados Unidos ou em outra jurisdição fora do Brasil. Além disso, os direitos dos detentores de ADS, que decorrem dos direitos dos detentores de nossas ações, conforme o caso, para proteger seus interesses, diferem, nos termos da Lei das Sociedades por Ações brasileira, daqueles previstos nas legislações de outras jurisdições. As leis relativas ao uso de informação privilegiada, à realização de transações em benefício próprio, aos direitos dos acionistas e à preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil em comparação com os Estados Unidos.

Além disso, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente daquela dos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para propor uma ação coletiva e, nos termos do nosso Estatuto Social, devem, em geral no que diz respeito a disputas relacionadas às regras de funcionamento dos mercados de capitais, submeter tais disputas à arbitragem. Para mais informações, consulte a seção “Informações aos Acionistas – Ações e Acionistas – Resolução de Litígios” neste relatório anual.

Somos uma empresa estatal controlada pelo governo federal brasileiro, constituída de acordo com a legislação brasileira, e todos os nossos diretores e executivos residem no Brasil. Praticamente todos os nossos ativos, bem como os de nossos diretores e executivos, estão localizados no Brasil.

Como resultado, pode não ser possível aos detentores de ADSs efetuar notificações de processos contra nós ou nossos conselheiros e diretores nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil ou executar contra nós ou nossos conselheiros e diretores decisões obtidas no Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil.

Como as decisões judiciais nos tribunais dos EUA sobre responsabilidade civil com base nas leis federais de valores mobiliários dos EUA só poderão ser executadas no Brasil se determinados requisitos forem atendidos, os detentores de ADSs poderão enfrentar mais dificuldades em proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e diretores do que os acionistas de uma empresa constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

13.e) Os titulares de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares de nossas ações. Além disso, os detentores de ADSs representativas de ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões.

Os detentores de nossos ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os detentores de nossas ações. Os titulares de nossos ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos em seu benefício nos termos dos contratos de depósito. Os titulares de ADS exercem seus direitos de voto por meio de instruções ao depositário, em vez de comparecer às assembleias de acionistas ou votar por outros meios à disposição dos acionistas. Na prática, a capacidade de um detentor de

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



ADSs de dar instruções ao depositário quanto ao voto dependerá do prazo e dos procedimentos para o envio dessas instruções ao depositário, seja diretamente, seja por meio do custodiante do detentor e do sistema de compensação.

Além disso, uma parte das nossas ADSs corresponde às nossas ações preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social, os detentores de ações preferenciais têm direito a votar em pontos específicos da pauta das assembleias de acionistas, tais como a eleição separada do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. Os titulares de ADSs representativas de ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões. Para mais informações, consulte a seção “Informações aos Acionistas – Direitos dos Acionistas – Assembleias de acionistas e direitos de voto” neste relatório anual.

13.f) O mercado de títulos de dívida da PGF pode não ser líquido.

Algumas das notas da PGF não são negociadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas por meio de um sistema automatizado de cotação. Atualmente, a maior parte das notas da PGF está listada tanto na NYSE quanto na Bolsa de Valores de Luxemburgo e é negociada, respectivamente, nos mercados NYSE Euronext e MTF, embora parte da negociação das notas da PGF ocorra no mercado de balcão. A PGF pode emitir novos títulos que possam ser listados em mercados que não sejam a NYSE e a Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociados em mercados que não sejam a NYSE Euronext e o mercado MTF. Não podemos oferecer qualquer garantia quanto à liquidez ou aos mercados de negociação das notas da PGF. Não podemos garantir que os detentores das notas da PGF consigam vendê-las no futuro. Se não se desenvolver um mercado para os títulos da PGF, os detentores desses títulos poderão não conseguir revendê-los por um longo período, ou talvez nem mesmo consigam vendê-los.

13.g) Seríamos obrigados a pagar sentenças de tribunais brasileiros que executassem nossas obrigações sob a garantia relativa às notas da PGF apenas em reais.

Caso fosse instaurado um processo no Brasil com o objetivo de fazer valer nossas obrigações relativas à garantia das notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações exclusivamente em reais. De acordo com a legislação cambial brasileira, uma obrigação de pagamento de valores expressos em moeda diferente do real, exigível no Brasil em virtude de decisão de um tribunal brasileiro, será cumprida em reais à taxa de câmbio em vigor na data do pagamento, conforme determinado pelo Banco Central do Brasil.

13.h) A conclusão de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por nós era uma transferência fraudulenta poderia resultar na perda dos titulares de títulos da PGF de suas reivindicações legais contra nós.

A obrigação da PGF de efetuar pagamentos relativos às notas da PGF é respaldada pela nossa obrigação nos termos da garantia correspondente. Fomos informados por nossos advogados externos nos Estados Unidos de que a garantia é válida e executável de acordo com as leis do estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados pelo nosso diretor jurídico de que a legislação brasileira não impede que a garantia seja válida, vinculativa e executória contra nós, de acordo com os seus termos. Caso as leis federais dos EUA relativas à transferência fraudulenta ou leis semelhantes sejam aplicadas à garantia, e nós, no momento em que celebramos a garantia em questão:

- estavam insolventes ou se tornaram insolventes em razão de nossa entrada em tal garantia;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- estavam envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos restantes conosco constituíam capital excessivamente pequeno; ou
- pretendemos incorrer ou contraímos, ou acreditamos ou acreditamos que incorreríamos, dívidas além de nossa capacidade de pagar tais dívidas à medida que vencem; e
- em cada caso, pretendíamos receber ou receber menos do que um valor razoavelmente equivalente ou uma contraprestação justa, então nossas obrigações sob a garantia poderiam ser evitadas, ou as reivindicações relativas a esse acordo poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores.

Entre outras coisas, uma contestação judicial da garantia com base em transferência fraudulenta pode centrar-se nos benefícios, se houver, obtidos por nós em decorrência da emissão das notas da PGF. Na medida em que a garantia seja considerada uma transferência fraudulenta ou inexecutável por qualquer outro motivo, os detentores das notas da PGF não teriam direito a reclamar contra nós com base na garantia em questão, tendo apenas direito a reclamar contra a PGF. Não podemos garantir que, após o pagamento de todos os créditos anteriores, haja ativos suficientes para satisfazer os créditos dos detentores de títulos da PGF relativos a qualquer parte da garantia que tenha sido anulada.

Gestão de Riscos Corporativos

Acreditamos que uma gestão de riscos integrada e proativa é essencial para alcançar resultados de forma segura e sustentável. Nossa política de gestão de riscos estabelece diretrizes e responsabilidades e baseia-se nos seguintes princípios fundamentais:

- respeito pela vida e pela diversidade da vida;
- total alinhamento e consistência com nosso Plano Estratégico;
- comportamento ético e cumprimento dos requisitos legais e regulamentares;
- gestão integrada de riscos; e
- ações de resposta ao risco consideram as possíveis consequências cumulativas a longo prazo, os possíveis impactos nos nossos stakeholders e devem ser orientadas para a preservação e adição de valor e para a continuidade dos negócios.

A estrutura organizacional de gestão de riscos, que está sob a supervisão do nosso CFO, é responsável por:

- estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de riscos orientada por uma visão integrada e sistêmica, que permita um ambiente de monitoramento contínuo dos riscos nos diversos níveis hierárquicos;
- disseminar conhecimento e apoiar a utilização de práticas de gestão de riscos nas unidades organizacionais; e
- identificar, monitorar e reportar periodicamente à nossa Diretoria e Conselho de Administração os nossos principais riscos.

Para apoiar o processo de gestão de riscos, a nossa política corporativa de gestão de riscos especifica as autoridades a serem consultadas, as responsabilidades a serem assumidas e cinco princípios e dez diretrizes que orientam as nossas iniciativas de gestão de riscos.

Esta política tem uma abordagem abrangente à gestão de riscos corporativos, que combina a abordagem tradicional de gestão de riscos econômicos e financeiros com outras áreas de interesse relevantes, como a

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



proteção da vida, da saúde e do ambiente, a proteção de ativos e da informação empresarial (patrimonial e de segurança) e o combate fraude e corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos corporativos.

Para mais informações sobre nossa política revisada de gerenciamento de riscos empresariais, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ir.

Divulgações sobre Risco de Mercado

Risco de Preço das Commodities

Atuamos de forma integrada em todas as etapas da indústria petrolífera. Uma parte significativa dos nossos resultados está diretamente relacionada à exploração e produção de petróleo, ao refino e à venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo bruto e derivados estão vinculadas aos preços internacionais das commodities, estamos expostos às flutuações desses preços, o que pode influenciar nossa rentabilidade, nosso fluxo de caixa operacional e nossa situação financeira.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preços do que utilizar derivativos financeiros para proteger sistematicamente as transações de compra e venda destinadas a atender às nossas necessidades operacionais. No entanto, com base nas condições do mercado de petróleo bruto e nas perspectivas de concretização do nosso Plano de Negócios, poderemos decidir implementar estratégias de proteção utilizando instrumentos financeiros para gerenciar nossos fluxos de caixa.

Além disso, celebramos contratos de derivativos para proteger nossas margens nas transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos oferecem cobertura econômica para compras e vendas de derivados de petróleo nos mercados globais, que geralmente devem ocorrer dentro de um prazo de 30 a 360 dias.

Para obter mais informações sobre nossas transações de derivativos de commodities, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando a variação líquida no valor justo de uma alteração adversa no preço da *commodity* subjacente para opções e futuros, consulte a Nota 33 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição aos riscos de taxa de juros e taxa de câmbio

Para obter informações sobre risco de taxa de juros e de taxa de câmbio, consulte “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” neste relatório anual.

Seguros

Em relação aos riscos operacionais, nossa política é manter cobertura de seguros quando a obrigação de manter tal cobertura decorre de instrumento legal ou contratual ou do nosso Estatuto Social; ou o evento coberto poderá causar danos significativos aos nossos resultados financeiros, e a cobertura for economicamente viável.

Mantemos várias apólices de seguro, incluindo apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura contra danos materiais para ativos em terra e no mar, tais como plataformas fixas e sistemas de produção flutuantes, controle de poços no Brasil para atividades de perfuração, completação, recuperação e abandono em alto mar, bem como para poços de produção em fluxo no mar, seguro de casco para navios-tanque e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil e seguro de transporte. As coberturas dessas apólices são contratadas de acordo com os objetivos que definimos e com as limitações impostas pelos mercados globais de seguros e resseguros. Embora algumas apólices sejam emitidas no

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradores classificados como A- ou superior pela Standard & Poor's ou A3 e/ou superior pela Moody's e/ou B++ ou superior pela A.M. Best.

Nossas apólices estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e restrições, e não há garantia de que tal cobertura nos proteja adequadamente contra a responsabilidade por todas as possíveis consequências e danos associados às nossas atividades. Portanto, não é possível garantir que haverá cobertura de seguro para todos os danos decorrentes de possíveis incidentes ou acidentes, o que pode afetar negativamente nossos resultados.

Não mantemos cobertura de seguro para salvaguardar os nossos bens em caso de guerra ou sabotagem. Também não oferecemos cobertura para interrupção de atividades, exceto para alguns ativos específicos no Brasil. Além disso, nossas apólices de responsabilidade civil não cobrem multas governamentais nem indenizações punitivas.

Atualmente, mantemos cobertura de seguro para incidentes relacionados à segurança cibernética apenas quando estes resultam em danos a propriedades em terra e no mar, tendo em vista os custos e as limitações para obter cobertura adequada nos mercados de seguros e resseguros para uma empresa do nosso porte. Continuaremos avaliando nossas opções para obter essa cobertura de seguro.

O valor máximo da franquia das nossas apólices nacionais de danos materiais é de US\$ 200 milhões, e os limites de indenização podem chegar a US\$ 2,1 bilhões para refinarias e US\$ 2,35 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição dos nossos ativos.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral relativa às nossas atividades em terra e no mar no Brasil, incluindo perdas decorrentes de poluição repentina, como vazamentos de óleo, tem um limite máximo de indenização de US\$ 250 milhões, com uma franquia associada de US\$ 10 milhões. Também mantemos um seguro marítimo com cobertura adicional de proteção e indenização contra terceiros relacionada às nossas operações *offshore* no território nacional, com um limite de indenização que varia de US\$ 50 milhões a US\$ 500 milhões, dependendo do tipo de embarcação. Para as atividades no Brasil, em caso de explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas *offshore* não fixas, essas apólices podem oferecer cobertura de responsabilidade civil combinada de até US\$ 750 milhões. Além disso, embora não tenhamos seguro contra danos materiais para a maioria dos nossos oleodutos, possuímos seguro contra danos ou prejuízos a terceiros decorrentes de incidentes específicos, tais como infiltrações inesperadas e poluição por óleo.

Além disso, recebemos relatórios do setor de seguros que avaliam os riscos operacionais de nossas instalações e apresentam recomendações. Atualmente, contratamos diretamente uma empresa de consultoria para realizar esse programa de inspeção, e os resultados dessas avaliações são compartilhados com o mercado de seguros.

Em geral, as classificações de risco dos nossos ativos estão na média do mercado ou acima dela. Em 2025, realizamos pesquisas em 27 unidades *onshore* e *offshore*. Com base nessas pesquisas, no ano passado, adotamos cerca de 139 recomendações que contribuem para a melhoria da segurança e da gestão de riscos associadas à operação de nossas instalações.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro de responsabilidade civil, em função de diversos fatores, incluindo avaliações de risco-país, a existência ou não de operações no território nacional e no exterior, ou requisitos legais impostos por um determinado país em que atuamos. Mantemos apólices de seguro específicas para controle de poços em nossas operações internacionais, a fim de cobrir responsabilidades decorrentes de erupções descontroladas de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, essas apólices cobrem sinistros por danos ambientais causados por explosões em poços de petróleo e eventos semelhantes, bem como os custos de remediação associados, com limites de cobertura de até US\$ 70 milhões e US\$ 350 milhões, dependendo do país.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Estrutura de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos

No mundo tecnologicamente avançado de hoje, os dados tornaram-se cada vez mais valiosos, tornando a segurança da informação crucial para o sucesso e a sustentabilidade de qualquer organização. Além disso, com o aumento dos ataques cibernéticos globais a sistemas industriais, especialmente a infraestruturas críticas, tornou-se imperativo proteger as empresas, as operações, a reputação e vidas humanas contra o impacto potencial das ameaças digitais. Ao longo dos anos, desenvolvemos um conjunto abrangente de controles — incluindo políticas, processos, tecnologias e conscientização dos funcionários — com base em estruturas globais e melhores práticas, a fim de mitigar os riscos à segurança da informação e à cibersegurança, proporcionando um ecossistema digital resiliente e fortalecendo a segurança da informação em toda a organização.



Leis e Regulamentos

Estamos sujeitos a, e cumprimos, diversas normas brasileiras relativas à segurança da informação. Destaca-se que o Decreto nº 9.637/2018 estabelece a Política Nacional de Segurança da Informação e o Decreto nº 11.856/2023 estabelece a Política Nacional de Cibersegurança e o Comitê Nacional de Cibersegurança, enquanto a Instrução Normativa nº 1/2020 do GSI/PR (Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República) orienta a estrutura de gestão da segurança da informação, incluindo o estabelecimento do Comitê de Segurança da Informação (“CSI”). Adicionalmente, em 8 de janeiro de 2026, foi publicada a Instrução Normativa nº 9/2026, exigindo que a função de segurança da informação opere de forma independente da função de tecnologia da informação (TI). Assim, não existe relação de subordinação entre essas funções, o que reforça os princípios de governança e de separação de funções. Também cumprimos outras normas gerais, como a Lei nº 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), que disciplina o acesso público à informação.

No que diz respeito à privacidade, cumprimos a Lei nº 13.709/2018 — Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) — e estamos sujeitos a penalidades em casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais. Consideramos a legislação sobre proteção de dados pessoais uma oportunidade para aprimorar nossa maturidade, aprimorando continuamente nossos processos de privacidade. Para alcançar a excelência, o processo é conduzido por meio de um modelo de governança e da adoção de medidas técnicas e administrativas destinadas a cumprir os requisitos legais, mitigar os riscos de violação de dados e garantir os direitos de nossos empregados e partes interessadas na qualidade de titulares dos dados.

Nosso compromisso se reflete em nosso código de conduta ética, que inclui uma seção específica sobre privacidade e proteção de dados pessoais. Existem também normas internas e canais específicos tanto para a comunicação de incidentes quanto para o esclarecimento de dúvidas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Também aprimoramos o processo de avaliação da maturidade dos parceiros em matéria de proteção de dados pessoais, com o objetivo de verificar se os fornecedores que tratam dados pessoais em nosso nome estão agindo de acordo com as melhores práticas do mercado, as cláusulas contratuais e as normas relacionadas à LGPD. Além disso, estamos empenhados em garantir que todos os fornecedores relevantes recebam treinamento adequado em matéria de privacidade e/ou integridade até 2030.

Em 2025, obtivemos as certificações das normas internacionais ISO 27001 (Sistema de Gestão da Segurança da Informação) e ISO 27701 (Sistema de Gestão da Privacidade). O processo contou com o apoio de várias áreas da nossa empresa e visa consolidar nosso compromisso com a segurança da informação e a proteção de dados pessoais, bem como fortalecer nossa imagem perante a sociedade.

Governança

Estrutura de Gestão

A Segurança da Informação (SI) está estruturada como uma função executiva específica, independente da função de Tecnologia da Informação (TI), e é responsável por supervisionar as iniciativas de segurança da informação, estabelecer estratégias e diretrizes alinhadas aos objetivos de negócios, recomendar investimentos para mitigar riscos cibernéticos e fornecer proteção digital adequada para ativos críticos. Tanto o SI quanto o TI se reportam ao Diretor de Assuntos Corporativos.

A área de SI da Petrobras Controladora possui um Sistema de Gestão de Segurança da Informação (SGSI) plenamente implementado, certificado de acordo com a norma ISO/IEC 27001:2022, abrangendo todos os processos dentro de seu escopo, o que demonstra um compromisso contínuo com o avanço da maturidade e da efetividade dos controles de segurança da informação e com a proteção das informações da Petrobras e de terceiros.

A Gerente Executiva de Segurança da Informação, Samara Braz, lidera as iniciativas de segurança da informação e possui várias qualificações nas áreas de TI e segurança da informação, incluindo as seguintes:

- Certificado em Governança de TI Empresarial (CGEIT) pela Associação de Auditoria e Controle de Sistemas de Informação ("ISACA");
- Certificado em Risco e Controle de Sistemas de Informação (CRISC) pela ISACA;
- Engenheiro de soluções de privacidade de dados certificado (CDPSE) da ISACA;
- Certificado em Gestão de Segurança da Informação (CISM) da ISACA;
- Auditor Certificado de Sistemas de Informação (CISA) pela ISACA e
- Certificado como Diretor de Segurança da Informação (CCISO) pelo Conselho Internacional de Consultores de Comércio Eletrônico (EC-Council).

A SI coordena um Comitê de Segurança da Informação (CSI), composto por membros nomeados pela nossa diretoria executiva, que se reúne trimestralmente para prestar assessoria sobre questões relevantes de segurança, alinhando-as com a Política de Segurança da Informação e com a estratégia e os objetivos de negócios da empresa.

A SI também realiza reuniões de gestão regulares, como parte de sua estrutura de governança, para tratar de questões de segurança da informação e analisar o desempenho dos processos em áreas-chave, incluindo gestão de projetos, planejamento e orçamento, gestão de riscos, indicadores-chave de desempenho e conformidade.

Embora a SI atue de forma integrada com a holding e várias de nossas subsidiárias e afiliadas, certas iniciativas, políticas e diretrizes de segurança da informação podem não ser aplicadas de maneira uniforme em todas as empresas do grupo. O âmbito da cobertura e da implementação do SI pode variar de acordo

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.





segurança, reduzir as capacidades de monitoramento e resposta a emergências e colocar em risco a continuidade operacional.

Os riscos cibernéticos são abordados e integrados na gestão da segurança corporativa e operacional, em conformidade com os requisitos regulatórios e as melhores práticas internacionais.

Nossa abordagem de defesa em camadas integra políticas, processos, treinamento e tecnologia de segurança cibernética para mitigar os riscos à segurança da informação e proteger o ecossistema digital da Petrobras, incluindo tanto os ambientes industriais quanto os corporativos.

Plano Estratégico de Segurança da Informação

Está em vigor um Plano Estratégico de Segurança da Informação (ISSP), que é revisado anualmente e se baseia nos planos estratégicos e de negócios da Petrobras, nas avaliações de gestão de riscos, nos requisitos regulatórios e no roteiro de Tecnologia da Informação.

O ISSP estabelece e reforça os fundamentos estratégicos que orientam a gestão da função, incluindo a finalidade e os fatores determinantes da segurança da informação, os principais objetivos e as principais iniciativas para a mitigação de riscos.

Defesa Cibernética

Nossas medidas de segurança cibernética baseiam-se em vários marcos, como o Marco de Segurança Cibernética do Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia (NIST), para avaliar nossa maturidade em segurança, e a norma ISO/IEC 27001:2022.

Nosso plano de resposta a incidentes abrange a preparação, a detecção, a resposta e a recuperação de incidentes de segurança cibernética, garantindo a conformidade legal e minimizando os danos à reputação.

Uma Equipe de Resposta a Incidentes de Segurança Informática (CSIRT), que opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, gerencia e coordena as respostas a eventos de segurança cibernética. Incidentes significativos que possam afetar as decisões dos investidores serão prontamente comunicados ao mercado, conforme exigido pela SEC.

Somos membros do FIRST (*Forum of Incident Response and Security Teams*), um importante fórum global para equipes de segurança cibernética de vários setores e países, com foco na prevenção e no aprimoramento da segurança global das informações.

Colaboramos com equipes globais de segurança cibernética, compartilhando informações sobre ameaças e melhores práticas, e participamos de workshops, conferências e parcerias para aprimorar a segurança da informação, a privacidade e as capacidades tecnológicas.

Para reforçar nossas medidas de segurança, nós:

- contratar empresas independentes para a identificação periódica de vulnerabilidades e testes de penetração.
- realizar auditorias regulares de segurança da informação por meio de auditores externos ou prestadores de serviços.

Também temos aprimorado nossa maturidade operacional em segurança cibernética por meio da implementação de uma estratégia robusta para proteger os sistemas de automação e controle industrial. Essa estratégia baseia-se em uma abordagem de defesa em profundidade para ambientes industriais, incorporando múltiplas camadas de proteção técnica, processual e organizacional. Isso inclui segmentação de rede, controle de acesso, fortalecimento de ativos, monitoramento contínuo, avaliações regulares de vulnerabilidades, testes de penetração e validação da integridade de sistemas críticos. São realizados

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



exercícios simulados de incidentes de segurança cibernética industrial e utilizados indicadores-chave de desempenho específicos para testar as capacidades de resposta e fortalecer a resiliência operacional, em conformidade com as melhores práticas globais para a proteção de infraestruturas críticas. Essas iniciativas visam reforçar a resiliência das operações críticas por meio da mitigação dos riscos cibernéticos em um ambiente industrial cada vez mais conectado.

Gestão de Riscos e Controles Digitais

Avaliamos e gerenciamos regularmente os riscos de segurança cibernética relacionados a ambientes de automação e sistemas de controle, tanto corporativos quanto industriais.

Esses riscos fazem parte da nossa matriz de riscos corporativos e são monitorados pela alta administração.

Nosso processo de gerenciamento de riscos envolve:

- identificar ameaças e vulnerabilidades.
- avaliar a probabilidade e o impacto dos riscos utilizando uma metodologia qualitativa.
- elaborar e implementar controles e medidas de mitigação de riscos.

Estendemos nosso gerenciamento de riscos de segurança cibernética a prestadores de serviços terceirizados ao:

- estabelecer requisitos de segurança cibernética para transações comerciais.
- obrigando contratualmente os fornecedores a manter padrões rígidos de segurança cibernética.

Nossa estratégia de negócios, nossas operações e nossa condição financeira não foram afetadas de forma significativa por ameaças de segurança cibernética ou incidentes anteriores, mas não podemos garantir que não seremos afetados de forma significativa no futuro por esses riscos e por quaisquer incidentes materiais futuros.

Mantemos um processo padronizado para determinar o risco de um incidente, que leva em consideração a categoria na qual ele é classificado, conforme definido internamente pela empresa, a criticidade do serviço afetado e o estágio do ataque. É importante ressaltar que esse processo conta com o apoio de ferramentas de detecção automatizadas.

Com base nos critérios acima, nos últimos três exercícios fiscais:

- não ocorreram violações materiais de segurança da informação;
- as despesas com incidentes de segurança da informação foram irrelevantes;
- não foram incorridas penalidades ou acordos.

Programa de Continuidade Digital

Para garantir nossa resiliência digital em caso de um ataque cibernético, estabelecemos um Plano de Continuidade Digital abrangente. Este plano visa garantir o funcionamento ininterrupto de processos e ativos críticos durante uma crise ou um desastre digital, incluindo medidas de contingência e procedimentos formais de recuperação. Também realizamos testes regulares para avaliar a eficácia do nosso plano, tanto em ambientes industriais quanto corporativos.

Seguimos uma metodologia corporativa de tratamento de crises, o *Incident Command System* (ICS), em caso de incidentes de grande porte. Essa metodologia também é aplicada em nossas práticas de segurança cibernética e segurança da informação, garantindo um plano de resposta estruturado e coordenado em toda a organização para incidentes críticos relacionados ao assunto em questão. Para reforçar ainda mais nossa prontidão, realizamos exercícios de mesa em cibersegurança, *onboardings* e treinamentos de *Tone at*

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



the Top para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva. Essas sessões de treinamento abordam regras, políticas e melhores práticas relacionadas à segurança da informação corporativa, bem como o comportamento esperado dos usuários.

Treinamento e Conscientização

Nosso Plano de Conscientização sobre Segurança da Informação inclui, entre outras, as seguintes atividades:

- promover e fortalecer a cultura de segurança da informação e cibersegurança;
- educação e treinamento em conscientização sobre segurança para empregados próprios e cedidos;
- testes internos de “phishing” para avaliar a suscetibilidade a golpes por e-mail;
- treinamento em segurança para novos empregados;
- campanhas anuais de conscientização sobre segurança da informação e boletins informativos periódicos sobre segurança cibernética, que destacam ameaças emergentes e urgentes à segurança.

Também são oferecidos treinamentos especializados, como DevSecOps (isto é, desenvolvimento, segurança e operações) e Cibersegurança em TO (cibersegurança para tecnologia operacional), para públicos específicos.

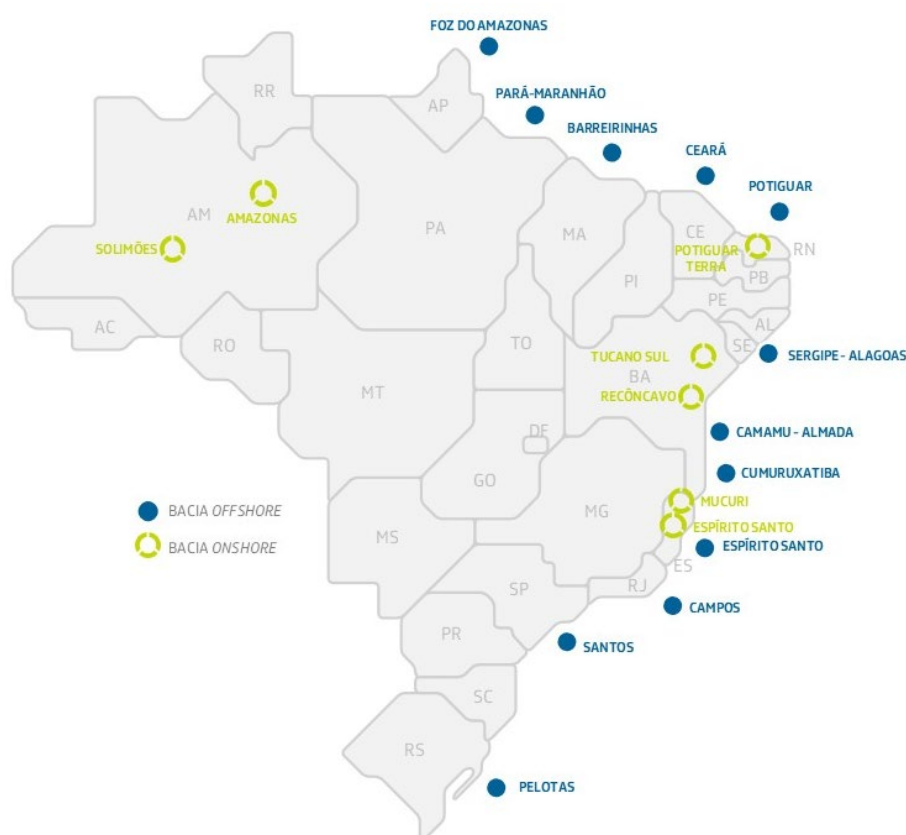
Nossos *Negócios*



Exploração e Produção

Visão Geral

Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são os principais componentes do nosso portfólio e incluem exploração *offshore* e *onshore*, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e gás natural. Nossas atividades se concentram em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que responderam a 98% de nossa produção total em 2025. Nossos campos mais produtivos estão localizados no pré-sal da Bacia de Santos, abaixo da camada de sal, e na Bacia de Campos, onde produzimos a partir de reservatórios nas camadas do pré-sal e do pós-sal. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e em terra, bem como fora do Brasil.



Considerando exclusivamente nossos direitos, podemos explorar e produzir óleo e gás no Brasil em uma área de **71.172 km²**

➡ **TERRA**
1% da área total

➡ **MAR**
99% da área total

71.172
Km²

➡ **85%**
áreas a serem desenvolvidas
(em fase de exploração e desenvolvimento)

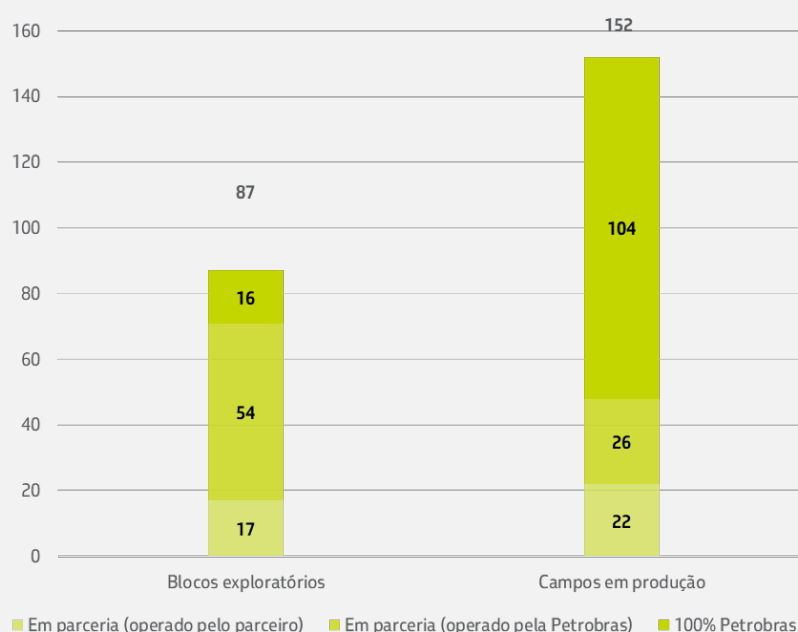
➡ **15%**
áreas desenvolvidas

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em 31 de dezembro de 2025, tínhamos 239 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 119 pertencentes a consórcios com outras empresas de petróleo e gás no Brasil e em outros países. Dos 239 blocos e campos, 209 estão sob Contratos de Concessão, 23 estão sob Contratos de Partilha de Produção e sete são regulados por Contratos de Cessão Onerosa.

BLOCOS E CAMPOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (Número de blocos e campos)



Assim como a maioria das grandes empresas de petróleo e gás, atuamos em parcerias utilizando consórcios de E&P na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil, principalmente em águas ultraprofundas.

Lideramos e operamos os consórcios da E&P que são responsáveis por alguns dos principais projetos em desenvolvimento, como Búzios 8, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Atapu 2 e Sépia 2.

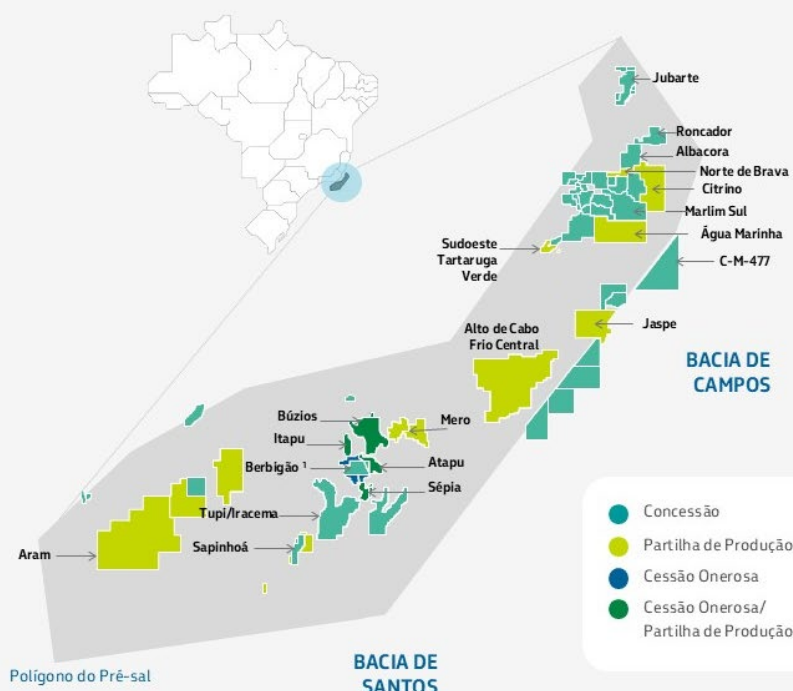
Esses consórcios de E&P também abrangem alguns dos maiores campos de produção do Brasil, como Búzios, Tupi/Iracema e Mero.

Para obter informações sobre acordos de unitização, consulte "Exploração e Produção - Exploração - Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos" neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Nossos principais blocos e campos no Polígono do Pré-sal em 31 de dezembro de 2025

O Polígono do Pré-sal ocupa uma área de 150.000 km², da qual temos direitos de exploração e produção de 16% (24.707 km² de área bruta). Nessa região, novas áreas exploratórias só podem ser concedidas sob o regime de partilha de produção.



¹ Em 2025, a ANP decidiu unificar os campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, Bacia de Santos. A Petrobras está avaliando, no âmbito do consórcio, a adoção das medidas apropriadas.

BACIA DE CAMPOS

Área total	Início das atividades de exploração	Plataformas de produção em campos operados (em 2025)	Principais campos	Produção de óleo em 2025
100.000 km²	1971	17	Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul, Tartaruga Verde e Raia	477 mbb/d Pré-sal: 143 mbb/d Pós-sal: 333 mbb/d

A **Bacia de Campos** é uma das principais e mais prolíficas bacias offshore de petróleo e gás do Brasil. Sua produção de petróleo começou na década de 1970 e, embora esteja em declínio, conseguimos mitigar a redução natural dos campos maduros da Bacia de Campos por meio da perfuração de poços de preenchimento e da instalação de novos sistemas de produção. Desde 2023, passamos a operar 3 novos FPSOs: 2 no campo de Marlim e 1 no campo Integrado Parque das Baleias. Planejamos iniciar a operação de 2 novos FPSOs nos próximos anos: um em Raia e outro em Albacora.

A maior parte de nossa produção na **Bacia de Campos** é proveniente de reservatórios do pós-sal. Os reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos, por outro lado, são uma fonte crescente de produção.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

BACIA DE SANTOS



A **Bacia de Santos** é a bacia mais produtiva do Brasil, contendo a parte sul e mais prolífica da região do pré-sal. Nossas atividades no pré-sal da Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente, temos 25 unidades de produção no pré-sal da **Bacia de Santos**. Com essas unidades, temos aumentado a produção de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos desde sua primeira produção de petróleo, em 2009.

Outras Bacias

No Brasil, possuímos campos de petróleo e gás e blocos exploratórios nas Bacias de Campos e Santos, bem como em outras 15 bacias sedimentares.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades de E&P na América do Sul, América do Norte e África. Nós nos concentramos em oportunidades para alavancar a experiência em águas profundas que desenvolvemos no Brasil.

AMÉRICA DO SUL

Realizamos atividades de exploração e produção na Argentina, Bolívia e Colômbia.

Na **Argentina**, por meio de nossa subsidiária Petrobras Operaciones S.A., temos uma participação de 33,6% no ativo de produção Rio Neuquén. Nossa produção de gás não convencional e condensado está concentrada na Bacia de Neuquén. Em 2025, nossa produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo NGL, foi de 9,18 mboed.

Na **Bolívia**, produzimos gás e condensado principalmente nos campos de San Antonio e San Alberto, com 35% de participação em cada um desses contratos de operação de serviço, que são operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2025, nossa produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo NGL, foi de 14,12 mboed. O retorno sobre esses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e detemos uma participação de 44,44% no bloco de exploração *offshore* GUA-OFF-0, que abrange a importante descoberta de gás Sirius. Essa operação é realizada por meio de nossa subsidiária, a Petrobras International Braspetro B.V. - Sucursal Colombia (PIB-COL). Nosso parceiro, a Ecopetrol S.A., detém uma participação restante de 55,56% nesse consórcio.

Espera-se que a produção de gás natural comece três anos após a obtenção das licenças ambientais necessárias e a confirmação da viabilidade comercial da descoberta. O plano de desenvolvimento inclui um sistema de produção "*subsea to shore*", utilizando quatro poços de produção.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em outubro de 2025, nós e a Ecopetrol anunciamos a formalização do Processo de Comercialização Conjunta para a venda antecipada da produção de gás do campo de Sirius. Da produção total esperada do campo, nós e a Ecopetrol concordamos em comercializar conjuntamente até 249 milhões de pés cúbicos por dia (MMcf/d) por um período de até seis anos, sob a modalidade de um Contrato Firme Sujeito a Condições (conforme estabelecido pelos regulamentos e padrões atuais). Esse acordo depende da aprovação do projeto.

Concluímos o Processo de Comercialização Conjunta, com a assinatura de contratos de venda de gás, em 12 de dezembro de 2025, seguido pela aprovação da Fase II do projeto, sujeita à Decisão Final de Investimento (FID).

Esses marcos ressaltam nosso compromisso de expandir sua presença internacional e reforçam sua dedicação à liderança em energia, sustentabilidade e criação de valor compartilhado para a empresa e para a Colômbia.

AMÉRICA DO NORTE

Nos Estados Unidos, nos concentramos em campos de águas profundas no Golfo do México, onde temos produção não consolidada proveniente da participação de 20% da Petrobras America Inc. em nossa joint venture com a Murphy Exploration & Production Company, a MPGOM LLC. Os principais campos de produção são Saint Malo, Dalmatian, Lucius e Chinook. Em 2025, nossa participação representou uma produção de 6,90 mboed, incluindo NGL.

ÁFRICA

Temos uma estratégia de longo prazo para repor as reservas de petróleo e gás por meio da exploração de novas fronteiras, no Brasil e em outros países. Nossas atividades na África têm como objetivo diversificar nosso portfólio exploratório e gerar valor.

Adquirimos uma participação de 10% no bloco DWOB, localizado na República da África do Sul. A transação foi concluída em outubro de 2025. O consórcio do bloco DWOB é formado pela TotalEnergies (operadora, 40%), QatarEnergy (30%), Sezigyn Pty (20%) e Petrobras (10%).

Em setembro de 2025, finalizamos a aquisição de uma participação de 27,5% no Bloco 4, localizado em São Tomé e Príncipe. O consórcio do Bloco 4 é composto pela Shell (operadora, 30%), Galp (27,5%), Petrobras (27,5%) e ANP-STP (15%). Desde fevereiro de 2024, temos desempenhado um papel significativo no país, com uma participação de 45% nos Blocos 10 e 13, bem como 25% no Bloco 11.

Em junho de 2025, anunciamos a apresentação de uma declaração de interesse para negociar exclusivamente a aquisição e a operação de nove blocos exploratórios *offshore* na costa da Costa do Marfim. O governo local nos concedeu exclusividade para negociar os direitos de exploração desses 9 blocos exploratórios localizados no setor *offshore* ocidental da bacia sedimentar da Costa do Marfim, que é reconhecida como uma área de exploração de fronteira. Não há prazo definido para a conclusão dessas discussões.

Em fevereiro de 2026, anunciamos a aquisição de uma participação de 42,5% no Bloco 2613, localizado na costa da República da Namíbia, na África.

A transação foi realizada em parceria com a TotalEnergies, que também adquiriu 42,5% e atuará como operadora do bloco. O consórcio para o Bloco 2613 também incluirá a Eight (5%) e a Namcor Exploration and Production (PTY) Ltd - uma empresa estatal detida pelo governo da Namíbia (10%). A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, incluindo aprovações governamentais e regulatórias aplicáveis, principalmente do Ministério da Indústria, Minas e Energia da Namíbia.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Principais Ativos

	2025	2024	2023
Exploração e Produção			
Poços de produção (petróleo e gás natural) ⁽¹⁾	1.105	1.804	1.067
Plataformas flutuantes	32	28	25
Plataformas operadas em produção ⁽²⁾⁽³⁾	52	57	56

(1) Inclui o número total de poços das nossas empresas investidas pelo método de equivalência patrimonial (46, 42 e 42 poços em 2025, 2024 e 2023, respectivamente).

(2) Inclui apenas sistemas de produção definitivos, unidades EWT e EPs.

(3) Não inclui poços desativados, não produtivos e plataformas em campos operados por parceiros.

Exploração

A cadeia de valor da indústria de petróleo e gás começa na fase exploratória, com a aquisição de blocos exploratórios, seja por meio de rodadas de licitação conduzidas pelos governos ou por compras de outras empresas.

Concentramos nossos esforços no Brasil, onde o Estado brasileiro é proprietário dos depósitos de petróleo, mas as empresas e os consórcios têm permissão para extrair e explorar esse petróleo mediante o pagamento de várias formas, como royalties. As formas de pagamento são diferentes, dependendo do modelo regulatório aplicado. As rodadas de licitação são o principal processo para a aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios.

Atualmente, existem três modelos regulatórios no Brasil: Contratos de concessão, Contratos de Cessão Onerosa e Contratos de Partilha de Produção. O modelo de Concessão regia integralmente a exploração e produção de petróleo e gás natural até 2010, quando o governo federal brasileiro promulgou leis que estabeleceram o regime de Cessão Onerosa e o regime de Partilha de produção no Polígono do Pré-sal.

Para obter informações sobre os modelos regulatórios aplicáveis às nossas atividades de exploração e produção, consulte "Jurídico e Tributário - Regulamentação" neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Rodadas de licitação

Participamos seletivamente das rodadas de licitação da ANP para otimizar nosso portfólio exploratório e manter a reposição de reservas. Priorizamos consórcios com grandes empresas petrolíferas para compartilhar riscos, combinar capacidades técnicas e capturar sinergias. Consulte a tabela acima e as seções abaixo para ver os impactos e detalhes relacionados.

Em 2025, adquirimos dois blocos na Bacia de Campos. O bloco Jaspe, em parceria com a Equinor, e o bloco Citrino. Apresentamos as ofertas no 3º Ciclo de Oferta Permanente da ANP, assegurando com sucesso 100% das ofertas apresentadas.

Em 2025, também adquirimos dez blocos na Bacia da Foz do Amazonas e três blocos na Bacia de Pelotas por meio do 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessões da ANP. Na Bacia da Foz do Amazonas, operamos cinco blocos (FZA-M-1040, FZA-M-1042, FZA-M-188, FZA-M-190, FZA-M-403) com 50% de participação em cada um deles. A ExxonMobil opera os cinco blocos restantes (FZA-M-477, FZA-M-547, FZA-M-549, FZA-M-619, FZA-M-621) e nós detemos 50% de participação em cada um deles. Na Bacia de Pelotas, adquirimos três blocos como operadores (P-M-1670, P-M-1672, P-M-1741) com uma participação de 70% em cada bloco, enquanto a Petrogal Brasil detém 30%.

Em dezembro de 2025, adquirimos os direitos e obrigações do governo federal brasileiro nas unidades de Mero e Atapu, no leilão de áreas não contratadas realizado pela PPSA. Os consórcios formados por nós, em parceria com a Shell (20%), adquiriram a participação do Governo Federal no contrato de Partilha de produção do reservatório compartilhado de Mero e do reservatório compartilhado de Atapu.

Com essa aquisição, em 2027, aumentaremos nossa participação no reservatório compartilhado de Mero de 38,60% para 41,40%, e no reservatório compartilhado de Atapu de 65,687% para 66,38%.

Atividades de exploração

Em 31 de dezembro de 2025, tínhamos 87 blocos exploratórios, incluindo 11 planos de avaliação, e um total de 5 poços de avaliação perfurados. Atuamos como operadora em 70 dos blocos exploratórios de parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2025:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2025⁽¹⁾

	Área exploratória líquida ⁽²⁾ (km²)			Blocos exploratórios (número)			Planos de avaliação (número)			Poços perfurados (número)		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Brasil	41.788	37.341	29.360	79	67	43	10	10	9	10	5	2
Outras áreas da América do Sul	3.425	3.425	3.425	3	3	3	1	1	1	4	3	0
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
África	12.305	7.802	0	5	3	0	0	0	0	1	0	0
TOTAL	57.517	48.567	32.785	87	73	46	11	11	10	15	8	2

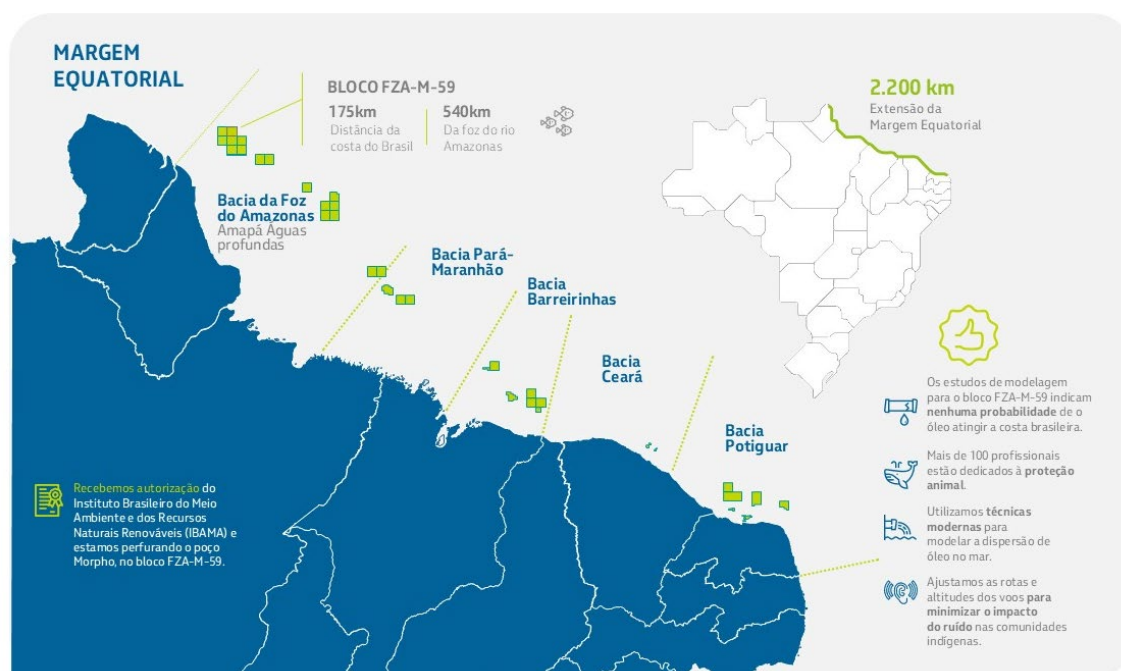
(1) Esses números incluem apenas contratos assinados até 31 de dezembro de 2025 (o que exclui os dois blocos mantidos no Terceiro Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de produção conduzido pela ANP no Brasil).

(2) Realizamos uma revisão interna da área exploratória e atualizamos os números para os anos de 2023 e 2024.

Em 2025, nossos esforços exploratórios se concentraram na avaliação de oportunidades em algumas bacias, com os seguintes destaques.

MARGEM EQUATORIAL

A Margem Equatorial no norte e nordeste do Brasil se estende por aproximadamente 2.200 km pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.



Em junho, adquirimos 10 blocos na Bacia da Foz do Amazonas. Para obter mais informações sobre a aquisição de blocos exploratórios, consulte "Exploração e Produção - Exploração - Rodadas de Licitação" neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em outubro de 2025, recebemos autorização do IBAMA para realizar a Avaliação Pré-Operacional (APO) e obtivemos a Licença de Operação para perfurar um poço exploratório no bloco FZA-M-59 em águas ultraprofundas do Amapá (aproximadamente 175 km da costa; profundidade de água superior a 2.800 metros). Também começamos a perfurar o poço Morpho (bloco FZA-M-59) na Bacia da Foz do Amazonas, em outubro de 2025.

BACIA DE CAMPOS

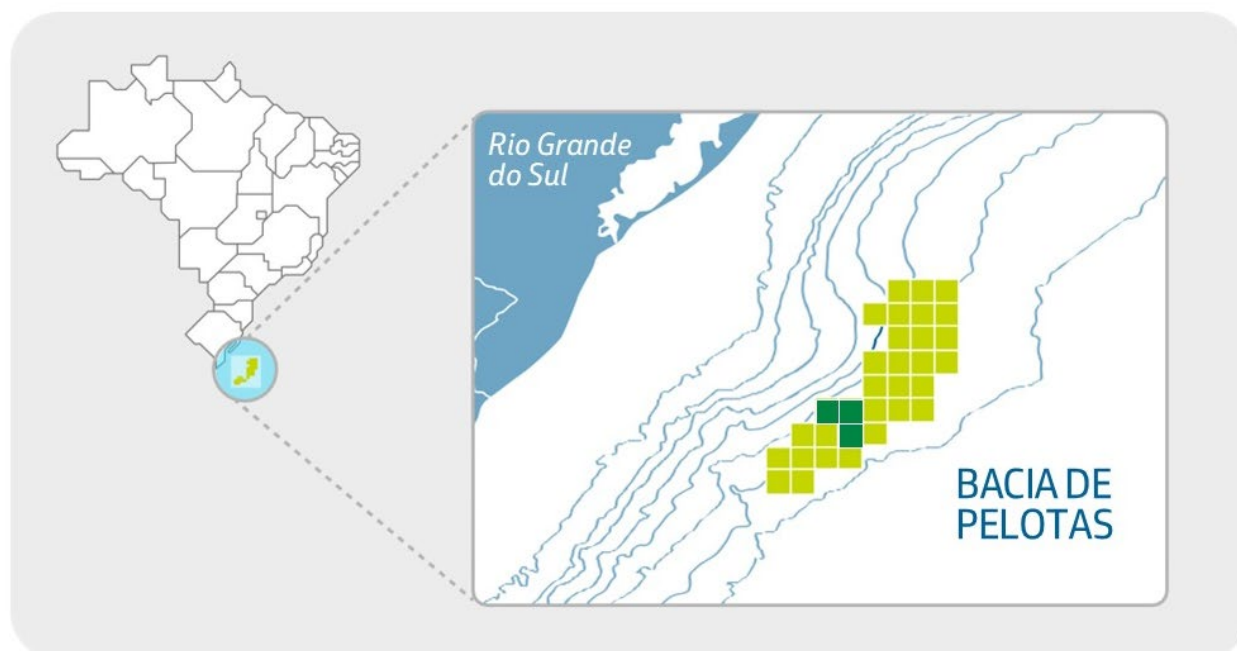
Em 2025, confirmamos a presença de petróleo no poço Mirante de Forno, no bloco Norte de Brava. Também perfuramos o poço Forno SW (no Campo de Albacora) e o poço Andorinha Majuí, no bloco Água Marinha. No plano de avaliação do bloco Alto de Cabo Frio Central, foram perfurados dois poços: ACFC-11 e ACFC-01. Confirmamos a presença de petróleo por meio de perfis elétricos, indicações de gás e amostragem de fluidos no poço Atolchelys perfurado no bloco Sudoeste de Tartaruga Verde. Começamos a perfurar o poço Ruba no contrato de concessão C-M-477 no quarto trimestre de 2025.

BACIA DE SANTOS

Perfuramos o poço Búzios W (9-BUZ-99D-RJS), na região oeste do campo de Búzios. Em 2025, confirmamos a presença de petróleo em uma nova acumulação de hidrocarbonetos, em zona abaixo do reservatório principal. A descoberta reafirma o potencial do campo de Búzios.

Também fizemos perfurações no bloco ARAM, com os poços Curaçao Extremo Leste, Curaçao Extremo Norte, Tortuga Leste e Curaçao Centro. Análises laboratoriais para caracterizar as condições dos reservatórios e fluidos encontrados nos permitirão avaliar o potencial do Bloco Aram.

BACIA DE PELOTAS



Em 2025, continuamos a campanha de aquisição sísmica na Bacia de Pelotas, iniciada em 2024. Também adquirimos três blocos na Bacia de Pelotas. Para obter mais informações sobre a aquisição de blocos exploratórios, consulte "Exploração e Produção - Exploração - Rodadas de Licitação" neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



OUTROS PAÍSES

Após a descoberta de 2022 no poço pioneiro Sirius-1 na **Colômbia**, outras atividades exploratórias foram realizadas. Atuando como operadora em parceria com a Ecopetrol, os esforços no bloco GUA-OFF-0 levaram à descoberta de gás natural *offshore* mais significativa da Colômbia, confirmada pelo teste de produção da haste de perfuração no poço Sirius-2. Em 2025, as atividades exploratórias no Sirius-2 foram concluídas, e os resultados positivos, anunciados anteriormente (dezembro de 2024), foram validados. Além disso, mais dois poços exploratórios foram perfurados no bloco, e a perfuração de outro poço está em andamento.

Na **Argentina**, perfuramos o poço Chañar 1, na Formação Vaca Muerta, na Bacia de Neuquén, e testamos Chañar 1 e Chañar 2.

No **continente africano**, participamos como parceiro não operadores do consórcio que está realizando atividades exploratórias em São Tomé e Príncipe. O consórcio perfurou um poço exploratório pioneiro, Falcão, e está analisando as amostras coletadas. Além disso, o consórcio planeja realizar outras atividades exploratórias nessa área em 2026.

Para obter informações sobre as despesas de exploração baixadas, consulte a Nota 26 (Exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Destaques do Programa Estratégico de E&P

+EXP

O atual programa estratégico da Exploração visa garantir a eficiência na recomposição de reservas e promover uma transição energética justa, assegurando a aplicação integrada de práticas geocientíficas inovadoras e de ponta.

O programa, estruturado em três camadas (+Geociências, +Conhecimento e +Inovação), busca maximizar o potencial das geociências por meio da integração de equipes em projetos estratégicos interdisciplinares de exploração e produção, a fim de antecipar e adaptar as atividades do E&P aos desafios do setor de energia, que incluem a transição para fontes de energia mais sustentáveis, a necessidade de reduzir as incertezas geológicas e a pressão por eficiência operacional.

O programa também promove a colaboração multifuncional e fortalece o papel do conhecimento geocientífico ao integrar as atividades das diferentes equipes que compõem o E&P.



Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos

A participação de membros do consórcio em quaisquer campos mencionados refere-se exclusivamente à participação de tais membros no contrato relacionado a tal campo. Em certas ocasiões, alguns desses campos estão sujeitos a Acordos de Individualização da Produção (AIPs), também conhecidos como acordos de unitização, resultando em reservatórios compartilhados entre diferentes campos. Nos AIPs, os custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

JUBARTE

O AIP das acumulações do Pré-Sal de Jubarte, localizado na Bacia de Campos, foi aprovado pela ANP em julho de 2025 e está em vigor desde agosto de 2025.

O reservatório conjunto do Pré-Sal Jubarte compreende:

- Contrato de concessão BC-60 (área da Jubarte) operado por nós e no qual detemos 100% de participação;
- Áreas não contratadas (áreas sudoeste e nordeste da Jubarte), que pertencem ao governo federal brasileiro, representadas pela PPSA;
- Contrato de concessão BC-10 (área de Argonauta) operado pela Shell 50%, em parceria com a ONGC 27% e a Enauta 23%.

O Reservatório do Pré-Sal Jubarte é composto por:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
BC-60 (Jubarte)	97,25
Áreas não contratadas	1,89
BC-10 (Argonauta)	0,86

A participação de cada parte no Reservatório do Pré-Sal de Jubarte é a seguinte:

Parceiro	Participação (%) de cada parte na Jazida Compartilhada ⁽²⁾
Petrobras (operador)	97,25
PPSA ⁽¹⁾	1,89
Shell	0,43
Brava	0,20
ONGC	0,23

(1) Parte da área não contratada

(2) Os números apresentados na tabela foram arredondados para duas casas decimais e, portanto, podem diferir dos valores contratuais. Diferenças na soma dos números são devidas ao arredondamento.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

TUPI

O AIP das acumulações de Tupi, localizadas na Bacia de Santos, está em vigor desde abril de 2019 e uma emenda foi aprovada pela ANP em novembro de 2025, concluindo o primeiro processo de redeterminação da participação do trato, que está em vigor desde dezembro de 2025.

O reservatório compartilhado de Tupi compreende:

- A concessão de Tupi (Contrato de Concessão/BM-S-11), operada por nós com uma participação de 65%, em parceria com a Shell com uma participação de 25% e a Galp com uma participação de 10%;
- Sul de Tupi (Cessão Onerosa), onde temos 100% de participação; e
- Área não contratada (Tupi Leste), que pertence ao governo federal brasileiro, representado pela Pré-Sal Petróleo (PPSA).

As participações de cada parte na Jazida Compartilhada de Tupi (AIP de Tupi) são os seguintes:

Contrato	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
BM-S-11 (Tupi)	90,6
Cessão Onerosa (Sul de Tupi)	8,57
Área não contratada	0,83

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Tupi (AIP de Tupi) é a seguinte:

Parceiro	Participação (%) de cada parte na Jazida Compartilhada ⁽²⁾
Petrobras (operador)	67,46
Shell	22,65
Galp	9,06
PPSA ⁽¹⁾	0,83

(1) Parte da área não contratada

(2) Os números apresentados na tabela foram arredondados para duas casas decimais e, portanto, podem diferir dos valores contratuais. Diferenças na soma dos números são devidas ao arredondamento.

O AIP de Tupi não abrange o chamado reservatório Iracema, que permanece com as mesmas participações do consórcio BM-S-11.

SAPINHOÁ

O AIP das acumulações de Sapinhoá, localizadas na Bacia de Santos, está em vigor desde março de 2018 e uma emenda foi aprovada pela ANP em julho de 2025, concluindo o primeiro processo de redeterminação da participação do trato, que está em vigor desde agosto de 2025.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

O reservatório conjunto de Sapinhoá compreende:

- Contrato do consórcio BM-S-09 (Campo de Sapinhoá), concessão operada por nós (45%), em parceria com a Shell (30%) e a Repsol Sinopec (25%);
- Contrato de Partilha de produção do Entorno de Sapinhoá (composto por Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Nordeste de Sapinhoá), concessão operada por nós (45%), em parceria com a Shell (30%) e a Repsol Sinopec (25%).

Contrato	Participação (%) de cada parte na Jazida Compartilhada ⁽¹⁾
BM-S-09 (Sapinhoá)	95,80
Contrato de Partilha de produção (Entorno de Sapinhoá)	4,20

(1) Os números apresentados na tabela foram arredondados para duas casas decimais e, portanto, podem diferir dos valores contratuais. Diferenças na soma dos números são devidas ao arredondamento.

A participação de cada parte na Jazida Compartilhada de Sapinhoá é a seguinte:

Parceiro ⁽¹⁾	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	45
Shell	30
Repsol Sinopec	25

(1) A PPSA é a administradora do Contrato de Partilha de produção do Entorno de Sapinhoá.

Além dos AIPs discutidos acima, que foram modificados durante 2025, a tabela abaixo resume os campos mais significativos sujeitos a AIPs dos quais somos parte e que não sofreram nenhuma alteração. Essa lista não é exaustiva, e outros campos não mencionados abaixo também podem estar sujeitos a AIPs.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

JAZIDAS COMPARTILHADAS RELEVANTES (AIPs)

AIP	Contratos	Parceiros ⁽³⁾
Mero ⁽²⁾	Mero, Sul de Mero, Norte de Mero	Petrobras* (38,60%), Shell (19,30%), TotalEnergies (19,30%), CNODC (9,65%), CNOOC (9,65%), PPSA ⁽²⁾ (3,50%)
Atapu ⁽²⁾	Oeste de Atapu, Atapu, Atapu ECO, Norte de Atapu	Petrobras* (65,69%), Shell (16,66%), TotalEnergies (15%), Petrogal (9,21%), PPSA ⁽²⁾ (0,95%)
Sépia ⁽¹⁾	Sépia Leste, Sépia ECO, Sépia	Petrobras* (55,30%), TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%), QP Brasil (12,69%), Petrogal (2,41%)
Búzios e Tambuatã ⁽¹⁾	Búzios, Búzios ECO (ToR Excedente), Tambuatã	Petrobras* (88,99%), CNOOC (7,34%), CNODC (3,67%)
Tartaruga Verde ⁽¹⁾	Tartaruga Verde, Tartaruga Verde Sudoeste	Petrobras* (58,91%), Petronas (41,10%)
Brava ⁽¹⁾	Marlim Voador Norte de Brava	Petrobras* (100%)
Albacora pré-sal (Forno) ⁽¹⁾	Albacora, Norte de Brava	Petrobras* (100%)

* Operador

(1) PPSA é o gerente de Contratos de Partilha de Produção

(2) A PPSA é a gestora dos Contratos de Partilha de Produção e representante do governo federal brasileiro para a área não contratada. Esperamos que os novos percentuais de WI estejam em vigor em 2027, devido ao leilão de áreas não contratadas realizado pela PPSA em 2025. Consulte "Exploração e Produção - Exploração - Rodadas de Licitação" neste relatório anual para obter mais informações.

(3) Os números apresentados na tabela foram arredondados para duas casas decimais e, portanto, podem diferir dos valores contratuais. Diferenças na soma dos números são devidas ao arredondamento.

Produção

Desenvolvimento da Produção

Depois de declarar a comercialidade, iniciamos o desenvolvimento da produção com foco no projeto e na contratação de sistemas de produção (plataformas/FPSOs), sistemas submarinos e perfuração e conclusão de poços para possibilitar a produção eficiente, segura e oportuna do primeiro óleo e da produção sustentada.

Consideramos a disciplina de capital um valor fundamental. Portanto, nosso foco atual é a otimização dos gastos com o projeto. Para as atividades submarinas e de poços, nosso objetivo é padronizar as soluções, com a intercambialidade de ativos e componentes em todos os projetos, o envolvimento antecipado dos fornecedores para a previsão de produtos e um cronograma definido para atualizações da plataforma de produtos, além da implementação de iniciativas como o uso de contratos integrados e o alinhamento de interesses. Além de reduzir o tempo de espera e o custo, espera-se que essa abordagem também resulte em riscos menores para o projeto e maior previsibilidade para a cadeia de suprimentos, bem como conformidade com os requisitos de conteúdo local.

Também reforçamos a confiabilidade submarina por meio de P&D direcionado para identificar mecanismos de falha e implantar novas tecnologias de inspeção, com ênfase em tubulações suscetíveis à corrosão induzida por CO₂. Expandimos o uso de tecnologias digitais, incluindo modelos Digital Twin para SCC-CO₂ e

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



fadiga, para dar suporte à extensão da vida útil dos dutos. Em 2025, as perdas de produção submarinas relacionadas ao SCC-CO₂ foram 34% menores do que o previsto após campanhas de inspeção e ações de engenharia. Também estamos ampliando a base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e tubos flexíveis projetados para atenuar os efeitos da corrosão, incluindo a contratação e a execução de três Ordens de Desenvolvimento Tecnológico (ETECs) destinadas a criar tubos flexíveis imunes ao SCC-CO₂.

Com relação aos novos projetos de plataforma atualmente nas fases conceitual, básica e de contratação, também estão sendo implementadas ações de otimização. O objetivo é reduzir a complexidade dos módulos de processamento e o peso das unidades, resultando em níveis de investimento mais baixos e mantendo os níveis de capacidade, eficiência, confiabilidade e segurança operacional. Por exemplo, nos projetos de FPSO da SEAP atualmente em licitação, implementamos várias otimizações que permitiram uma redução do peso do *topside* de 7.500t e uma redução de aproximadamente 15% no investimento. Também conseguimos uma redução de peso de 2.600t no projeto Albacora Revit, o que levou a uma redução de 7% no investimento previsto para a unidade. Em Búzios 12, a redução do peso do *topside* foi da ordem de 20% em comparação com as suposições originais.

Obtivemos resultados significativos em novos projetos durante 2025. No primeiro trimestre de 2025, o FPSO Almirante Tamandaré iniciou suas operações no Campo de Búzios, na Bacia de Santos, atingindo sua capacidade de produção de 225 mil barris por dia em agosto de 2025, três meses antes do previsto em relação ao plano de negócios 2025-2029. Posteriormente, tornou-se a plataforma de maior produção da Petrobras e do Brasil, atingindo aproximadamente 240 mil barris por dia em novembro e dezembro de 2025.

O projeto Búzios 7, que inclui não apenas a plataforma Almirante Tamandaré, mas também toda a infraestrutura submarina, como dutos e poços, recebeu, em outubro de 2025, o prêmio OTC Brazil Distinguished Achievement Award for Companies, concedido pela Offshore Technology Conference, um dos mais importantes eventos globais de tecnologia voltados ao setor de óleo e gás *offshore*.

No segundo trimestre de 2025, o FPSO Alexandre de Gusmão iniciou suas operações no Campo de Mero, com mais de dois meses de antecedência em relação ao cronograma do plano de negócios 2025-2029.

Em dezembro de 2025, a P-78, também no Campo de Búzios (do projeto Búzios 6), produziu seu primeiro óleo. A entrada em operação da P-78 permitiu um aumento de cerca de 18% na atual capacidade de produção instalada no campo de Búzios, atingindo aproximadamente 1,15 MM bpd.

Investimos em soluções tecnológicas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e fortalecer nossa posição competitiva à medida que o setor faz a transição para uma economia de baixo carbono.

SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA REDUZIR AS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO *

 POÇOS	 FPSO	 SISTEMAS SUBMARINOS
» Novas tecnologias para reduzir o Tempo de Construção de Poços e aumentar a produtividade » Logística inteligente nas operações de embarcações de estimulação » Maior eficiência no consumo de diesel – Novas tecnologias para reduzir o consumo de diesel; incentivos contratuais; otimização do sistema de geração de energia e tecnologias de aditivos » Sondas de perfuração: hibridização e geração/emissão de <i>digital twins</i>	» Eletrificação de <i>topside</i> (<i>All Electric</i>) – Sêpia 2 e Atapu 2 » Captação profunda de água do mar » Otimização do sistema de resfriamento da água do mar » Otimização do sistema de tratamento e compressão de gás » Sistema de inertização e recuperação de gases de tanques de petróleo (zero liberação de gases de rotina) » Captura e reinjeção de CO₂ do gás natural para Recuperação Avançada de Petróleo (CCUS-EOR) » Ciclo Combinado – Integrado Parque das Baleias (IPB)	» Aplicação da solução <i>diverless</i> » Ajustes nos modelos contratuais com aumento de produtividade » HISEP™ – Separação e reinjeção submarina do gás associado (contém CO₂)

* A adoção de tecnologias do FPSO é avaliada a cada projeto.

Nos últimos anos, temos trazido grandes sistemas de produção, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, acrescentando novos poços de produção e injeção. De acordo com nosso Plano de Negócios, espera-se que FPSOs adicionais sejam implantados para sustentar o crescimento e a resiliência.

Nosso portfólio de produção *offshore* inclui plataformas próprias e arrendadas e unidades de apoio, refletindo escala e flexibilidade nas operações.

Os principais FPSOs atingiram ou estão progredindo em direção à capacidade máxima de produção, com os recentes aumentos de produção apoiando a eficiência operacional; espera-se que outras unidades atinjam a capacidade de acordo com os cronogramas do projeto.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

SISTEMAS INSTALADOS NOS ÚLTIMOS CINCO ANOS

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2025	Santos	Búzios	Almirante Tamandaré	225.000	423,8	1.985	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Alexandre de Gusmão	180.000	423,8	1.890	Partilha de produção	Pré-sal	FPSO
2024	Santos	Mero	Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de produção	Pré-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Maria Quitéria	100.000	176,6	1.385	Concessão	Pré-sal	FPSO
2023	Santos	Mero	Sepetiba	180.000	423,8	2.000	Partilha de produção	Pré-sal	FPSO
	Campos	Marlim	Anita Garibaldi	80.000	247,2	670	Concessão	Pré-sal/Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim	Ana Nery	70.000	141,3	927	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Almirante Barroso	150.000	211,9	1.900	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2022	Santos	Itapu	P-71	150.000	211,9	2.010	Cessão Onerosa/Partilha de produção	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Guanabara	180.000	423,8	1.930	Partilha de produção	Pré-sal	FPSO
2021	Santos	Sépia	Carioca	180.000	211,9	2.200	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS NOS PRÓXIMOS ANOS

Início das atividades (ano previsto)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2026	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.770	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2027	Santos	Búzios 9	Petrobras 80	225.000	423,8	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 10	Petrobras 82	225.000	423,8	1.880	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 11	Petrobras 83	225.000	423,8	2.045	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2028	Campos	Raia	FPSO Raia	126.000	565,0	2.750	Concessão	Pré-sal	FPSO
2029	Santos	Atapu 2	Petrobras 84	225.000	353	2.300	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2030	Santos	Sépia 2	Petrobras 85	225.000	353	2.150	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	SEAP 2	Petrobras 87	120.000	424	2.550	Concessão	Pós-sal	FPSO
2031+	Campos	Albacora	Petrobras 88	120.000	211,9	670	Concessão	Pós-sal e pré-sal	FPSO
	Santos	SEAP 1	Petrobras 81	120.000	353	2.550	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Búzios 12	Petrobras 91	180.000	A definir	1.960	Cessão Onerosa/Partilha de produção/Concessão	Pré-sal	FPSO

Estão em estudo os projetos Revit Albacora, Mero Extensão, Revit Tupi, Sirius, Entorno do Forno, ICSPB, Marlim Sul e Marlim Leste e Barracuda e Caratinga.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Descomissionamento

Prolongamos a vida útil dos ativos onde for econômica e operacionalmente viável, priorizando melhorias no fator de recuperação e no valor do portfólio. Quando a extensão não é mais viável, temos uma abordagem estruturada de gerenciamento de projetos para otimizar o processo de descomissionamento, garantindo eficiência e conformidade, além de avaliar o potencial de reutilização.

As atividades de descomissionamento incluem o descarte da plataforma, a desmobilização do sistema submarino e o tamponamento e abandono (P&A) de poços.

Desde 2023, após os leilões para a venda das plataformas P-32 e P-33 (Bacia de Campos), incorporamos critérios ASG nas vendas relacionadas ao descomissionamento, incluindo licenças de operação de estaleiros que cobrem o desmantelamento, capacidade instalada para armazenamento temporário e manuseio de materiais, planejamento de contingência e emergência e requisitos de segurança ocupacional.

A plataforma P-32 está em processo de desmontagem no Estaleiro Rio Grande, com avanço de aproximadamente 50%, a plataforma P-33 está na área de atracação do Porto do Açu aguardando entrega para iniciar o processo de reciclagem e a P-26 está no Porto do Açu aguardando disposição final.

Monitoramos a execução da reciclagem para verificar a aderência aos critérios técnicos definidos.

Em 2025, vendemos e descartamos 40,0 mil toneladas de linhas flexíveis para reciclagem, a fim de melhorar a eficiência e a sustentabilidade do armazenamento. Também estabelecemos critérios de descarte para 33,6 mil toneladas de sucata ferrosa, priorizando as rotas de fornos elétricos para apoiar as reduções de emissões na produção de aço *downstream*.

Em 2025, executamos 39 abandonos de poços *offshore* (incluindo suspensões e abandonos permanentes). O aumento dessa atividade reflete o início da campanha em poços de plataforma e a manutenção do nível de atividade de abandono de poços submarinos.

Recursos Críticos na Exploração e Produção

Procuramos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos essenciais necessários para atingir nossas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, embarcações de suprimento e helicópteros são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenados de forma centralizada para garantir as especificações técnicas e o prazo de entrega adequado. Continuaremos a avaliar nossas demandas de perfuração e embarcações especiais e pretendemos ajustar o tamanho de nossa frota conforme necessário.

UNIDADES DE PERFURAÇÃO EM USO PELA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO ATÉ 31 DE DEZEMBRO DE 2025⁽¹⁾

	2025		2024		2023	
	Arrendadas	Próprias	Arrendadas	Próprias	Arrendadas	Próprias
Brasil	36	0	28	0	27	0
Onshore⁽²⁾	2	0	0	0	2	0
Offshore, por profundidade da água (WD)	34	0	28	0	25	0
Plataformas elevatórias	2	0	0	0	0	0
Plataformas flutuantes	32	0	28	0	25	0
500 a 999 metros de profundidade da água (WD)	1	0	1	0	1	0
1.000 a 1.999 metros de profundidade da água (WD)	0	0	0	0	0	0
2.000 a 3.200 metros de profundidade da água (WD)	31	0	27	0	24	0
Fora do Brasil	2	0	1	0	0	0
Onshore	0	0	0	0	0	0
Offshore	2	0	1	0	0	0
MUNDIALMENTE	38	0	29	0	27	0

(1) Em campos operados.

(2) Não considera as unidades de intervenção terrestres, não utilizadas para perfuração.

Para apoiar o desenvolvimento submarino e as interligações (*tie-backs*), empregamos embarcações especializadas (incluindo navios de suporte ao lançamento de dutos - PLSVs). Em 31 de dezembro de 2025, 16 PLSVs estavam em uso, dando suporte à conexão de poços a sistemas de produção no pré-sal. Ajustamos o tamanho da frota às necessidades operacionais para manter a eficiência da produção.

A logística é essencial para a Exploração & Produção: materiais e produtos químicos são transportados por via marítima e o pessoal por via aérea para sustentar operações *offshore* contínuas.

Em 2025, entregamos 3,17 milhões de toneladas de materiais e transportamos 1,14 milhão de passageiros para plataformas ao longo da costa brasileira. Em 31 de dezembro de 2025, nossa capacidade logística era composta por 86 embarcações de suprimento de plataforma (PSVs), 87 helicópteros e uma aeronave, suficientes para atender às necessidades operacionais.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Campo de Mero

Mero é um campo localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, na camada Pré-Sal, com qualidade de óleo média e baixo teor de enxofre. O projeto enfrenta desafios notáveis, considerando a alta proporção de gás/óleo ($415 \text{ std m}^3/\text{std m}^3$) e o conteúdo de CO_2 no gás associado (44%). A Jazida Compartilhada de Mero inclui as concessões de Mero, Mero Sul e Mero Norte, e nossa participação na Jazida Compartilhada no final de 2025 era de 38,6%. Em dezembro de 2025, adquirimos os direitos e obrigações do Governo Federal em Mero no leilão de áreas não contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A.- PPSA, conforme detalhado em "Rodadas de Licitação". Para mais informações sobre acordos de unitização, consulte "Exploração & Produção - Exploração – Jazidas compartilhadas: depósitos entre diferentes campos" neste relatório anual.

Nossa produção de petróleo no campo de Mero chegou a 550,8 mbpd em 2025, e nossa produção própria foi de 176,2 mbpd.

O primeiro óleo do Mero entrou em operação em 2017, usando o FPSO Pioneiro de Libra, que tem uma capacidade de produção de 50 kbpd de óleo e processa 4 milhões de m^3/d de gás.

Além do FPSO Pioneiro de Libra, a configuração final de produção do campo de Mero inclui os FPSOs Guanabara, Sepetiba, Marechal Duque de Caxias e Alexandre de Gusmão, todos já em operação. A última unidade instalada foi o FPSO Alexandre de Gusmão, em 2025.

Para aumentar a produção, em 2024 aumentamos a capacidade do FPSO Guanabara de 180 kbpd para 185 kbpd. Em 2025, aumentamos as capacidades do FPSO Sepetiba e do FPSO Marechal Duque de Caxias de 180 kbpd para 185 kbpd e 200 kbpd, respectivamente.

Em 2025, as cinco unidades operacionais produziram 13 bilhões de m^3 de gás associado, dos quais 91% foram reinjetados no reservatório, juntamente com 5,4 bilhões de m^3 de CO_2 .

NOVAS TECNOLOGIAS

Aplicamos novas tecnologias no campo de Mero, principalmente HISEP™ e PRM.

O HISEP™ é uma tecnologia inovadora de separação submarina projetada para separar o gás com alto teor de CO_2 do fluido do reservatório produzido, no leito marinho. Essa tecnologia operará sob alta pressão e usará bombas centrífugas para reinjetar o fluxo de gás separado diretamente de volta ao reservatório. Ao remover o gás com alto teor de CO_2 , o HISEP™ aumentará a eficiência do processo de separação e reduzirá as emissões por boe, tornando-o um sistema promissor de captura de carbono.

O objetivo do HISEP™ é eliminar gargalos na planta de processamento de gás no *topside* e estender o platô de produção de petróleo reduzindo a relação gás-óleo (GOR) do petróleo que chega à unidade FPSO. Além disso, a tecnologia oferece uma solução para os desafios apresentados pelo alto GOR, alto teor de CO_2 e alta produtividade em reservatórios *offshore* de águas ultraprofundas, especialmente no pré-sal brasileiro. Conectaremos o piloto HISEP™ ao FPSO Marechal Duque de Caxias em 2028.

O monitoramento permanente do reservatório (PRM) fornecerá uma visão mais profunda da distribuição de fluidos no reservatório por meio da aquisição de dados. Ele também aumentará a eficiência da produção de petróleo no campo de Mero. Ele incorpora tecnologias de monitoramento sísmico 4D de última geração, usando dados sísmicos adquiridos em datas diferentes para rastrear o comportamento do reservatório ao longo do tempo. O sistema inclui uma rede de fibras ópticas conectada ao FPSO Sepetiba e ao FPSO Marechal Duque de Caxias e aos nossos escritórios, e permitirá o acesso remoto e instantâneo aos dados do reservatório. A primeira aquisição sísmica com o PRM está programada para 2026.



Produção

Em 2025, nossa produção total de petróleo e gás, incluindo NGL, foi de 2,99 mboed, um aumento de 10,8% em comparação com o ano anterior. Tivemos um aumento em nossa produção própria nos campos da Bacia de Santos, especialmente Búzios, Mero e Tupi, e na Bacia de Campos, particularmente no campo de Jubarte. O aumento da produção foi apoiado pela entrada em operação de novos FPSOs na Bacia de Santos, novos poços de projetos complementares, maior eficiência operacional e maior disponibilidade do Complexo Energético Boaventura.

No campo de Búzios, a produção aumentou ao longo de 2025, principalmente devido ao *ramp-up* da produção no FPSO Almirante Tamandaré e ao aumento da capacidade dessa unidade e do FPSO Almirante Barroso.

O FPSO Almirante Tamandaré tem uma capacidade nominal de 225 kbpd de petróleo e foi autorizado em setembro de 2025 a operar com uma capacidade de 270 kbpd. Em 9 de outubro de 2025, atingiu uma produção diária de petróleo de 250 kbpd e, em 25 de outubro de 2025, registrou um fluxo instantâneo de 270 kbpd. Essa iniciativa faz parte de uma série de ações que implementamos para aumentar a produção por meio de ganhos de eficiência. Todas essas ações seguem protocolos de segurança rigorosos e são precedidas de análises completas de engenharia e das devidas aprovações dos órgãos reguladores.

Em 2025, o FPSO Alexandre de Gusmão começou a operar no campo de Mero, enquanto o FPSO Duque de Caxias aumentou a produção, terminando o ano com cinco poços de produção on-line. Também conectamos novos poços ao FPSO Sepetiba e ao FPSO Guanabara.

Para aumentar a produção, em 2025 aumentamos a capacidade do FPSO Marechal Duque de Caxias de 180 kbpd para 200 kbpd.

Na Bacia de Santos, também houve aumento da produção na Jazida Compartilhada de Tupi e na Área de Iracema, com a conexão de sete novos poços e melhoria da eficiência.

Na Bacia de Campos, houve um aumento de 20% na produção de petróleo, principalmente devido ao *ramp-up* dos FPSOs Maria Quitéria (campo de Jubarte), Anna Nery e Anita Garibaldi (campo de Marlim), além do menor volume de perdas por manutenção. No total, foram 34 novos poços: 22 poços de produção e 12 poços de injeção.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	2025	2024	2023	2025 vs. 2024
Petróleo bruto e gás natural - Brasil (mboed)	2.960	2.664	2.748	+11%
Em terra e em águas rasas (mbbl/d) ⁽¹⁾	35	34	43	+3%
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal (mbbl/d)	340	305	382	+11%
Pré-sal (mbbl/d)	2.020	1.813	1.806	+11%
Petróleo bruto -Brasil (mbbl/d)⁽²⁾	2.396	2.152	2.231	+11%
Gás natural - Brasil (mboed)	564	512	516	+10%
Petróleo bruto e gás natural - Exterior⁽³⁾ (mboed)	30	34	35	-12%
Produção comercial - Brasil (mboed)	2.623	2.352	2.444	+11%
TOTAL	2.990	2.698	2.782	+11%

(1) Produção em águas rasas: 3 mboed em 2025, 1 mboed em 2024 e 7 mboed em 2023.

(2) Incluindo LGN.

(3) Inclui a produção proporcional de nossos investimentos pelo método da equivalência patrimonial, com base na porcentagem de nosso interesse nessas entidades.

O aumento na produção de petróleo do pré-sal corresponde principalmente ao crescimento da produção nos campos de Búzios, Tupi e Mero, na Bacia de Santos, e a novos poços na Bacia de Campos. A camada pré-sal contém grandes acumulações de petróleo leve, de excelente qualidade e alto valor comercial.

O aumento da produção no pós-sal corresponde ao crescimento nos campos de Jubarte e Marlim, na Bacia de Campos.

A produção de petróleo em águas rasas e em terra aumentou 3,5% para 35,5 mbbl/d, impulsionada por novos poços na Bahia, melhorias de eficiência no Grupo de Compressores de Urucu e redução de perdas em poços na Bahia.

A produção de gás natural no Brasil, que inclui volumes usados para reinjeção, queima e consumo, além do volume disponível para venda, foi de 564 kboed, 10% maior do que em 2024, principalmente devido ao aumento da produção de gás das unidades do pré-sal.

A produção comercial total considera petróleo, LGN e gás natural disponíveis para venda. A produção chegou a 2.623 kboed, maior do que em 2024, devido ao aumento da produção de petróleo, LGN e gás comercial, com o incremento operacional do Complexo Energético Boaventura.

Dos 2.990 mboed produzidos, 2.960 mboed foram produzidos no Brasil e 30,4 mboed no exterior. A produção no exterior foi menor em 3,4 mboed em comparação com 2024, refletindo o declínio natural dos campos.

ALCANCE DA META DE PRODUÇÃO DE 2025

Superamos nossas metas de produção de petróleo, ultrapassando o limite superior das metas (+4%) estabelecidas no Plano de Negócios 2025-2029. Superamos as metas de produção de petróleo e LGN; produção de petróleo, LGN e gás comercial; e produção de petróleo, LGN e gás total.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



METAS DE PRODUÇÃO PARA 2025 (mmboed)

Produção	Realizado	Meta
Petróleo e LGN	2,4	2,3
Petróleo, LGN e gás comercial	2,6	2,5
Produção total de Petróleo e Gás	3,0	2,8

Estabelecemos novos recordes anuais de produção total própria e operada no pré-sal, com 2,4 milhões de boed e 3,8 milhões de boed, respectivamente. O volume de produção do pré-sal representa 82% de nossa produção total.

Esse resultado demonstra nosso compromisso com o cumprimento de nossas metas, que foram alcançadas com o esforço integrado de toda a empresa.

CUSTO DE EXTRAÇÃO

Em 2025, nosso Custo de Extração (Brasil), sem a participação do governo ou arrendamentos, foi de US\$ 6,4 por boe, o que representa um aumento de 5% em relação ao custo de 2024, de US\$ 6,1 por boe. Incluindo os arrendamentos, nosso custo de extração em 2025 foi de US\$ 9,1 por boe, o que representa um aumento de 6% em relação ao custo de 2024, de US\$ 8,6 por boe.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

Bacia	Reservatório Compartilhado	Principal fonte	Unidades de produção				Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada	Grau API ⁽¹⁾	Teor de enxofre ⁽²⁾	Produção de petróleo 2025 (mmbbl/d) ⁽³⁾
			Próprias	Capacidade (mmbbl/d)	Arrendadas	Capacidade (mmbbl/d)				
Santos	Búzios	Pré-sal	5	4 unidades com 150 1 unidade com 180	2	1 unidade com 150 1 unidade com 225	Petrobras (89%) CNOOC (7,3%) CNODC (3,7%)	Médio	Doce	668
Santos	Tupi/Iracema	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (67,22%) Shell (23,02%) Petrogal (9,21%) PPSA (0,55%)	Médio	Doce	560
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 1 unidade com 150	Petrobras (38,60%) Shell (19,30%) TotalEnergies (19,3%) CNODC (9,65%) CNOOC (9,65%) PPSA (3,5%)	Médio	Doce	176
Campos	Jubarte	Pré-sal/Pós-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	Médio (80%), Pesado (20%)	Doce (80%), azedo (20%)	153
Santos	Itapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (100%)	Médio	Doce	145
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,69%) Shell (16,66%) TotalEnergies (15%) Petrogal (1,7%) PPSA (0,95%)	Médio	Doce	85
Santos	Sépia	Pré-sal	—	—	1	1 unidade com 180	Petrobras (55,3%) TotalEnergies (16,91%) Petronas (12,69%) QP Brasil (12,69%) Petrogal (2,41%)	Médio	Doce	77
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%) Equinor (25%)	Médio (36%), Pesado (64%)	Azedo	63
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	Médio (71%), Pesado (29%)	Doce (39%), azedo (61%)	63
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	Médio	Doce	52
Outros campos pré e pós-sal										331
Onshore										35
Águas rasas										1
TOTAL										2.404

⁽¹⁾ Estamos informando o petróleo produzido como uma classificação de Grau API e Teor de Enxofre, pois isso apresenta uma indicação mais clara do valor de mercado de cada petróleo produzido. Óleo pesado: $10 \leq \text{API} < 22$; petróleo médio: $22 \leq \text{API} < 31$; petróleo leve: $\text{API} \geq 31$.

⁽²⁾ Doce: petróleo com menos de 0,5% de enxofre (% m/m). Azedo: petróleo com ou mais de 0,5% de enxofre (% m/m).

⁽³⁾ Inclui apenas a produção da Petrobras.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PRODUÇÃO 2025



Produção média
de óleo e gás no
pré-sal



2.445

milhões boed



Produção
média de óleo
no pré-sal



2.020

milhões bbl/d



Índice de
utilização de
gás associado



97,7

%



Produção anual
de óleo e gás
natural



2.990

milhões boed

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Campo de Búzios

O Campo de Búzios, o maior campo de petróleo em águas ultraprofundas do mundo, está localizado na Bacia de Santos, na camada pré-sal, produzindo petróleo de qualidade média com baixo teor de enxofre. É um ativo altamente competitivo com custos de extração reduzidos e emissões minimizadas. A Jazida Compartilhada de Búzios inclui as concessões de Búzios, Búzios ECO e Tambuatá, com a Petrobras detendo uma participação de 89% na jazida, que deverá mudar em 2027. Para obter mais informações sobre Búzios e Tambuatá, consulte "Exploração & Produção - Exploração - Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos" neste relatório anual.

Em 2025, a produção de petróleo operada pela Petrobras no Reservatório Compartilhado de Búzios atingiu 758 kbpd, 115 kbpd acima do volume de 2024. Nossa produção de petróleo foi de 668 kbpd em comparação com 567 kbpd em 2024. A produção de gás natural operada pela Petrobras foi de 33,0 milhões de m³/d. Nossa produção de gás no campo foi de 29,1 milhões de m³/d, em comparação com 23,9 milhões de m³/d em 2024.

O ano de 2025 marcou conquistas importantes, incluindo um recorde diário de exportação de gás de 10,6 milhões de m³/dia em 20 de agosto de 2025 e um recorde diário de produção operada de 1.007 kbpd em 29 de outubro de 2025. Nos mesmos meses, foram alcançados recordes mensais de exportação e produção operada, com 8,2 milhões de m³/dia em agosto de 2025 e 890 kbpd em outubro de 2025, respectivamente. Vale ressaltar que, em 31 de dezembro de 2025, a produção acumulada totalizava 1.400 milhões de barris de petróleo (MMbbl).

O plano de desenvolvimento do campo prevê a instalação de 12 FPSOs. Em 2024, as unidades P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso já estavam em operação. Em fevereiro de 2025, entrou em operação o FPSO Almirante Tamandaré, a primeira plataforma de alta capacidade instalada em Búzios, com projeto para 225 kbpd e processamento de 12 milhões de m³/dia de gás. Em 31 de dezembro de 2025, o FPSO P-78 iniciou a produção, com capacidade de 180 kbpd e compressão de 7,2 milhões de m³/dia, enquanto o FPSO P-79, com capacidade semelhante, está planejado para 2026. Três novas unidades, P-80, P-82 e P-83, estão sendo construídas para instalação em 2027, e o projeto Búzios 12, cuja unidade iniciará sua produção após 2031, fortalecerá a posição estratégica do campo.

A Petrobras priorizou unidades de alta capacidade, eficientes e de baixo custo, com foco na otimização operacional e na redução de custos. Em 2024, a capacidade nominal de produção de petróleo do FPSO Almirante Barroso aumentou de 150 kbpd para até 173,4 kbpd. O FPSO atingiu um pico de produção de 168 kbpd em 5 de dezembro de 2025. O FPSO Almirante Tamandaré atingiu sua capacidade nominal de 225 kbpd em agosto de 2025, com apenas cinco poços e seis meses após o início da produção. A capacidade da plataforma foi posteriormente ampliada para até 270 kbpd, atingindo 257 kbpd em 10 de outubro de 2025, consolidando-a como a maior instalação de produção de petróleo da Petrobras e do Brasil. Todos os aumentos de capacidade seguem padrões rigorosos de segurança e meio ambiente e só são implementados após autorização regulatória. Vale ressaltar que o FPSO Almirante Tamandaré e as futuras novas plataformas contam com tecnologias avançadas de redução de emissões, alinhadas às metas de sustentabilidade da empresa.

Para obter mais informações sobre nossa produção de petróleo bruto e gás natural por área geográfica em 2025, 2024 e 2023, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Outros campos na bacia de Santos e Campos

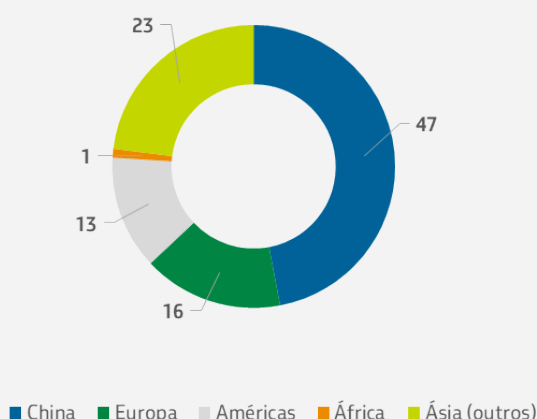
Tupi está localizada em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, na camada Pré-Sal, com óleo médio e baixo teor de enxofre. A Jazida Compartilhada de Tupi e a Área de Iracema incluem as concessões de Tupi, Tupi Sul e Tupi Leste, e nossa participação na jazida compartilhada ao final de 2025 é de 67,457% (nossa participação mudou em 2025, conforme detalhado na seção "Jazidas Compartilhadas"). Considerando a Jazida Compartilhada de Tupi e a área de Iracema, a produção média operada em 2025 foi de 838,2 kbpd. Os FPSOs planejados Cid. Angra dos Reis, Cid. Paraty, Cid. Maricá, Cid. Saquarema, P-66, P-67, P-69, FPSO Cidade Mangaratiba e FPSO Cid Itaguaí já estão instalados, e nosso foco é continuar produzindo de forma sustentável e gerando valor para a sociedade.

Jubarte é um campo na Bacia de Campos, na costa do Espírito Santo, com reservatórios nas camadas pré-sal e pós-sal. Lá, operamos o FPSO Maria Quitéria, a P-58, a P-57 e o FPSO Cidade de Anchieta. Marlim é um campo com reservatórios de pós-sal na Bacia, na costa do estado do Rio de Janeiro. Operamos os FPSOs Anna Nery e Anita Garibaldi, que substituíram [9] plataformas em operação no campo, com custos mais baixos e menos emissões por boe produzido. Em 16 de março, notificamos a Petronas Petróleo Brasil sobre nossa decisão de exercer nosso direito de adquirir 50% de participação nos campos de Tartaruga Verde e Espadarte - Módulo III. Para obter mais informações sobre essa aquisição, consulte "Fusões e aquisições" neste relatório anual.

Clientes e Concorrentes

Uma de nossas operações mais representativas em termos de volume e lucratividade é o petróleo bruto, que é vendido tanto no mercado spot quanto por meio de contratos de longo prazo. Em 2025, o volume total de petróleo bruto vendido foi de aproximadamente 935 mil barris por dia (mbbl/d), considerando os mercados externo e doméstico juntos. Nosso portfólio inclui cerca de 70 clientes, inclusive refinarias que processam ou processaram regularmente óleos brasileiros, distribuídos na Ásia, Europa, Américas e África.

CLIENTES DE PETRÓLEO (% vol)



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em 2025, continuamos a ser um dos mais importantes exportadores de óleo combustível com baixo teor de enxofre do mundo, mesmo com o aumento da participação da categoria de alto teor de enxofre em nosso portfólio. Nosso óleo combustível está disponível nos principais centros de mercado, como Cingapura, Golfo Árabe, Mediterrâneo, noroeste da Europa, costa oeste da África, Panamá, Caribe e China. Nossas contrapartes incluem grandes empresas, empresas comerciais e empresas de barcas. Vendemos óleo combustível para mais de 20 empresas diferentes este ano.

Alinhado à nossa estratégia de desenvolver novos produtos para um mercado de baixo carbono, também começamos a vender bunker (que é considerado um tipo de óleo combustível misturado para atender às especificações do mercado para ser usado como combustível marítimo) com conteúdo renovável no mercado asiático em 2025. Esse bunker com mistura biológica é formulado com VLSFO (*Very Low Sulfur Fuel Oil*) e material renovável derivado de óleo de cozinha usado processado (UCO).

No setor de exploração e produção, enfrentamos concorrência para obter acesso a novos ativos exploratórios. No Brasil, as rodadas de licitação conduzidas pela ANP são leilões por meio dos quais o governo federal brasileiro concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural. Para obter mais informações sobre a aquisição de blocos exploratórios, consulte "Exploração e Produção - Exploração - Rodadas de Licitação" neste relatório anual.

Em 2024, a ANP não ofereceu rodadas de licitação.

Em 2025, a ANP ofereceu as rodadas de licitação do 5º ciclo de Área Aberta - Concessão, no qual adquirimos 13 blocos, com nossos parceiros. Outras operadoras adquiriram 21 blocos. Além disso, em 2025, a ANP ofereceu as rodadas de licitação no 3º Ciclo do Partilha de produção em Área Aberta. Adquirimos, com nossos parceiros, dois blocos, e outras operadoras adquiriram três blocos.

Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) oferecido em 2025 em rodadas de licitação para áreas não contratadas. Adquirimos, junto com nossos parceiros, dois blocos. Nenhuma outra operadora apresentou propostas para a aquisição de blocos.



Reservas



Preparação de estimativas de reservas

Aplicamos a regulamentação da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reservas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual. De acordo com esse regulamento, estimamos as reservas considerando os preços médios calculados como a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês dentro do período de 12 meses anterior ao final do período de relatório.

Estimamos as reservas com base na previsão de produção do campo, o que depende de uma série de informações técnicas, como levantamentos sísmicos, registros e testes de poços, amostras de rochas e fluidos, além de dados geocientíficos, de engenharia e econômicos. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende principalmente da quantidade de dados confiáveis de geociência e engenharia disponíveis no momento da estimativa e da interpretação desses dados. Nossas estimativas são, portanto, feitas usando os dados e a tecnologia mais confiáveis disponíveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas do setor de petróleo e gás e com as regras e regulamentações da SEC.

Assim, o processo de estimativa de reserva começa com uma avaliação inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os gerentes de reservas são responsáveis por supervisionar a avaliação das reservas dos ativos em cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativas fornece orientação para estimativas de reservas em conformidade com as exigências da SEC para as equipes de ativos. Os gerentes gerais são responsáveis pelas reservas dos ativos de nossas unidades de negócios no Brasil e os diretores executivos de empresas fora do Brasil onde temos participação são responsáveis pelas estimativas de reservas regionais em conformidade com as exigências da SEC. A equipe de reservas corporativas é responsável pela consolidação de nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados e outras informações relacionadas a reservas provadas de petróleo e gás. Nossas estimativas de reservas são aprovadas pelos diretores executivos da empresa e, posteriormente, informadas ao Conselho de Administração.

O principal responsável técnico pela supervisão da preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativas, que tem 23 anos de experiência no setor de petróleo e gás e é formado em engenharia civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora, com especialização em Engenharia de Petróleo pela Universidade Petrobras e MBA em Gestão de Petróleo e Gás pela Fundação Getúlio Vargas.

A D&M realizou uma avaliação de reservas de 93,6% de nossas reservas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2025 no Brasil. A quantidade de reservas revisadas pela D&M corresponde a 93,2% do total de nossas Reservas Provadas em toda a empresa em uma base de barril equivalente. Para informações sobre a qualificação da pessoa técnica da D&M, responsável principal pela supervisão de nossa avaliação de reservas, consulte o Anexo 99.1 deste relatório anual.

Para uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e nossas estimativas de reservas, consulte "Riscos" neste relatório anual.

Devido à regulamentação brasileira, também estimamos nossas reservas de petróleo e gás de acordo com as definições da ANP e da SPE. As diferenças entre as reservas estimadas de acordo com as definições da ANP/SPE e aquelas estimadas de acordo com a regulamentação da SEC devem-se principalmente a diferentes premissas econômicas e à possibilidade de considerar como reservas os volumes que se espera produzir além da data de expiração do contrato de concessão em campos no Brasil, de acordo com a regulamentação de reservas da ANP.

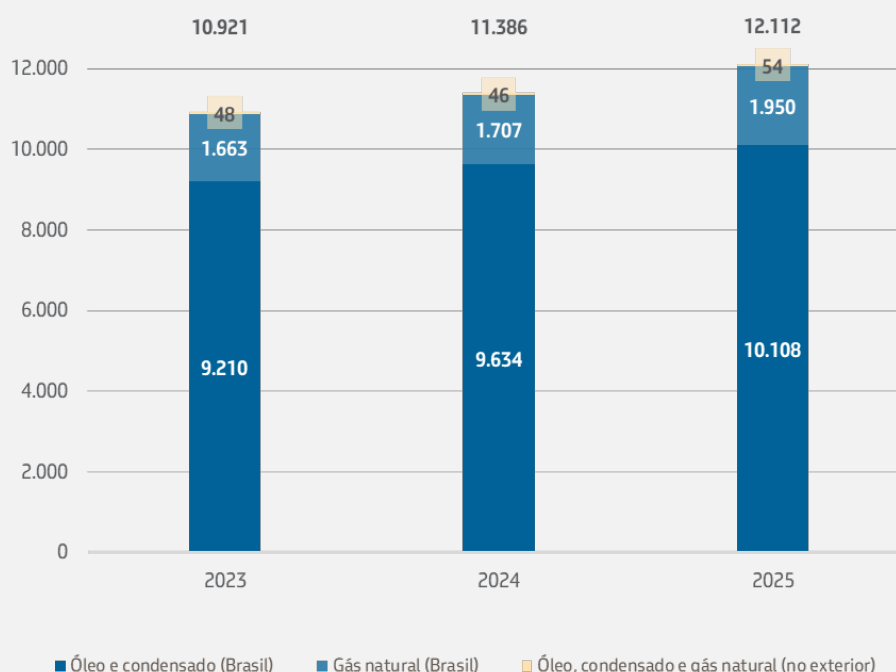


Descobrimos novas áreas por meio de atividades exploratórias. Essas áreas constituem nossos campos após a declaração de comercialidade. Em seguida, preparamos um plano de desenvolvimento para cada campo. À medida que os projetos atingem a maturidade adequada, as reservas provadas podem ser reportadas.

As reservas provadas de nossos campos podem ser posteriormente aumentadas com perfuração adicional, otimizações operacionais e métodos de recuperação aprimorados, como injeção de água, entre outras atividades.

Nossas reservas provadas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2025 foram estimadas em 12.112 milhões de boe. Essa estimativa inclui reservas relacionadas à nossa participação em investimentos pelo método de equivalência patrimonial, que representa 0,1% de nossas reservas.

RESERVAS PROVADAS ⁽¹⁾ (milhões de boe)

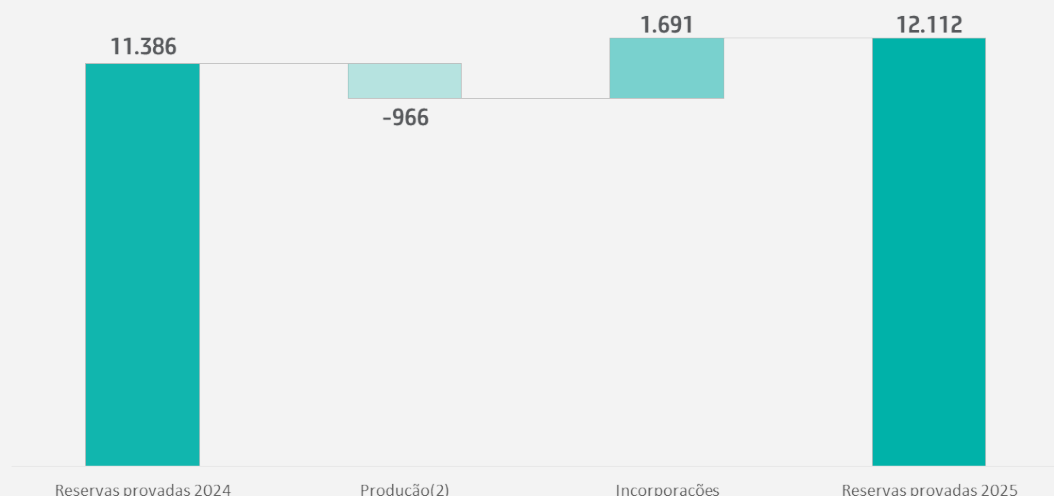


(1) Diferenças aparentes na soma dos números são devidas ao arredondamento.

As quantidades das reservas de petróleo e gás mudam anualmente. As quantidades incluídas em nossas reservas do ano anterior que são produzidas durante o ano não são mais reservas no final do ano. Outros fatores, como o desempenho dos reservatórios, revisões nos preços do petróleo, descobertas, extensões, compras e vendas de ativos ocorridas durante o ano, também influenciam as quantidades de reservas no final do ano.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

RESERVAS PROVADAS ⁽¹⁾ (milhões de boe)



(1) As diferenças aparentes na soma dos números devem-se a arredondamentos.

(2) O volume de produção de 966 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas Reservas Provadas. Portanto, exclui o LGN, pois estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência localizado antes das usinas de processamento de gás, exceto nos Estados Unidos da América e na Argentina. A produção não inclui volumes de gás injetado, produção de EWTs em blocos exploratórios e produção na Bolívia, uma vez que as reservas bolivianas não estão incluídas em nossas reservas devido a restrições determinadas pela Constituição boliviana.

Em 2025, incorporamos 1.691 milhões de boe de reservas provadas, incluindo:

- adição de 1.149 milhões de boe, devido ao desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, e outras revisões, descobertas e extensões;
- acréscimo de 542 milhões de boe, associado principalmente ao projeto de desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e a novos poços, principalmente nos campos de Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos.

Não tivemos alterações relevantes relacionadas à variação do preço do petróleo.

ÍNDICES DE RESERVAS 2025



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Reservas Provadas Não Desenvolvidas

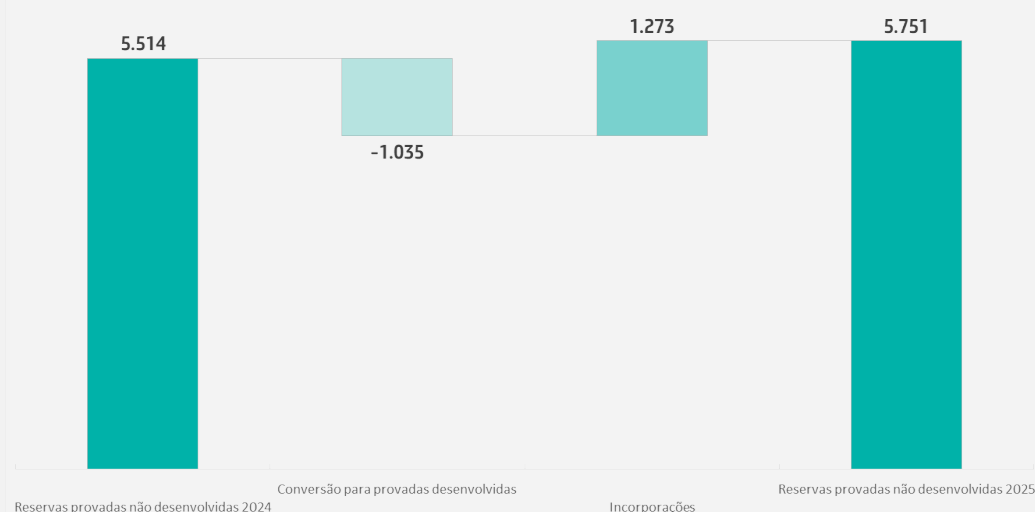
Em 31 de dezembro de 2025, nossas reservas provadas não desenvolvidas foram estimadas em 5.751 milhões de boe, um aumento líquido de 4% em comparação com o final do ano de 2024.

Em 2025, incorporamos 1.273 milhões de boe de reservas provadas e não desenvolvidas, incluindo a:

- adição de 737 milhões de boe, devido ao desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios e Mero, na Bacia de Santos, e outras revisões, descobertas e extensões;
- acréscimo de 536 milhões de boe, devido ao projeto de desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e a novos poços, principalmente nos campos de Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos.

Os acréscimos em nossas Reservas Provadas Não Desenvolvidas foram parcialmente compensados pela conversão de 1.036 milhões de boe de Reservas Provadas Não Desenvolvidas em Reservas Provadas Desenvolvidas, principalmente como resultado da entrada em operação do FPSO Almirante Tamandaré e da P-78 no campo de Búzios, da entrada em operação do FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero e do ramp up do FPSO Anna Nery e do FPSO Anita Garibaldi no campo de Marlim, na Bacia de Campos.

VARIAÇÃO NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS ⁽¹⁾ (milhões de boe)



(1) As diferenças aparentes na soma dos números devem-se a arredondamentos.

Em 31 de dezembro de 2025, 6.4% (370 milhões de boe) de nossas reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente aos projetos de desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas em campos gigantes, especialmente em Santos e Bacias de Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2025, investimos um total de US\$ 16,8 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99,93% foram investidos no Brasil.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A maioria de nossos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidos, à infraestrutura de águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção. Nesses casos, o desenvolvimento completo das reservas relacionadas a esses investimentos pode exceder cinco anos.

Para obter mais informações sobre nossas reservas, consulte a seção não auditada “Informações Complementares sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás” em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Informações Adicionais sobre Petróleo e Gás

As tabelas a seguir mostram (i) o número bruto e líquido de poços produtivos de petróleo e gás natural e (ii) o total bruto e líquido de áreas desenvolvidas e não desenvolvidas de petróleo e gás natural nas quais tínhamos participação em 31 de dezembro de 2025. Um poço bruto (ou acre bruto) é um poço (ou acre) em que possuímos uma participação, enquanto o número de poços ou acres líquidos é a soma das participações fracionárias em poços ou acres brutos.

Não temos nenhuma área relevante com vencimento antes de 2035.

POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS

	Em 31 de dezembro de 2025			
	Petróleo		Gás Natural	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas				
Brasil	770	716	88	84
América do Sul (fora do Brasil)	31	10,42	170	57,07
Total consolidado	801	726,42	258	141,07
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
América do Norte	45	1,67	1	0,06
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	45	1,67	1	0,06
TOTAL POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS	846	728,09	259	141,13

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

ÁREA BRUTA E LÍQUIDA DESENVOLVIDA E NÃO DESENVOLVIDA (em acres)

	Em 31 de dezembro de 2025			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruta	Líquida	Bruta	Líquida
Consolidado				
Brasil	3.056.595	2.601.337	838.069	613.121
América do Sul (fora do Brasil)	4.006	1.346	2.130	716
Total consolidado	3.060.601	2.602.683	840.199	613.837
Investidas pelo método de equivalência patrimonial	25.923	2.642	105.333	10.974
América do Norte	25.923	2.642	105.333	10.974
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	25.923	2.642	105.333	10.974
ÁREA TOTAL BRUTA E LÍQUIDA	3.086.523	2.605.325	945.532	624.811

Para valores “líquidos”, utilizamos nossa participação detida em 31 de dezembro de 2025. A área bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida apresentada nesta tabela não inclui áreas exploratórias.

A tabela a seguir apresenta o número de poços exploratórios e de desenvolvimento produtivos e secos perfurados nos últimos três anos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

POÇOS EXPLORATÓRIOS E DE DESENVOLVIMENTO, PRODUTIVOS E SECOS. LÍQUIDOS

	2025	2024	2023
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	6,89	2,60	1,80
América do Sul (fora do Brasil)	0,77	1,45	—
Total de subsidiárias consolidadas	7,66	4,05	1,80
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	—	—	—
Total produtivo de poços exploratórios perfurados	7,66	4,05	1,80
Poços exploratórios líquidos secos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	0,5	2,80	—
América do Sul (fora do Brasil)	0,88	—	—
África	0,45	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	1,83	2,80	—
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	—	—	—
Total de poços exploratórios secos perfurados	1,83	2,80	—
NÚMERO TOTAL DE POÇOS EXPLORATÓRIOS LÍQUIDOS PERFURADOS	9,49	6,85	1,80
Poços de desenvolvimento produtivos líquido perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	58,7	35,33	30,50
América do Sul (fora do Brasil)	0,66	3,36	3,70
África	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	59,33	38,69	34,20
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	0	0,07	0,14
Total de poços de desenvolvimento produtivos perfurados	59,33	38,76	34,34
Poços de desenvolvimento líquidos secos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	—	—	—
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	—	—	—
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	—	—	—
Total de poços de desenvolvimento secos perfurados	—	—	—
NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS	59,33	38,76	34,34

(1) Devido à joint venture formada pela Petrobras America Inc. e pela Murphy Exploration & Production Company, as informações referentes a reservas provadas, área cultivada e poços nos Estados Unidos são relatadas na seção "investidas por equivalência patrimonial". Para os números "líquidos", usamos a participação mantida em 31 de dezembro de 2025.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2025.

NÚMERO DE POÇOS EM PROCESSO DE PERFURAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025

	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas		
Brasil	10	8,88
Internacional	1	0,44
América do Sul (fora do Brasil)	1	0,44
América do Norte	—	—
PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS	11	9,32

A tabela a seguir apresenta nossos preços médios de venda e custos médios de produção por área geográfica de produção e por tipo de produto nos últimos três anos.

PREÇOS MÉDIOS DE VENDA E CUSTOS MÉDIOS DE PRODUÇÃO (US\$)

	América do Sul		Total
	Brasil	América do Sul (fora do Brasil)	
2025			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	66,18	47,79	66,17
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	9,22	2,93	8,83
Custos médios de produção, por barril – total⁽²⁾	5,67	5,41	5,67
2024			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	75,05	54,50	75,04
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	10,38	3,00	9,88
Custos médios de produção, por barril – total⁽²⁾	6,05	5,25	6,05
2023			
Preços médios de venda			
Petróleo e LGN, por barril	79,09	50,75	79,07
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	11,37	3,46	10,92
Custos médios de produção, por barril – total⁽²⁾	5,59	5,24	5,59

(1) Os volumes de gás natural usados no cálculo dessa tabela são os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda e também são mostrados na tabela de produção acima. As quantidades de gás natural foram convertidas de bbl para pés cúbicos de acordo com a seguinte escala: um bbl = seis pés cúbicos.

(2) Custos de extração.

Para obter mais informações sobre nossos custos de exploração capitalizados, consulte a Nota 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as informações suplementares não auditadas sobre exploração e produção de petróleo e gás nelas contidas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Refino, Transporte e Comercialização

Em 2025, processamos 1.670 mbbbl/d de petróleo em nossas refinarias (incluindo petróleo e GNL e excluindo Gasolina Natural - C5+), produzindo 1.732 mbbbl/d de derivados de petróleo. A matéria-prima era 92% de petróleo bruto brasileiro e 8% de petróleo bruto importado, com vendas no Brasil e no exterior.

Mantemos participações em empresas petroquímicas e ativos de fertilizantes no Brasil.

Visão Geral

Nossa capacidade líquida de destilação de petróleo bruto é de 1.813 mbbbl/d em 10 refinarias no Brasil, representando aproximadamente 79% da capacidade de refino do Brasil de acordo com o anuário estatístico da ANP de 2025.

Operamos uma rede de dutos e terminais e uma frota de navios que atende aos mercados brasileiro e global. Por meio da Transpetro, operamos 35 terminais próprios e utilizamos capacidade em 18 terminais de terceiros. A Transpetro também opera sete terminais adicionais de terceiros.

NOSSAS REFINARIAS E TERMINAIS PRÓPRIOS*



Refinarias

LUBNOR

(Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste)

- » Início da operação: 1966
- » Capacidade de destilação bruta: 8 mbbbl/d
- » Grau API: 16,8

RNEST

(Abreu e Lima)

- » Início da operação: 2014
- » Capacidade de destilação bruta: 88 mbbbl/d
- » Grau API: 23,2

REGAP

(Gabriel Passos)

- » Início da operação: 1968
- » Capacidade de destilação bruta: 157 mbbbl/d
- » Grau API: 27,2

REDUC

(Duque de Caxias)

- » Início da operação: 1961
- » Capacidade de destilação bruta: 239 mbbbl/d
- » Grau API: 29,2

REPAR

(Presidente Getúlio Vargas)

- » Início da operação: 1977
- » Capacidade de destilação bruta: 208 mbbbl/d
- » Grau API: 27,8

REFAP

(Alberto Pasqualini)

- » Início da operação: 1968
- » Capacidade de destilação bruta: 201 mbbbl/d
- » Grau API: 29,7

RPBC

(Presidente Bernardes)

- » Início da operação: 1955
- » Capacidade de destilação bruta: 170 mbbbl/d
- » Grau API: 27,0

REVAP

(Henrique Lage)

- » Início da operação: 1980
- » Capacidade de destilação bruta: 252 mbbbl/d
- » Grau API: 26,4

REPLAN

(Paulínia)

- » Início da operação: 1972
- » Capacidade de destilação bruta: 434 mbbbl/d
- » Grau API: 27,5

RECAP

(Capuava)

- » Início da operação: 1954
- » Capacidade de destilação bruta: 57 mbbbl/d
- » Grau API: 30,9



Terminais

» COARI

» BELÉM

» SÃO LUIS

» MUCURIBE

» SUAPE

» BRASÍLIA

» SENADOR CANEDO

» UBERABA

» UBERLÂNDIA

» BARRA DO RIACHO

» VITÓRIA

» BARUERI

» CUBATÃO

» GUARAREMA

» GUARULHOS

» PAULÍNIA

» RIBEIRÃO PRETO

» SÃO CAETANO DO SUL

» SANTOS

» SÃO SEBASTIÃO

» ANGRA DOS REIS

» CABIÚNAS

» ILHA D'ÁGUA

» ILHA REDONDA E ILHA COMPRIDA**

» CAMPOS ELÍSEOS

» JAPERI

» VOLTA REDONDA

» PARANAGUÁ

» BIGUAÇU

» GUARAMIRIM

» ITAJÁÍ

» SÃO FRANCISCO DO SUL

» NITERÓI

» OSÓRIO

» RIO GRANDE

* Operados pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras.

** Os terminais Ilha Redonda e Ilha Comprida formam um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Principais Ativos

	2025	2024	2023
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	7.768	7.768	7.768
Próprios	6.928	6.928	6.928
Terceiros ⁽¹⁾	840	840	840
Frota de navios (próprios e fretados)	115	110	109
Próprios	26	25	26
Fretados	89	85	83
Terminais	60	62	65
Próprios	35	36 ⁽²⁾	37 ⁽²⁾
Terceiros ⁽³⁾	25	26	28
Refino			
Refinarias	10	10	10
Brasil	10	10	10
No exterior	—	—	—
Capacidade nominal instalada (mmbbl/d)	1.813	1.813	1.813
Brasil	1.813	1.813	1.813
No exterior	—	—	—

(1) Dutos de terceiros que possuem contratos de transporte existentes com a Transpetro.

(2) O número de terminais em 2023 considerou os terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida como dois terminais diferentes. Em 2024, nós os consideramos como um único terminal, pois ambos compõem um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

(3) Terminais de terceiros que têm contratos existentes para o uso do serviço de armazenamento, incluindo sete terminais operados pela Transpetro.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



RefTOP - Programa de refino de classe mundial

Com o objetivo de estar entre as melhores empresas de refino de petróleo do mundo, desde 2021 temos um programa estratégico, conhecido como RefTOP, que consiste em um conjunto de iniciativas para melhorar a confiabilidade, a sustentabilidade e a eficiência operacional e energética. Em 2023, após a revisão de nossa estratégia de portfólio de refino, o RefTOP foi expandido para todas as refinarias. Em 2025, o RefTOP fez uma mudança importante, trocando sua métrica de desempenho energético do Índice de Intensidade Energética (EII) para o Índice de Sustentabilidade Energética (ESI) da Solomon, que mede a eficiência energética das fontes diretas (escopo 1) e indiretas (escopo 2) necessárias para a operação (o EII é uma métrica de escopo 1, ou apenas baseada no consumo). Essa medida demonstra nosso compromisso com o gerenciamento das emissões de carbono e a minimização de sua pegada de carbono, reconhecendo o impacto das fontes de energia de baixo carbono em um nível mais amplo e, portanto, considerando a bem estabelecida matriz de eletricidade renovável brasileira, que alcançou 88,7% de geração renovável em 2024 (EPE, Balanço Energético Brasileiro 2025).

Em 2025, nossas refinarias atingiram uma taxa de utilização total de 91%.

A intensidade das emissões de GEE aumentou de 36,2 kgCO₂e/CWT em 2024 para 36,7 kgCO₂e/CWT em 2025 em todas as refinarias, refletindo um aumento pontual de aproximadamente 1,4% em relação a 2024, impulsionado por fatores operacionais específicos, como paradas planejadas e variações relacionadas ao mercado na mistura de petróleo e matéria-prima, que afetaram temporariamente as condições operacionais e o perfil de emissões associado.

Esperamos investir aproximadamente US\$ 1,0 bilhão em iniciativas RefTOP em todas as refinarias de 2026 a 2030.

Refino

Atendemos aos mercados brasileiros de derivados de petróleo por meio de processamento, importação e exportação com uma estratégia comercial focada na otimização de margens.

Em 2025, processamos 1.670 mbbl/d de petróleo em 10 refinarias.

Atualmente, temos vários projetos em nosso portfólio de investimentos para aumentar a capacidade de processamento de petróleo e projetos para substituir a produção de diesel com alto teor de enxofre por diesel com teor ultrabaixo de enxofre (ULSD).

Na REPLAN, uma nova unidade de hidrotratamento de diesel começou a operar em maio de 2025, aumentando a capacidade de produção de ULSD da refinaria em até 63.000 barris por dia (bpd) e de querosene de aviação em até 21.000 barris por dia. Com essa expansão, a REPLAN está agora totalmente preparada para a futura eliminação gradual da demanda por diesel com alto teor de enxofre no Brasil, maximizando o desempenho econômico operacional e proporcionando benefícios ambientais.

Da mesma forma, a modernização de uma unidade de hidrotratamento de diesel existente na REVAP, em São José dos Campos-SP, foi concluída em dezembro de 2025, aumentando a capacidade de produção de ULSD em até 41.000 barris por dia. A unidade entrou em operação em janeiro de 2026.

Entre 2027 e 2030, outros projetos de modernização serão concluídos na REDUC e na RPBC, proporcionando um aumento na capacidade de produção de diesel com enxofre ultrabaixo de 15.000 barris por dia.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Por fim, o grande Boaventura substituirá 56.000 barris por dia de diesel com alto teor de enxofre por diesel com teor ultrabaixo de enxofre e os projetos do Trem 2 da RNEST adicionarão um volume de 108.000 barris por dia de diesel com teor ultrabaixo de enxofre, com operações programadas para começar em 2029.

DESEMPENHO DAS REFINARIAS

Refinaria	Capacidade de destilação bruta (mbbl/d)	Índice de Complexidade de Nelson	Taxa de transferência média ⁽¹⁾ (mbbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Taxa de utilização total ⁽²⁾ (%)		
	2025	2025	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
LUBNOR	8	3,5	7	8	9	98,9	98,4	97,7	93,6	97,5	107,8
RECAP	57	6,8	58	53	56	97,1	94,8	97,6	101,7	93,0	98,8
REDUC	239	15,4	213	212	221	94,6	96,0	91,5	90,3	89,8	93,7
REFAP	201	6,0	157	167	143	91,6	93,7	94,2	83,3	87,5	74,7
REGAP	157	7,9	150	149	146	96,4	97,6	97,6	97,2	97,4	95,1
REPAR	208	7,8	202	193	201	96,8	97,6	97,8	97,5	93,4	98,2
REPLAN	434	7,0	391	394	398	97,6	97,9	97,8	91,2	91,9	92,5
REVAP	252	8,6	206	235	235	97,4	95,8	96,5	82,2	93,9	93,7
RPBC	170	10,2	167	169	155	97,3	95,5	95,3	98,6	99,9	92,0
AIG (antiga RPCC)	—	—	—	—	11	—	—	—	—	0	68,7
RNEST	88	10,9	73	81	74	95,6	95,4	93	88,9	97,7	95,1
Produção média de petróleo bruto	—	—	1.625	1.661	1.649	—	—	—	—	—	—
Taxa de transferência média de NGL	—	—	45	45	47	—	—	—	—	—	—
Taxa de transferência média	—	—	1.670	1.706	1.696	—	—	—	—	—	—
Capacidade de destilação bruta	1.813	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Inclui processamento de petróleo e LGN (matéria-prima fresca).

(2) A taxa de utilização total inclui toda a carga nas unidades de destilação, composta por óleo, C5+ e reproprocessamento (de petróleo e outros produtos).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAGEM DAS NOSSAS REFINARIAS

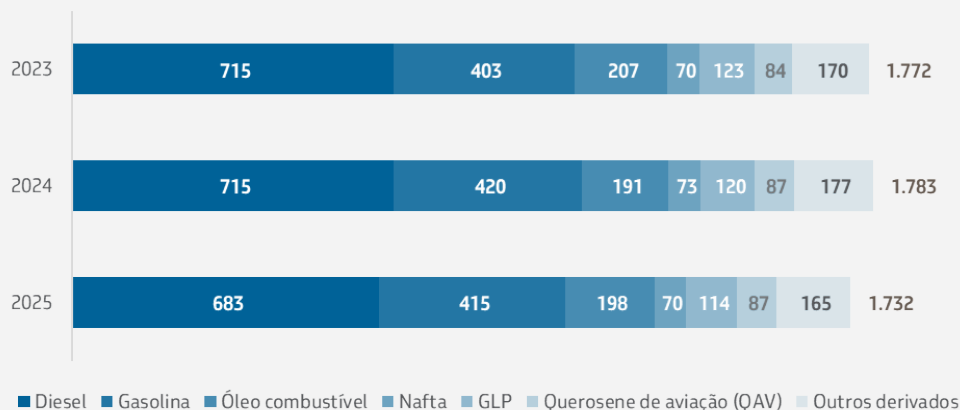
Refinaria	Produtos principais	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mbbl)	
			Óleo cru	Derivados
LUBNOR	Asfalto (45%); Óleo Combustível (33%); Lubrificantes (16%); Gasóleo (7%)	Óleo Lubrificante – vendido a distribuidores e comercializado em todo território nacional; Asfaltos – estados do Norte e Nordeste do Brasil e de Minas Gerais	0,3	0,4
RECAP	Diesel (42%); Gasolina (33%); GLP (9%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,6	1,7
REDUC	Diesel (24%); Gasolina (17%); Óleo Combustível (20%); GLP (8%); Combustível de Aviação (7%); Nafta (10%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5,9	11,0
REFAP	Diesel (49%); Gasolina (28%); Nafta (5%); GLP (7%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por meio da navegação de cabotagem	3,1	5,7
REGAP	Diesel (44%); Gasolina (26%); Combustível de Aviação (7%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, ocasionalmente, o estado do Espírito Santo. Ela também pode expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro	2,0	5,4
REPAR	Diesel (43%); Gasolina (30%); GLP (7%)	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	3,3	5,8
REPLAN	Diesel (41%); gasolina (26%); GLP (6%); combustível de aviação (5%); óleo combustível (11%)	Interior do estado de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia e Acre, Sul de Minas Gerais e o chamado “Triângulo Mineiro”, Goiás, Brasília e Tocantins	5,6	11,4
REVAP	Diesel (25%); Gasolina (23%); Nafta (9%); Combustível de Aviação (14%); Óleo Combustível (15%)	Vale do Paraíba, litoral norte do estado de São Paulo, sul de Minas Gerais, região metropolitana de São Paulo, Centro-Oeste do Brasil e sul do Rio de Janeiro. Atende 80% da demanda por combustível de aviação no mercado do estado de São Paulo e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	4,8	10,5
RPBC	Diesel (49%); Gasolina (27%); Óleo Combustível (10%); GLP (4%)	A maioria dos produtos é destinada à capital de São Paulo. Uma parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,6	7,1
RNEST	Diesel (61%); Nafta (12%); Coque (10%); Óleo Combustível (15%)	Norte e Nordeste do Brasil	— ⁽¹⁾	5,6

(1) O petróleo bruto é fornecido diretamente aos parques de tanques da RNEST de 4,2 mbbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

No que diz respeito aos derivados de petróleo, produzimos 1.732 mbbbl/d de derivados em 2025, conforme gráfico a seguir:

PRODUÇÃO DE DERIVADOS (mbbl/d)



Em 2025, em comparação com 2024, a produção de gasolina diminuiu 1% e a produção de diesel diminuiu 4%, consistente com uma redução geral de 3% na produção total de combustível, principalmente devido a paradas programadas para manutenção em determinadas refinarias do sistema, incluindo RNEST, REFAP e REVAP.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Empreendimentos em andamento

BOAVENTURA

Com relação ao Complexo Energético Boaventura - anteriormente conhecido como GASLUB e localizado em Itaboraí, Rio de Janeiro - a Petrobras já assinou 13 dos 15 principais contratos, com os contratos restantes previstos para serem assinados no segundo semestre de 2026. Este complexo será integrado à refinaria REDUC e incluirá unidades de hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento e hidroisodeparafinação para a produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo II e combustíveis de alta qualidade. Esses óleos representam uma nova geração de lubrificantes que apresentam índices de viscosidade mais altos, maior estabilidade à oxidação e desempenho geral superior em comparação com os óleos básicos do Grupo I. Além disso, espera-se que o projeto aumente a produção de ULSD em 76 kbpd. O início da operação do site está previsto para maio de 2029.

Além disso, ainda na unidade de Boaventura, estamos iniciando as atividades de engenharia básica para a implementação de uma planta dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis, como óleos vegetais e gorduras animais, para a produção de combustíveis sustentáveis, incluindo SAF (*Sustainable aviation fuel*) e HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*).

A planta 1 da instalação de processamento de gás natural entrou em operação comercial em novembro de 2024; a planta 2 entrou em operação comercial em maio de 2025.

A usina termelétrica a gás obteve uma licença prévia ambiental em novembro de 2024 e permanece em avaliação com o objetivo de participar do leilão programado para março de 2026.

RNEST

Com relação à expansão da RNEST (construção do Trem II) em Ipojuca-PE, todos os contratos para a implementação do escopo restante foram assinados, incluindo destilação atmosférica, coqueamento retardado e unidades de hidrotratamento. Essa expansão possibilitará um aumento de 88.000 barris por dia na produção de diesel com enxofre ultrabaixo (ULSD). O início das operações da usina está programado para julho de 2029.

OUTROS PROJETOS

Na RPBC, em Cubatão-SP, estamos avançando no processo de contratação para a construção de sua primeira planta dedicada ao processamento de matérias-primas 100% renováveis (óleos vegetais e gorduras animais), com o objetivo de produzir SAF e HVO.

Na REPAR, em Araucária-PR, uma nova unidade de hidrotratamento de diesel está atualmente na fase de engenharia básica, o que aumentará a produção de diesel com enxofre ultrabaixo (ULSD) em 23.000 barris por dia.

Na REPLAN, outra planta dedicada, projetada para processar matérias-primas 100% renováveis (etanol de cana-de-açúcar), está iniciando suas atividades básicas de projeto, com o objetivo de produzir SAF.



Logística

Nossa logística integrada conecta os sistemas de produção às refinarias e aos mercados para maximizar o valor do refino e da comercialização no Brasil e no exterior.

Gerenciamos diretamente determinados ativos logísticos e contratamos outros por meio da Transpetro.

A Transpetro é uma empresa de logística que realiza operações de armazenagem e manuseio de petróleo, derivados, etanol, gás e biocombustíveis para a indústria brasileira, usinas e refinarias, incluindo operações de importação e exportação.

As operações abrangem uma rede de dutos de 7.768 km e 42 terminais (21 marítimos e 21 terrestres). A capacidade nominal de armazenamento da Transpetro é de 10,5 milhões de m³. Em 2025, a Transpetro movimentou 222,6 milhões de m³ em 5863 operações de navios-tanque e barcaças.

A frota operacional da Transpetro era composta por 33 embarcações com idade média de 10,7 anos e capacidade de transporte de 3,2 milhões de TPB; em 2025, movimentou 44,8 milhões de m³ (cerca de 19% da carga marítima da Petrobras).

Além disso, operamos 82 navios fretados (capacidade de ~6,5 milhões de DWT), movimentando ~139 milhões de m³ em 2025.

MOVIMENTAÇÃO EM TERMINAIS E GASODUTOS (milhões de m³)



Buscamos constantemente a excelência na integridade de nossos ativos e na eficiência operacional.

O Índice de Disponibilidade Operacional da Transpetro foi de 99,4% em 2025, comparado a 99,1% em 2024.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

TERMINAIS PRÓPRIOS

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade local (m³)
Amazonas	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	N/A ⁽¹⁾
Espírito Santo	Barra do Riacho	Marítimo	107.834
	Vitória	Marítimo	10.710
Distrito Federal	Brasília	Terrestre	72.308
Goiás	Senador Canedo	Terrestre	127.778
Maranhão	São Luís	Marítimo	78.897
Minas Gerais	Uberaba	Terrestre	54.812
	Uberlândia	Terrestre	45.812
Pará	Belém	Marítimo	48.186
Pernambuco	Suape	Marítimo	108.562
Paraná	Paranaguá	Marítimo	204.567
Rio de Janeiro	Ilha d' Água	Marítimo	179.173
	Angra dos Reis	Marítimo	1.011.487
	Campos Elíseos	Terrestre	547.284
	Ilha Redonda & Ilha Comprida ⁽²⁾	Marítimo	75.484
	Japeri	Terrestre	37.650
	Volta Redonda	Terrestre	25.502
	Cabiúnas	Terrestre	483.134
Rio Grande do Sul	Niterói	Marítimo	21.189
	Rio Grande	Marítimo	101.422
	Osório	Marítimo	842.393
Santa Catarina	Biguaçu	Terrestre	36.214
	Itajaí	Terrestre	56.482
	Guaramirim	Terrestre	18.644
	São Francisco do Sul	Marítimo	473.166
São Paulo	Santos	Marítimo	388.873
	São Sebastião	Marítimo	2.057.493
	Barueri	Terrestre	206.462
	Cubatão	Terrestre	161.100
	Guararema	Terrestre	1.026.934
	Guarulhos	Terrestre	164.181
	Paulínia	Terrestre	274.608
	Ribeirão Preto	Terrestre	50.886
	São Caetano do Sul	Terrestre	227.308
TOTAL	35	-	9.412.682

(1) O terminal bombeia apenas o produto. Não há tanque de produtos neste site.

(2) Os terminais de Ilha Redonda e Ilha Comprida formam um único sistema integrado de armazenamento e manuseio.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Marketing

PRINCIPAIS FONTES

Do fornecimento total de derivados



1.732 mbbbl/d

provêm da produção de nossas refinarias



200 mbbbl/d

foram importados

CONSUMO

VENDEMOS

Uma média de



1.747 mbbbl/d

de derivados para o mercado brasileiro

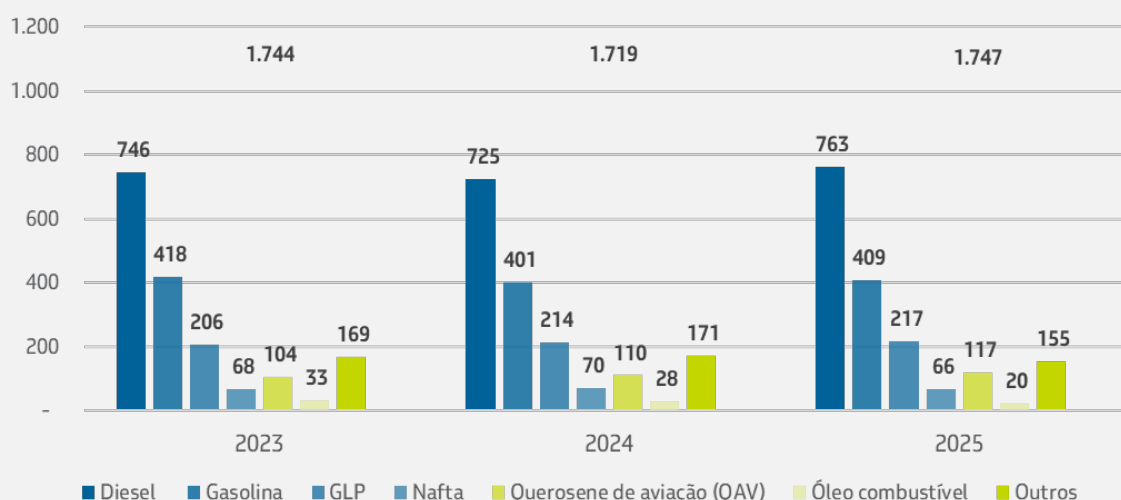


213 mbbbl/d

para o mercado externo

89% das vendas totais de nossos derivados foram destinadas ao mercado brasileiro e foram oriundas de nossas refinarias e importações

VOLUMES DE VENDAS DE DERIVADOS PARA O MERCADO BRASILEIRO, POR PRODUTO E TOTAL NO ANO (mbbl/d)



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Diesel

O diesel é um destilado médio de petróleo usado como combustível em veículos com motores de combustão interna com ignição por compressão (motores de ciclo diesel). É usado principalmente para o transporte rodoviário de cargas e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo o diesel vendido aos usuários finais no Brasil deve ser misturado com biodiesel. Em agosto de 2025, o nível obrigatório de biodiesel no combustível aumentou de 14% para 15%, conforme decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O aumento nas vendas de óleo diesel em 2025 foi associado principalmente ao aumento da atividade econômica no Brasil e à nossa maior competitividade em relação a outros fornecedores no mercado brasileiro. Esses fatores superaram o impacto do teor mínimo obrigatório mais alto de biodiesel.

Em 2025, as vendas de diesel S-10 representaram 67% de nossas vendas de diesel, superando os 64% alcançados em 2024. A participação recorde do Diesel S-10 nas vendas totais de diesel reflete as ações comerciais e operacionais que implementamos para atender a demanda doméstica brasileira pelo produto com menor teor de enxofre, em substituição ao Diesel S-500.



Gasolina

A gasolina é um destilado leve de petróleo usado em veículos com motores de combustão interna de ignição por centelha (motores do ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um destilado chamado "gasolina A", que deve ser misturado com 30% de etanol anidro (em agosto de 2025, o nível obrigatório de etanol anidro no combustível aumentou de 27% para 30%, conforme decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)) pelos distribuidores e depois vendido aos usuários finais como "gasolina C" nos postos de gasolina. Seus principais concorrentes são o etanol hidratado (vendido diretamente pelos produtores aos distribuidores, que o revendem nos postos de gasolina) e o GNC - Gás Natural Comprimido (vendido pelos distribuidores de gás diretamente aos postos de gasolina). Em 2025, a "gasolina A" vendida por nós representou 37% do mercado total brasileiro de ciclo Otto.

Em 2025, o crescimento das vendas de gasolina foi impulsionado pelo aumento da competitividade da Gasolina C em comparação com o etanol hidratado para a frota flex-fuel.



GLP

O GLP é um destilado leve composto por propano e butano. Ele é usado como combustível para aparelhos de aquecimento, como equipamentos de cozinha, aquecimento rural e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 70% do GLP é vendido em botijões de até 13 kg pelos distribuidores e usado principalmente para cozinhar em residências, e sua demanda é diretamente impulsionada pelo crescimento populacional e pelo aumento da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente relacionado às temperaturas locais e à taxa de eficiência do equipamento de cozimento. Os 30% restantes da demanda de GLP vêm principalmente dos setores industrial e de serviços, cuja demanda é impulsionada pelo crescimento econômico.

O aumento das vendas de GLP em 2025 foi associado principalmente ao aumento da renda familiar, à redução das taxas de desemprego e aos programas governamentais que subsidiam o consumo de GLP para



Nafta

A nafta é um destilado leve de petróleo que é usado principalmente como matéria-prima para o setor petroquímico. Esse produto é vendido para três plantas petroquímicas existentes no Brasil, que produzem produtos químicos básicos, como etileno, propileno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

A queda em nossas vendas de nafta em 2025 foi associada principalmente à menor disponibilidade do produto devido a paradas programadas para manutenção em nossas refinarias.



Combustível de aviação

O combustível de aviação é um destilado médio de petróleo usado como combustível de aviação em aeronaves movidas por motores de turbina a gás.

Ele é usado por todas as empresas de aviação comercial (transporte de passageiros e cargas). A demanda por combustível de aviação está fortemente correlacionada com o crescimento do PIB, pois afeta diretamente a demanda por viagens - de negócios e de lazer.

O principal fator por trás do aumento das vendas em 2025 foi a atividade econômica mais forte, que impulsionou o tráfego de passageiros para turismo e viagens de negócios, bem como as operações de carga aérea.



Óleo Combustível

O óleo combustível é uma fração residual da destilação do petróleo. Ele é usado nos setores industrial (principalmente em empresas de metalurgia não ferrosa) e de geração de eletricidade (usinas termoeletricas). A demanda por óleo combustível para consumo industrial depende principalmente do crescimento do PIB e da disponibilidade e competitividade do gás natural (seu principal produto concorrente).

As usinas termoeletricas a óleo combustível participam marginalmente do fornecimento de energia do país, entrando em operação somente quando o nível de água nos reservatórios está muito baixo. Em 2025, o uso industrial de óleo combustível representou cerca de 99,7% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representou apenas 0,3%. Em 2025, a redução das vendas foi impulsionada principalmente pela transição de um grande cliente industrial para o gás natural.

Além de petróleo e derivados, também comercializamos gás natural, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Preços dos derivados

O valor do petróleo bruto varia de acordo com a qualidade (gravidade API, enxofre) e as condições do mercado, sendo que os petróleos mais pesados oferecem potencial de margem em refinarias complexas.

Os petróleos brutos são referenciados em benchmarks como WTI, Brent e Dubai; os diferenciais de preço refletem a qualidade, a logística e as condições comerciais.

Os preços dos produtos refinados refletem a oferta e a demanda e os preços do petróleo bruto; os *crack spreads* representam a diferença de preços entre o petróleo bruto e os produtos refinados.

Os preços de referência para petróleo, derivados de petróleo, gás natural e GNL permanecem voláteis devido a conflitos geopolíticos; não é possível prever os impactos em nossos negócios.

Nossos preços de derivados de petróleo consideram as condições do mercado doméstico e fazem referência aos preços internacionais, ao mesmo tempo em que gerenciam a volatilidade de curto prazo e os impactos da taxa de câmbio.

Desde 2022, nossa Diretriz para Formação de Preços no Mercado Interno, aprovada pelo Conselho, atribui a execução das políticas de preços à Diretoria Executiva e acrescenta a supervisão do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal por meio de relatórios trimestrais.

DIESEL E GASOLINA

A partir de 2023, nossa estratégia comercial para diesel e gasolina considera o custo alternativo do cliente e nosso valor marginal. O custo alternativo do cliente se refere ao custo das principais alternativas de fornecimento, sejam elas os mesmos produtos ou produtos substitutos, e o valor marginal se baseia no custo de oportunidade, considerando as várias alternativas para a empresa, entre elas a produção, a importação e a exportação do produto e/ou dos óleos usados no refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por *hub* de vendas, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, levando em conta a melhor alternativa acessível aos clientes. Essa estratégia nos permite competir de forma mais eficiente, levando em conta nossa participação no mercado, otimizar nossos ativos de refino e obter lucratividade de forma sustentável.

Espera-se que os reajustes de preços continuem a ser feitos sem uma periodicidade definida, evitando a transferência para os preços domésticos da volatilidade cíclica dos preços internacionais e da taxa de câmbio para os preços domésticos.

A estratégia comercial está alinhada com a Diretriz aprovada em 27 de julho de 2022.

Em 31 de dezembro de 2025, o preço médio de venda da gasolina A nas refinarias era de US\$ 0,4931 por litro e o do diesel A era de US\$ 0,5942 por litro, uma redução de 10,3% para a gasolina em comparação com 31 de dezembro de 2024, e uma redução de 6,6% para o óleo diesel.

GLP

Os preços do GLP refletem o equilíbrio com os preços internacionais e a participação de mercado nos segmentos residencial e industrial/comercial, com ajustes realizados sem periodicidade definida.

Em 2025, os preços médios de venda do GLP nas refinarias permaneceram estáveis (US\$ 0,4852 por quilograma em 31 de dezembro).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (mmbbl/d)

	2025	2024	2023
Derivados totais	1.747	1.719	1.744
Gás Natural	187	206	226
Óleo cru	170	147	181
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	7	7	4
Mercado brasileiro total	2.111	2.079	2.155
Exportações ⁽¹⁾	980	798	806
MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES	3.091	2.877	2.961

(1) Inclui principalmente petróleo bruto e derivados.

Importações, Exportações e Vendas Internacionais

As importações e exportações são impulsionadas pelo refino doméstico, pela demanda brasileira e pelos preços internacionais. Importamos petróleo bruto leve para equilibrar as reservas das refinarias e exportamos principalmente petróleo bruto brasileiro médio; importamos derivados de petróleo para atender à demanda do mercado.

Em 2025, as exportações líquidas aumentaram em 147 mmbbl/d para 646 mmbbl/d, principalmente devido ao aumento das exportações de petróleo em decorrência da maior produção.

EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS (mmbbl/d)

	2025	2024	2023
Exportações			
Óleo cru	765	602	594
Óleo Combustível	170	150	161
Outros derivados	43	46	51
Exportações totais	978	798	806
Importações			
Óleo cru	132	151	156
Diesel	115	60	63
Gasolina	13	11	39
Outros derivados	72	77	63
Total de importações⁽¹⁾	332	299	321

(1) Realizamos uma análise interna para acessar o total de importações e revisamos os números para os anos de 2023 e 2024.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nossas atividades de comercialização de petróleo bruto, derivados de petróleo e GNL atendem às necessidades internas e às oportunidades comerciais no Brasil e nos mercados globais, incluindo operações offshore.

As equipes de comércio internacional estão localizadas em Houston, Cingapura, Buenos Aires e Roterdã.

Consulte "Exploração & Produção - Produção - Clientes e Concorrentes" e "Nossos Negócios - Refino, Transporte e Comercialização".

Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para diversas empresas de distribuição no Brasil.

Um contrato de licença de marca registrada de 10 anos está em vigor e concede à Vibra uma licença temporária, paga e não exclusiva sobre determinadas marcas registradas que possuímos, incluindo, entre outras, "Petrobras", "Petrobras Podium", "Petrobras Premmia", "De Olho no Combustível", "BR Aviation" e "Petrobras Grid". O contrato expira em junho de 2029 e deverá cumprir as obrigações de *debranding* estabelecidas.

Nos termos desse contrato, a licença é concedida exclusivamente para os segmentos de postos de serviço e aviação, para os quais a Vibra deverá usar exclusivamente as marcas licenciadas por nós. Enquanto isso, durante a vigência do contrato de licença de marca registrada, comprometemo-nos a não operar no setor de postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de "estação de serviço", nos termos deste contrato, é qualquer instalação onde produtos e serviços de petróleo e gás e/ou serviços relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não) destinados a alimentar veículos automotivos e embarcações são oferecidos ao público **Business-to-Consumer** (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

participamos do setor varejista em outros países da América do Sul, conforme segue:

- **Colômbia:** nossas operações através da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 121 postos de serviço e uma fábrica de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m³/ano.
- **Chile:** após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, que foi concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca nesse país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, uma empresa que opera como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustível. Em julho de 2024, após a venda da Esmax da Southern Cross para a Aramco, a Petrobras e a Esmax chegaram a um acordo para estender o prazo do contrato até 31 de dezembro de 2025. Essa extensão facilitou uma reformulação abrangente da marca registrada da Petrobras para Aramco; e
- **Paraguai:** após a venda de nossas operações de distribuição no Paraguai, que foi concluída em 2019, celebramos um contrato de licenciamento de marca no Paraguai para o uso exclusivo de nossas marcas, pelo prazo inicial de cinco anos. As partes aprovaram uma extensão do prazo do contrato até 2027.

Para obter mais informações sobre o processo de desinvestimento, consulte "Fusões e aquisições" neste relatório anual.

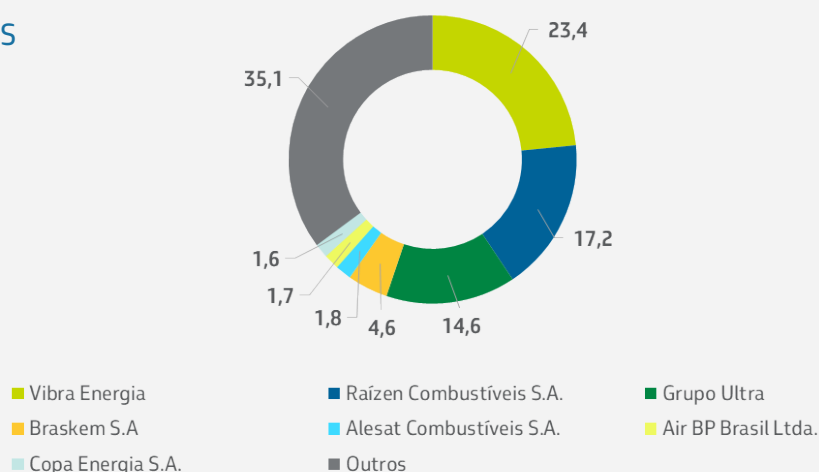
Cientes e Concorrentes

Interagimos com 496 clientes no Brasil, com relação a produtos líquidos e sólidos, sete dos quais respondem por 66% do volume total vendido.

CLIENTES DE DERIVADOS

LÍQUIDOS E SÓLIDOS

(% vol)



A venda de derivados de petróleo para empresas de distribuição é feita principalmente por meio de contratos executados de acordo com os regulamentos da ANP.

Oferecemos uma plataforma comercial virtual, chamada *Canal Cliente*, para empresas do mercado brasileiro. A plataforma funciona 24 horas por dia, sete dias por semana. Por meio dessa plataforma on-line, os clientes podem fazer pedidos de produtos, agendar retiradas e acompanhar todo o processo comercial até a fase de pagamento.

De acordo com as informações fornecidas pela ANP, temos uma participação dominante no mercado brasileiro de refino. Possuímos e operamos 10 refinarias no Brasil.

Com relação ao comércio de derivados de petróleo no mercado brasileiro, enfrentamos a concorrência de importadores, formuladores, outros produtores nacionais e usinas petroquímicas.

Para obter informações sobre o desempenho de nossos derivados de petróleo, consulte "Nosso Negócio - Refino, Transporte e Comercialização - Marketing" neste relatório anual.

Em 2025, nossa participação nos mercados de diesel aumentou em relação a 2024, principalmente devido à nossa maior competitividade em relação a outros fornecedores, especialmente importadores.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Outras atividades

Petroquímicos

Atuamos no setor Petroquímico através das seguintes empresas:

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS PETROQUÍMICAS NO BRASIL E SEUS PRINCIPAIS PRODUTOS

Empresa/Principais produtos	Localização	Capacidade local (mmt/y)	Nossa participação acionária	Outras participações acionárias
Braskem ⁽¹⁾				
Produtos químicos básicos	Brasil	9,74	36,15%	Novonor (38,32%); Outros (25,53%)
PVC	Brasil	0,73		
Eteno	México	1,05		
Polietileno	Brasil	3,20		
	México	1,05		
Polipropileno	Brasil	1,90		
	EUA	2,02		
	Alemanha	0,63		
METANOR S.A./COPENOR S.A. ⁽²⁾				
Formaldeído	Brasil	0,1	34,54%	Dexxos Participações (45,47%); Outros (19,99%)
Hexamina		0,01		
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.				
Catalisadores	Brasil	0,04	50,00%	Ketjen (50,00%)
Aditivos		0,01		
PETROCOQUE S.A.				
Coque de petróleo calcinado	Brasil	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Capacidades obtidas no Investor Toolkit do site de Relações com Investidores da Braskem. Dados atualizados conforme descrito na última edição do Valuation Book publicado pela Braskem (Investor Toolkit 3T25)

(2) A Copenor S.A. é uma subsidiária da Metanor S.A.

Transação potencial envolvendo a participação da Novonor na Braskem

Em 17 de julho de 2025, a Braskem publicou um comunicado à imprensa anunciando que o CADE havia aprovado uma possível transação envolvendo a participação da Novonor na Braskem. Recebemos essas informações devido à nossa posição como o segundo maior acionista da Braskem e parte do acordo de acionistas, que inclui, entre outras disposições, direitos de *tag along* e direitos de preferência. Em resposta, solicitamos ao CADE que nos permitisse participar do processo como terceiro interessado, considerando nossos direitos nos termos do acordo de acionistas acima mencionado. Em agosto de 2025, o CADE nos aceitou como terceira parte no processo, mas a possível transação não avançou.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em 15 de dezembro de 2025, emitimos um comunicado à imprensa sobre outra transação potencial envolvendo a participação da Novonor na Braskem, que inclui ações detidas pela NSP Inv. e créditos detidos por determinadas instituições financeiras contra o grupo Novonor, garantidos por ações da Braskem. Informamos também que estamos avaliando a assinatura de um novo acordo de acionistas da Braskem com as partes envolvidas, considerando as negociações em andamento.

Posteriormente, em 23 de dezembro de 2025, emitimos um comunicado à imprensa afirmando que, dado o progresso nas negociações e para agilizar os procedimentos de autorização necessários, a possível transação foi submetida ao CADE, com a nossa atuação como parte interveniente anuente, considerando os termos de um possível novo acordo de acionistas, que permanece sujeito à aprovação de nossos órgãos decisórios competentes. É importante observar que nossa participação em um possível novo acordo de acionistas da Braskem depende da conclusão dos termos finais dessa potencial transação, da análise de nossos direitos de preferência e de *tag along* nos termos do atual acordo e das aprovações internas necessárias.

Em 12 de fevereiro de 2026, emitimos um comunicado de acompanhamento informando que nosso conselho de administração, em reunião realizada em 11 de fevereiro de 2026, aprovou que não exerceremos nossos direitos de preferência e direitos de *tag along* previstos no atual acordo de acionistas da Braskem S.A., considerando o atual estágio das negociações em andamento, e autorizou a diretoria executiva, dentro das premissas apresentadas, a tomar as medidas necessárias para implementar essa decisão. Os fatos relevantes relacionados a esse assunto serão prontamente divulgados ao mercado, incluindo, entre outros, o momento em que recebermos a notificação contendo os termos finais da transação.

Em 06 de março de 2026, a Braskem emitiu um comunicado informando que o CADE havia aprovado a operação sem restrições, sujeito a um período de 15 dias durante o qual o Tribunal do CADE poderia solicitar uma revisão da decisão. Como o período de 15 dias transcorreu sem nenhuma apresentação de terceiros, o CADE emitiu sua aprovação final da transação.

Permanecemos vigilantes e preparados para quaisquer movimentos corporativos potenciais relativos à participação da Novonor na Braskem. Todas as decisões de investimento e desinvestimento são baseadas em análises cuidadosas e estudos técnicos, em conformidade com as práticas de governança e os procedimentos internos aplicáveis.

Assinatura de novos contratos de longo prazo com a Braskem

Paralelamente, em 18 de dezembro de 2025, emitimos um comunicado à imprensa anunciando a assinatura de novos contratos de longo prazo com a Braskem, considerando o vencimento próximo dos contratos atuais, para as seguintes relações comerciais:

- Compra e venda de nafta petroquímica para abastecer as plantas da Braskem nos estados de São Paulo, Bahia e Rio Grande do Sul, com preços baseados em benchmarks internacionais. Os contratos estipulam uma quantidade mínima de retirada mensal, com a possibilidade de negociar quantidades adicionais mensalmente, que podem chegar a até 4,116 milhões de toneladas em 2026 e até 4,316 milhões de toneladas em 2030. O valor estimado dos contratos é de US\$ 11,3 bilhões, com prazo de 5 anos, a partir de 1º de janeiro de 2026.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- Compra e venda de etano, propano e hidrogênio para abastecer o estado do Rio de Janeiro, com preços baseados em benchmarks internacionais. De 2026 a 2028, o contrato prevê a manutenção da quantidade atualmente contratada - 580 mil toneladas de etileno equivalente por ano - com produção e fornecimento da Reduc (Refinaria Duque de Caxias). De 2029 a 2036, inclui um aumento da quantidade contratada para 725 mil toneladas de etileno equivalente por ano para atender à expansão planejada pela Braskem (atualmente em fase de projeto), com produção e fornecimento da Reduc e/ou do Complexo Energético Boaventura. O valor estimado do contrato é de US\$ 5,6 bilhões, com um prazo de 11 anos, a partir de 1º de janeiro de 2026.
- Compra e venda de propileno proveniente das refinarias Reduc, Recap e Refap, com preços baseados em benchmarks internacionais. A quantidade contratada é de até 140.000 toneladas por ano na Recap, 100.000 toneladas na Reduc e escalonada em 14.000, 24.000, 36.000, 48.000 e 60.000 toneladas por ano contratual na Refap. O valor estimado dos contratos é de US\$ 940 milhões, com prazo de 5 anos, a partir de 18 de maio de 2026.

A assinatura dos contratos é classificada como uma Transação com Partes Relacionadas (RPT), apresentando condições estritamente comutativas, garantindo transparência, equidade e os interesses das empresas, em conformidade com as condições de mercado, e foi revisada por nosso Comitê de Auditoria Estatutário.

Fertilizantes

Temos três fábricas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia (FAFEN-BA), uma no estado de Sergipe (FAFEN-SE) e uma por meio de nossa subsidiária localizada no Paraná, a Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA). Seus principais produtos são amônia e ureia. Juntas, essas plantas têm uma capacidade instalada de 1,852 milhão de t/ano de ureia, 1,406 milhão de t/ano de amônia e 365.000 t/ano de Agente Redutor Líquido Automotivo (ARLA-32).

Também temos uma Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III) inacabada no Mato Grosso do Sul. A construção da UFN-III começou em setembro de 2011, mas foi interrompida em dezembro de 2014, com cerca de 81% da construção física concluída. Em outubro de 2024, decidimos retomar a implementação da UFN-III, com previsão de início das operações em 2029.

Em 2020, nossas fábricas localizadas na Bahia e em Sergipe foram arrendadas para a Proquigel Química S.A. (a "Proquigel Química"), uma empresa do Grupo Unigel, por um prazo inicial de 10 anos, que pode ser prorrogado por mais 10 anos. Em maio de 2025, assinamos um acordo com a Proquigel que resolve disputas contratuais e litígios entre as partes e prevê a reintegração da Petrobras na posse das fábricas de fertilizantes (FAFENs) na Bahia e em Sergipe. As plantas tiveram sua manutenção concluída em dezembro de 2025, com a produção de ureia começando em janeiro de 2026.

Seguindo as diretrizes estratégicas desde 2024, em que o investimento na produção de fertilizantes voltou a fazer parte de nossa estratégia, em junho de 2024, aprovamos a retomada das atividades operacionais da ANSA, que estava desativada desde janeiro de 2020 e agora está em comissionamento inicial, com a produção de ureia prevista para começar no primeiro semestre de 2026.

Em 2024, assinamos um Memorando de Entendimento (MoU) e um Contrato Principal com a Yara Brasil Fertilizantes S.A. (a "Yara"), para estudar e estruturar potenciais parcerias comerciais no segmento de fertilizantes, produção de produtos industriais e descarbonização da produção.



Também assinamos dois contratos com a Yara em novembro de 2024. O primeiro é um contrato para a produção de ARLA 32 na ANSA usando ureia fornecida pela Yara e o segundo é um acordo de cooperação técnica entre a Yara e nós para o desenvolvimento de estudos conjuntos de fertilizantes e produtos industriais, bem como esforços de transição energética vinculados a projetos de descarbonização e produção de fertilizantes renováveis e de baixo carbono.

Em 2025, continuamos avançando nas iniciativas de retomada da produção de produtos à base de nitrogênio no Brasil, reforçando seu compromisso com o abastecimento do mercado interno e com o cumprimento das metas de descarbonização de sua cadeia produtiva.

Gás & Energias de Baixo Carbono

Visão Geral

Processamos gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas UPGNs, que têm capacidade para tratar 108 milhões de m³/dia de gás natural no Brasil. Comercializamos este gás natural, juntamente com gás importado da Bolívia e GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termelétricas.

Também atuamos na geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas alimentadas por gás natural e óleo diesel, e na comercialização de energia elétrica.

A estratégia do segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono é atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizar o portfólio e aumentar a inserção em fontes renováveis.



Principais Ativos

	2025	2024	2023
Gás Natural			
Gasodutos no Brasil (km)	2.643	2.643	2.643
Unidades de Processamento ⁽¹⁾	11	13	13
Brasil ⁽¹⁾	9	10	10
Bolívia	2	3	3
Capacidade de processamento (milhões de m³/d)	121	142	138
Brasil	108	97	94
Bolívia	13 ⁽⁵⁾	45	45
Terminais de regaseificação	2	2	3 ⁽²⁾
Capacidade de regaseificação (milhões de m ³ /d)	40	40	47
Energia			
Número de usinas termelétricas ⁽⁴⁾	13	13 ⁽³⁾	14
Capacidade instalada (milhares de MWh)	4,9	4,9	5,3

(1) Em 2023, a autorização da UPGN RPBC foi cancelada pela ANP devido à sua inatividade contínua por dois anos.

(2) O contrato de operação do PECCEM era válido até 31 de dezembro de 2023, quando foi encerrado. Em 1º de janeiro de 2024, os equipamentos que compunham o Terminal de Regaseificação de GNL do Pecém foram transferidos para a propriedade da Companhia de Desenvolvimento Industrial e Portuário do Pecém S.A.

(3) A Usina de Piratininga teve seu contrato de arrendamento rescindido em 27 de abril de 2024.

(4) Número de usinas termelétricas sob gestão da Petrobras, sem incluir participações minoritárias.

(5) A capacidade de processamento mudou em comparação com o que foi relatado em 2025 devido ao desligamento de uma unidade e à revisão da capacidade das duas unidades em operação.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Gás Natural

Nossas operações de gás natural são compostas, entre outras coisas, por processamento de gás, transporte e regaseificação de GNL.

Processamento de Gás Natural

O gás natural do nosso segmento de Exploração e Produção precisa ser processado em unidades de processamento, para ser transformado em produtos comercializáveis. Esses produtos servem como combustível e matéria-prima para diferentes usos, como transporte, usos industriais e residenciais, bem como na indústria de fertilizantes e na geração de energia termoeleétrica.

Nossas UPGNs estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, no Brasil, bem como na Bolívia, onde temos a capacidade de processar gás natural em suas formas gasosa e condensada.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNS NO BRASIL

	Localização	2025 Capacidade de processamento (milhões de m³/d)	2025			2024			2023		
			Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP
			(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(mil t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(mil t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(mil t/d)
UTGCAB (1)	Rio de Janeiro	24,6	19,24	16,09	0,81	20,06	13,60	0,95	21,39	15,07	0,90
UTGCA	São Paulo	20,0	10,27	9,66	0,96	11,41	10,79	1,01	12,16	11,46	0,99
UTGC	Espírito Santo	18,1	3,56	3,19	0,47	2,24	2,04	0,27	2,74	2,42	0,34
UTGSUL(2)	Espírito Santo	0	0	0	0	0,05(2)	0,04(2)	–	0,06	0,05	–
UTGITB	Rio de Janeiro	21,0	10,06	8,83	1,45	1,67(3)	1,23(3)	0,05(3)	–	–	–
UPGN REDUC	Rio de Janeiro	2,5	0	0	0	0,95	0,76	0,05	1,11	1,05	0,23
UPGN LUBNOR	Ceará	0,35	0	0	0	–	–	–	–	–	–
UPGN URUCU	Amazonas	13,1	12,62	11,89	0,96	11,49(3)	10,82	0,87	12,15	11,44	0,93
UPGN CATU	Bahia	2,0	1,77	1,50	–	1,75	1,46	–	1,60	1,35	–
EVF MANATI	Bahia	6	–	–	–	–	–	–	1,67	–	–
TOTAL	—	107,65	57,52	51,16	4,65	48,13	39,70	3,16	52,88	42,84	3,39

(1) UTGCAB tem uma flexibilidade operacional que permite a incorporação de um volume adicional de gás natural não processado ao gás processado pela unidade, mantendo as especificações regulamentadas para o produto final e aumentando o volume total de gás disponível para o mercado. Essa flexibilidade possibilitou aumentos no gás disponível para o mercado de 2,27 milhões de m³/d em 2023, 3,00 milhões de m³/d em 2024 e 2,17 milhões de m³/d em 2025, além dos valores indicados nesta tabela.

(2) A UTGSUL, com uma capacidade de processamento de 2,5 milhões de m³/d de gás natural, foi desativada em 16 de setembro de 2024, devido à falta de fornecimento de gás.

(3) Informações atualizadas a partir da tabela publicada em 2025.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

VOLUME TOTAL MÉDIO DE GÁS NATURAL PROCESSADO EM NOSSAS UNIDADES



Além do gás natural produzido no Brasil, também recebemos gás natural da Bolívia por meio de gasodutos e gás natural liquefeito, importado de outros países em navios especiais e regaseificado em terminais no Brasil.

O volume total médio de gás natural processado e operado pela Petrobras na Bolívia foi de:



* Os números de 2023 também levam em consideração a operação da UPGN Guamaré, que foi desinvestida em junho de 2023.

Logística

Nós utilizamos um sistema de gasodutos para transportar gás natural de plantas de processamento, terminais de regaseificação e da fronteira com a Bolívia para os distribuidores locais, consumidores livres, assim como para o consumo interno de nossas unidades. O Brasil possui um sistema de gasodutos integrado centrado em torno de duas redes principais interligadas de gasodutos, uma conexão de gasoduto com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil (totalizando mais de 9.190 km).

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

Possuímos participações acionárias em empresas de transporte de gás no Brasil, incluindo uma participação de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. (TBG), que opera 2.593 km de um gasoduto, e uma participação de 25% na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB), que opera 50 km de um gasoduto.

Fora do Brasil, temos uma participação de 11% na GTB, que opera o lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, com 557 km.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Gás do pré-sal

Para aprimorar a extração de gás natural de nossa produção no cluster do pré-sal da bacia de Santos, investimos na construção de dutos submarinos integrados que conectam as plataformas de produção às nossas instalações de processamento de gás. Investimos em três rotas principais de fluxo que conectam nossa produção do pré-sal às nossas UPGNs, proporcionando redundância e flexibilidade operacional para o transporte e processamento de gás.

ROTA 1 E GASMEX: O sistema de gasodutos de 381 km conecta a Plataforma de Tupi e a Plataforma de Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (a "UTGCA") em Caraguatatuba, São Paulo, com capacidade para escoar até 20 milhões de m³/d de gás. Possuímos 100% da GASMEX e 65% da Rota 1, com a Shell possuindo 25% e a Petrogal 10%.

ROTA 2: Esse gasoduto de 401 km conecta o cluster do pré-sal da bacia de Santos à Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (a "UTGCAB") em Macaé, Rio de Janeiro, com capacidade de 20 milhões de m³/d. Possuímos entre 55% e 65% de diferentes segmentos, com a Shell, a Petrogal e a Repsol detendo as participações restantes.

ROTA 3: Esse gasoduto de 355 km conecta o cluster do pré-sal da bacia de Santos à Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí, no Rio de Janeiro, com capacidade de até 18 milhões de m³/d. A planta de processamento de gás natural tem uma capacidade total de processamento de 21 milhões de m³/d. Possuímos 100% da Rota 3, o primeiro módulo da Unidade de Tratamento de Gás de Itaboraí entrou em operação comercial sem novembro de 2024 e o segundo módulo entrou em operação comercial em maio de 2025.

Espera-se que as unidades recém-instaladas e as futuras no cluster do pré-sal da bacia de Santos sejam progressivamente conectadas à Rota 2 e à Rota 3. Espera-se que todos os projetos possam fluir por qualquer uma das três rotas de fluxo quando o sistema estiver totalmente implementado.

Marketing e vendas

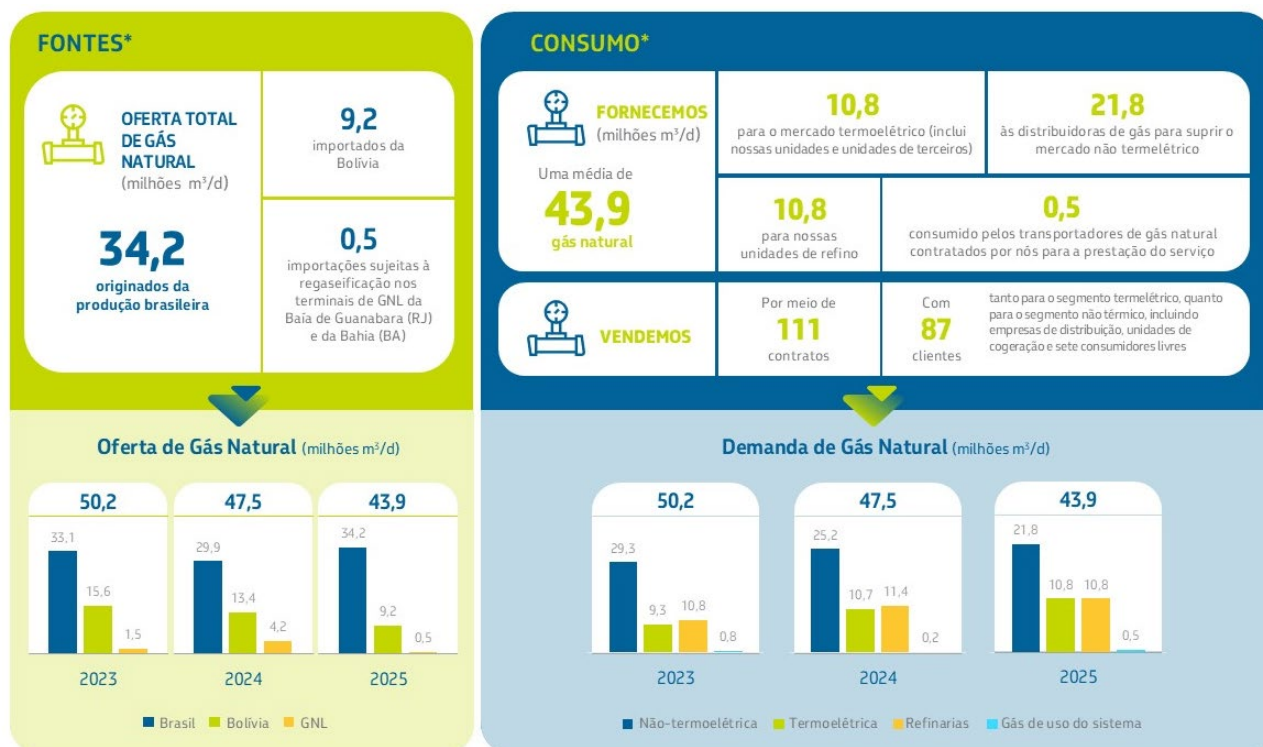
Nossa demanda total de gás natural em 2025 foi de 43,9 milhões de m³/d.

O volume de nosso consumo de gás natural por clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, de gás de uso do sistema, comerciais e de varejo foi de 33,1 milhões de m³/d, representando uma redução de aproximadamente 10% em relação a 2024. Essa diminuição é atribuída principalmente a uma redução na demanda não termoeletrica.

Em 2025, o consumo de gás natural por nossas refinarias foi de 10,8 milhões de m³/dia, o mesmo nível de 2024.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A seguir, apresentamos nossas fontes e consumo em 2025:



Em outubro de 2025, firmamos contratos para garantir uma nova fonte de gás natural da Argentina com volumes totais contratados de até 2,0 MMm³/dia. No entanto, esses contratos são interruptíveis por natureza, o que significa que nenhuma das partes tem um compromisso firme: não somos obrigados a comprar, e o fornecedor não é obrigado a entregar. Como resultado, esse suprimento de gás natural pode ficar indisponível durante períodos de excesso de consumo ou restrições de transporte por gasoduto na Argentina, especialmente durante os meses de inverno argentino.

G&E+ VALOR

Em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE para aumentar a competição na indústria de gás natural no Brasil, que incluiu, entre outras questões, a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás. Devido a um mercado mais aberto, em 2020 iniciamos o **Programa GAS+**, um conjunto interno de ações que visa aumentar nossa competitividade no segmento de gás natural. Em 2021, a Lei nº 14.134, conhecida como a Nova Lei do Gás, que estabeleceu as bases para uma reforma profunda do Mercado de Gás Natural Brasileiro, foi promulgada. Como resultado do acordo com o CADE e da Nova Lei do Gás, de acordo com informações fornecidas pela ANP, cerca de 22 novos players tornaram-se titulares de aproximadamente 43% do mercado brasileiro de gás natural não termelétrico em 2025.

Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte "Legal e Fiscal - Refino, Transporte e Comercialização" e "Nossos Negócios - Fusões e Aquisições - Acordos com o CADE" neste relatório anual.

Em 2023, o Programa GAS+ foi renomeado como **Programa Gás & Energia +** (também chamado de "Programa Mais Gás e Energia" e "G&E+"), reforçando ações voltadas para o negócio de gás e incluindo ações focadas no negócio de energia.

O G&E+ visa a fortalecer nossa posição competitiva no mercado aberto de gás natural. Esse programa se concentra em oferecer a melhor experiência de relacionamento com o cliente e desenvolver e entregar

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



produtos com condições comerciais aderentes às necessidades dos clientes, para atingir as metas estabelecidas de participação de mercado e lucratividade. Ele inclui iniciativas como o lançamento de novos produtos comerciais, novas formas de relacionamento com o cliente e ferramentas digitais (como contratos digitais e vendas por meio de plataformas automatizadas), bem como ações no campo da regulamentação e novos modelos de negócios (como alinhamento de procedimentos regulatórios para a revisão do Custo Variável Unitário (CVU) térmico e mercado de GNL).

Ao longo de 2025, realizamos uma avaliação completa das conquistas do Programa G&E+ desde seu início em 2019 até 2024. Também iniciamos um amplo diálogo com líderes de várias áreas para analisar as ambições, os objetivos, a estrutura e as metodologias do programa, garantindo o alinhamento com as estratégias corporativas atuais, a dinâmica do mercado e as práticas emergentes de inovação e gerenciamento.

Em sua nova versão, agora renomeada **G&E+ Valor (Gás & Energia Mais Valor)** o programa evolui de um modelo de fornecimento de curto prazo para um ecossistema integrado que reflete uma visão de melhoria contínua para os negócios de gás e energia.

O programa está estruturado em seis pilares estratégicos: Clientes, Sustentabilidade Empresarial, Evolução Digital, Infraestrutura Competitiva, Assuntos Jurídicos e Assuntos Regulatórios.

O programa visa melhorar nosso desempenho competitivo no mercado, oferecendo uma experiência superior ao cliente e desenvolvendo produtos com termos comerciais alinhados às condições do mercado aberto.

CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL E COMPROMISSOS DE COMPRA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A LONGO PRAZO.

Vendemos nosso gás principalmente para empresas operadoras de sistemas de distribuição (DSOs), consumidores industriais livres e usinas movidas a gás por meio de contratos padrão de fornecimento de longo e curto prazo, do tipo *take or pay*. As fórmulas de preço desses contratos estão alinhadas com os preços do petróleo Brent, os marcadores de preço de GNL (Henry Hub e Japan Korea Marker) e o dólar americano.

Em 2025, oferecemos aos clientes produtos contratuais flexíveis com opções de portfólio personalizáveis:

- inclusão do Henry Hub, um indexador de gás para gás, além do indexador de Brent;
- termos contratuais diversificados, de curto prazo a 10 anos; e
- duas opções de localização para a entrega de gás natural: (a) no hub, no qual somos responsáveis pela contratação da entrada no sistema de transporte e o cliente é responsável pela contratação da saída ou (b) no ponto de entrega (*city-gate*), no qual somos responsáveis pela contratação da entrada e saída do transporte.

Oferecemos aos clientes mecanismos de precificação projetados para alcançar níveis de preços competitivos e aumentar a demanda de gás natural:

- **Mecanismo de desempenho** (oferecido somente a operadores de sistemas de distribuição - DSOs): os clientes recebem uma redução de preço de até 20,8% do indexador Brent para quantidades entre 60% e 90% do volume contratado.
- **Mecanismo de Incentivo à Demanda**: os clientes recebem uma redução de preço de até 28,1% do indexador Brent para quantidades entre 90% e 100% do volume contratado.

Nossas condições comerciais apoiam a competitividade do mercado, permitindo ajustes de volume quando os clientes migram de ambientes cativos para o mercado livre.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Como resultado, novos contratos e aditivos contratuais foram assinados com 22 consumidores industriais livres, totalizando 6,4 milhões de m³/d adicionais contratados.

O mercado brasileiro de gás natural está se tornando cada vez mais competitivo, à medida que novos fornecedores ganham acesso às empresas de distribuição locais e, mais importante, aos clientes industriais. Essa mudança é impulsionada pelas recentes reformas nas estruturas legais e regulatórias do Brasil.

Os clientes industriais podem exercer opções de compra de gás natural diretamente dos fornecedores e as empresas operadoras de sistemas de distribuição - DSOs podem exercer opções contratuais conforme exigido por resoluções regulatórias, resultando em ajustes de volume em nossos contratos de fornecimento de longo prazo.

O referido movimento ocorreu ao longo de 2025 e não só resultou na contratação de 22 clientes industriais e 6,4 MM m³/d fornecidos diretamente por nós ao mercado, como também foi a razão por trás da redução do volume fornecido às operadoras de sistemas de distribuição - DSOs.

Em 31 de dezembro de 2025, nosso compromisso total de contratos de gás natural a serem entregues em 2026 era de 21,4 MM m³/d, incluindo contratos com empresas operadoras de sistemas de distribuição - DSOs e outros clientes industriais assinados em anos anteriores.

Quando começamos a construir o GASBOL em 1996, firmamos um Contrato de Fornecimento de Gás de Longo Prazo ("GSA") com a empresa estatal Boliviana YPF para comprar determinados volumes mínimos de gás natural, com base em um compromisso médio de entrega ou pagamento de 30 mmm³/d, a preços indexados aos preços globais do óleo combustível.

O fornecimento de gás sob o GSA teve início em 1º de julho de 1999. Atualmente, os volumes do saldo contratual acordados desde 31 de dezembro de 2023 indicam uma possível extensão do prazo do contrato até maio de 2028, se as condições de entrega ou pagamento forem atendidas, ou agosto de 2029, se os volumes de retirada take or pay forem levados em consideração. O prazo real do contrato pode variar dependendo do volume de gás entregue e retirado. Os principais ajustes de compromisso foram o Adendo 11, celebrado em 2022, e o Adendo 12, celebrado em dezembro de 2023, resultantes da negociação para ajustar o GSA à produção decrescente de gás natural boliviano.

Em relação aos contratos de transporte, celebramos acordos com (i) GTB, que opera a rede de transmissão na Bolívia, conectando a produção de gás boliviano à fronteira brasileira, e (ii) TBG, TAG e NTS, que operam a rede de transmissão brasileira. Os contratos têm durações diferentes, algumas das quais são de longo prazo. Desde 2019, o processo de abertura do mercado começou com leilões públicos para a contratação de capacidade na rede de transporte da TBG, levando em consideração a redução dos compromissos da Petrobras nesse sistema.

A tabela abaixo mostra o potencial efeito dos compromissos contratuais nos acordos acima para o período de cinco anos de 2026 a 2030.

COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL ⁽¹⁾

	2026	2027	2028	2029	2030
Para clientes não termoeletrônicos					
Partes relacionadas (mmm ³ /d) ^{(2) (3)}	–	–	–	–	–
Terceiros (mmm ³ /d) ⁽³⁾	20,27	19,65	20,12	19,23	18,85
Para usinas elétricas movidas a gás					
Partes relacionadas (mmm ³ /d) ^{(2) (3)}	–	–	–	–	–
Terceiros (mmm ³ /d) ⁽³⁾	5,18	4,93	5,07	5,47	5,39
Total (mmm³/d) ^{(2) (3)}	25,45	24,58	25,19	24,70	24,24
Valores estimados a serem faturados (US\$ milhões) ^{(3) (4)}	3.098,82	3.341,86	3.426,08	3.273,63	3.221,90
Compromissos de compra					
Compromissos de compra com a YPFB					
Volume de obrigação (mmm ³ /d)	4,95	4,20	3,15	–	–
Volume de obrigação (mmcf/d)	174,81	148,32	111,24	–	–
Projeção do petróleo bruto Brent (US\$)	63,00	70,00	70,00	–	–
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁵⁾	357,32	325,38	334,92	–	–
Compromissos de transporte					
Contrato ship-or-pay com a GTB					
Comprometimento do volume (mmm ³ /d)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Comprometimento do volume (mmcf/d)	211,89	211,89	211,89	211,89	211,89
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁶⁾	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Contrato ship-or-pay com a TBG ^{(7) (8)}					
Comprometimento do volume (mmm ³ /d) ⁽⁹⁾	21,43	11,68	11,55	11,53	9,89
Comprometimento do volume (mmcf/d)	756,66	412,60	407,99	407,07	349,24
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁶⁾	24,05	10,04	9,07	8,96	4,70
Contrato ship-or-pay com a NTS					
Comprometimento do volume (mmm ³ /d)	179,88	127,84	127,83	127,85	104,11
Comprometimento do volume (mmcf/d)	6.352,41	4.514,60	4.514,35	4.514,91	3.676,70
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ^{(6) (10)}	1.055,55	965,35	979,14	991,62	870,73
Contrato ship-or-pay com a TAG					
Comprometimento do volume (mmm ³ /d)	62,54	52,00	52,00	52,00	51,43
Comprometimento do volume (mmcf/d)	2.208,41	1.836,19	1.836,19	1.836,19	1.816,11
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ^{(6) (11)}	1.213,43	1.204,95	1.222,20	1.237,70	1.208,68

(1) A tabela considera informações como volumes estimados, retirada estimada e preço do petróleo bruto Brent, com base em nosso Plano Estratégico 2050 e Plano de Negócios 2026-30, aprovados em 21 de novembro de 2025 (eventos subsequentes serão incorporados ao próximo ciclo de planejamento estratégico).

(2) Para os fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas locais de distribuição de gás e usinas geradoras de energia nas quais temos participação acionária, e "terceiros" referem-se àqueles nos quais não temos participação acionária.

(3) As estimativas são baseadas em vendas externas e não incluem consumo interno ou transferências.

(4) Os preços podem ser ajustados no futuro, de acordo com a fórmula definida no contrato, e os montantes reais podem variar.

(5) Os pagamentos estimados são calculados usando preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão do preço do petróleo bruto Brent. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro com base em cláusulas contratuais, e os montantes de gás natural adquiridos por nós podem variar anualmente.

(6) Montantes calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

(7) O contrato ship-or-pay mostrado com a TBG é eliminado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, pois tal contrato é considerado transações entre empresas do grupo.

(8) A soma dos contratos legados (TCO e CPAC) foi considerada com os novos contratos de entrada e saída, objeto de chamadas públicas.

(9) Os volumes podem aumentar como resultado de chamadas públicas para contratação de capacidade.

(10) Os pagamentos estimados da Petrobras para a NTS serão mensalmente reduzidos para refletir os pagamentos feitos por outras empresas à NTS nos contratos de transporte de gás assinados como resultado do acordo de redução de flexibilidade assinado entre a Petrobras e a NTS em setembro de 2022.

(11) Os pagamentos estimados da Petrobras para a TAG serão reduzidos mensalmente para refletir os pagamentos feitos por outras empresas à TAG nos contratos de transporte de gás assinados como resultado do acordo de redução de flexibilidade assinado entre a Petrobras e a TAG em dezembro de 2021.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Energia

A necessidade de eletricidade brasileira é principalmente suprida por usinas hidrelétricas e outras fontes de energia (eólica, solar, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural utilizado em termelétricas, entre outros). A estrutura regulatória do mercado de energia elétrica no Brasil compreende dois ambientes de negociação: o Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e o Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

A produção das usinas hidrelétricas depende do nível anual de chuvas. Quando as chuvas são abundantes, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade. Como resultado, nessas circunstâncias, há menos demanda por geração de energia pelas usinas termelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica a partir de um complexo gerador composto por 13 usinas termelétricas que possuímos ou alugamos, operando sob regime de autorização como produtor independente de energia. Elas são alimentadas por gás natural ou diesel, com capacidade instalada total de 4.910 MW. Essas usinas são projetadas para serem despachadas pelo ONS sempre que necessário, a fim de complementar a energia das usinas hidrelétricas e, nos últimos anos, também das usinas eólicas e solares fotovoltaicas.

Em 2025, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 81,2 GWavg. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 818 MWavg (751 MWavg em 2024 e 612 MWavg em 2023). Esse aumento no total de eletricidade gerada foi devido a uma demanda crescente do sistema relacionada à carga de pico.

Além disso, temos participação em outros projetos de geração de energia que representam 82 MW em nossa capacidade de geração de eletricidade. Essa capacidade é mantida por meio das seguintes entidades: Energética Suape II S.A. (20%) e Brasympe Energia S.A. (20%), que, por sua vez, detêm uma participação de 60% na Termocabo S.A.

Em dezembro de 2025, anunciamos a assinatura de uma parceria estratégica por meio da aquisição de 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no país. A parceria funcionará como uma joint venture com gestão compartilhada entre a Lightsource bp e nós, com o objetivo de desenvolver projetos lucrativos de energia renovável *onshore* e fortalecer as posições de ambas as empresas no mercado renovável do Brasil. A Lightsource bp contribuirá com um pipeline de desenvolvimento de 1-1,5 GW, projetos adicionais em estágio inicial e a usina solar Milagres, no Ceará, que está em operação desde 2023 com 212 MWp de capacidade instalada.

Também temos alguns investimentos em fontes de geração de energia renovável no Brasil. Possuímos uma usina piloto de energia solar, a Unidade Fotovoltaica Alto do Rodrigues, com 1 MW de capacidade solar.

Além disso, estamos construindo nossa primeira planta piloto para geração de hidrogênio renovável na Usina Termelétrica Vale do Açu, também em Alto do Rodrigues, no estado do Rio Grande do Norte. O projeto, realizado em cooperação com o Instituto de Inovação em Energias Renováveis (SENAI ISI-ER), terá sua construção executada pela WEG, empresa brasileira que é referência mundial em eletrificação. Espera-se que a usina inicie as operações de teste no primeiro trimestre de 2026.

VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE⁽¹⁾

	2025	2024	2023
Vendas de eletricidade (ACL) - MW médio ⁽²⁾	725	888	1.515
Vendas de eletricidade (ACR) - MW médio	710	1.109	1.655
Geração de eletricidade - MW médio	818	751	612

(1) O valor de geração na tabela acima inclui apenas as usinas onde gerenciamos a operação.

(2) Inclui vendas de eletricidade do segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono para outros segmentos operacionais. Receitas de serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade de geração futura

Sob o regime de precificação de energia do Brasil, uma usina termelétrica só pode vender eletricidade certificada pelo MME e que corresponda a uma fração de sua capacidade instalada. O certificado é concedido para garantir uma venda constante de capacidade comercial ao longo dos anos para cada usina, dada sua função dentro do sistema brasileiro de complementar a energia hidrelétrica durante períodos de baixa precipitação. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada por sua capacidade esperada de geração de energia ao longo do tempo. A capacidade total certificada pelo MME (*garantia física*) pode ser vendida por meio de contratos de longo prazo em leilões para empresas de distribuição de energia (disponibilidade de reserva) e por meio de contratos bilaterais firmados no ambiente de mercado livre e usados para atender às necessidades de energia de nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitado pelo ONS. Além de um pagamento de capacidade, as usinas termelétricas também recebem um reembolso por custos variáveis (declarados ao MME para calcular a capacidade certificada comercial) incorridos sempre que são solicitadas a gerar eletricidade.

Em 2025, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos foi de 3.107 MWavg. Nossa capacidade total de geração foi de 4.910 MWavg. Do total de 3.788 MWavg de capacidade comercial disponível para venda em 2025, aproximadamente 19% foram vendidos como disponibilidade de espera em leilões públicos no mercado regulado (em comparação com 27% em 2024) e aproximadamente 19% foram comprometidos por contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas a partes relacionadas (em comparação com 22% em 2024).⁷

Nos termos dos contratos de disponibilidade *standby*, recebemos um valor fixo, independentemente de gerarmos energia ou não. Além disso, sempre que tivermos que fornecer energia sob esses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia fornecida que é definido na data do leilão e é revisado mensal ou anualmente, com base em índices de preços internacionais ajustados à inflação.

A tabela abaixo mostra a evolução da capacidade instalada de nossas usinas termelétricas, nossas compras no mercado livre e a capacidade comercial certificada associada.

CAPACIDADE DE ENERGIA INSTALADA E UTILIZAÇÃO

	2025	2024	2023
Capacidade instalada	4.910	4.910	5.313
Capacidade comercial certificada (MWavg)	3.107	3.341	3.218
Compras no mercado livre (MWavg)	681	782	1.447
Capacidade comercial disponível (Lastro) (MWavg)	3.788	4.123	4.665

A tabela abaixo mostra a alocação do nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:

ELETRICIDADE VENDIDA

	2025	2024	2023
Compromissos totais de venda (MWavg)	1.435	1.997	3.170
Contratos bilaterais	361	581	1.219
Consumo interno	364	307	296
Leilões públicos para empresas de distribuição	710	1.109	1.655
Volume de geração (MWavg)	818	751	612
Receitas (US\$ milhões)⁽¹⁾	1.296	1.427	1.652

(1) Inclui receitas de vendas de eletricidade do segmento de energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

caso de divergências entre a reatuação desta versão e a reatuação original em inglês do relatório, prevalecerá a reatuação original em inglês.

Nossos ativos de energia e suas respectivas localizações estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS ATIVOS DE ENERGIA ⁽¹⁾⁽²⁾ (MW)

Ativos sob gestão da Petrobras (próprio, arrendado ou controlado)								
Tipo ⁽³⁾	Região	Usina de energia	Combustível ⁽³⁾	Capacidade instalada	Participação acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros	
1	UTE	Ibirité	NG	235	100%	235	-	
2		Baixada Fluminense	NG	530	100%	530	-	
3		Seropédica	NG/DO	360	100%	360	-	
4		Cubatão	NG	249,9	100%	249,9	-	
5		Nova Piratininga	NG	386	100%	386	-	
6		Termorio	NG	989,2	100%	989,2	-	
7		Juiz de Fora	NG/ET	87	100%	87	-	
8		Três Lagoas	NG	386	100%	386	-	
9		Termomacaé	NG	922,6	100%	922,6	-	
10		Sul	Canoas	DO/NG	248,6	100%	248,6	-
11		Nordeste	Termobahia	NG	186	100%	186	-
12			Vale do Açu	NG	110	100%	110	-
13			Termo Ceará	NG/DO	220	100%	220	-
Gestão Petrobras				4.910	100%	4.910		
14	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues	1	100%	1	-	
Subtotal Gestão Petrobras				4.911		4.911		

	Tipo ⁽²⁾	Região	Usina de energia	Combustível ⁽²⁾	Capacidade instalada	Participação acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros	
Participações acionárias da Petrobras	1	UTE	Nordeste	Suape II	FO	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda: 80%; Petrobras: 20%
	2			Termocabo	FO	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (a Petrobras tem 20% e os demais sócios têm 80% da participação acionária na Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Tipo ⁽²⁾	Região	Usina de energia	Combustível ⁽²⁾	Capacidade instalada	Participação acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
							Participação Ltda: 2%
Subtotal das participações da Petrobras				431		82	
TOTAL				5.342		4.993	

(1) Ativos em 31 de dezembro de 2025.

(2) A usina Termocamaçari, movida a gás natural e com capacidade instalada de 120MW, está arrendada à Proquigel Química até agosto de 2030.

(3) GN-Gás natural; FO-óleo combustível; DO-óleo diesel; ET-etanol; PIE-produtor independente de energia; UTE-usina termoeletrica; PCH-pequena central hidrelétrica; PV-fotovoltaica.

Os contratos de nossa usina termelétrica no ACR e suas respectivas potências contratadas e data de vencimento dos contratos estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS NO AMBIENTE DE MARKETING REGULADO

Região	Usina de energia	Energia contratada MWavg	Data de expiração do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Baixada Fluminense	416,4	2033
	Cubatão	98,3	2025 a 2039
		64,2	2026 a 2040
	Termomacaé	200,0	2025

Os contratos de reserva de capacidade de nossas usinas termelétricas e a duração dos contratos estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS DE RESERVA DE CAPACIDADE

Região	Usina de energia	Energia disponível contratada MWavg	Duração do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Termorio	922,35	Agosto de 2025 a junho de 2041 ⁽¹⁾
	Ibirité	197,87	Agosto de 2025 a junho de 2041 ⁽¹⁾

(1) De acordo com o adendo assinado em 16 de junho de 2025, os termos do contrato foram alterados de julho de 2026 a junho de 2041 para agosto de 2025 a junho de 2041.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Energias de baixo carbono

Em 2025, nossa proposta de valor Gás Natural & Energias de Baixo Carbono é atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e promovendo a inclusão de fontes renováveis, bem como atuar em negócios de baixo carbono, diversificando o portfólio de forma rentável e promovendo a longevidade da Petrobras. Essa posição foi mantida pela Petrobras em PN 26-30 publicado em novembro de 2025. Considerando todas as iniciativas de baixo carbono (escopos 1, 2 e 3), o investimento em transição energética chega a US\$ 13 bilhões, englobando projetos em energia de baixo carbono, bioprodutos, ações para descarbonização das operações e Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D&I) presentes em todos os segmentos. Esse valor representa 12% do investimento total e 8% do investimento em Implementação.

Esperamos expandir nossas operações em negócios de baixo carbono, com foco especial em:

- **Biodiesel:** Nosso objetivo é expandir as operações de biodiesel por meio de parcerias com empresas que tenham forte acesso a matérias-primas, o que aumentaria as margens e capturaria o crescimento projetado da demanda. Observamos sinergias entre o biodiesel e a biorrefinaria, bem como na produção de *biobunker*.
- **Etanol:** Buscamos participações minoritárias em empresas líderes do setor de etanol para obter uma entrada mais rápida e relevante no mercado. A posição do Brasil como o segundo maior produtor de etanol do mundo e o aumento do mandato de mistura de etanol anidro com gasolina (atualmente 30%, podendo chegar a 35% até 2030) apoiam o crescimento do transporte leve e a expansão potencial nos segmentos aéreo e marítimo. Também vemos o etanol de baixo carbono como um insumo estratégico para a produção de SAF e a geração de combustível eletrônico usando CO2 biogênico.
- **Biometano:** Buscamos participações minoritárias em empresas de biometano estabelecidas para alavancar a demanda crescente. Vemos oportunidades de atuar como o principal fornecedor de biometano, utilizar a infraestrutura de gás e energia existente, reduzir as importações de GNL e possibilitar a produção de hidrogênio com baixo teor de carbono.
- **Biorrefinaria (SAF - HEFA e ATJ):** Estamos adaptando nossas instalações de refino e desenvolvendo novas unidades para transformar a biomassa em produtos de alto valor agregado, incluindo o Diesel-R (um derivado coprocessado com conteúdo renovável, disponível comercialmente desde setembro de 2023) e plantas dedicadas à produção de SBC para SAF.
- **Hidrogênio com baixo teor de carbono:** Vemos o hidrogênio de baixo carbono como parte da solução para setores difíceis de descarbonizar. Nosso objetivo é expandir nossa experiência em hidrogênio de baixo carbono por meio de programas-piloto e projetos de parceria em pequena escala, acompanhando a evolução de mercados exigentes.
- **Geração renovável:** operar preferencialmente em parceria com grandes empresas do setor, visando à descarbonização de nossas operações, à integração do portfólio de soluções de baixo carbono e à captura de oportunidades de mercado no Brasil. Em dezembro de 2025, assinamos um acordo com a Lightsource bp para estabelecer uma parceria estratégica no segmento de energia renovável *onshore*. Pelo acordo, adquiriremos 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no Brasil. A conclusão da transação está sujeita a aprovações regulatórias. A parceria será estruturada como uma joint venture, com gestão compartilhada entre as empresas. Ainda em 2025, a partir do P&D, nós, a WEG e a Statkraft colocamos em operação a turbina eólica com 7MW.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- **CCUS:** Atualmente, quatro projetos estão sendo avaliados em São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia. Essas iniciativas têm como objetivo apoiar a descarbonização de nossas próprias operações e das operações de terceiros, especialmente em setores difíceis de serem reduzidos. Paralelamente, aprovamos a Decisão Final de Investimento (FID) para o primeiro projeto piloto de CCS no Brasil. O projeto armazenará aproximadamente 300 kt de CO₂ ao longo de três anos de operação e se concentrará em testar e reduzir o risco de tecnologias críticas, com ênfase no monitoramento de CO₂.

Para obter mais informações, consulte o "Plano de Negócios 2026-30" neste relatório anual.

Biocombustíveis

BioRefino

Lançamos nosso programa BioRefino 2030 em 2020 para transformar nossos processos de refino de acordo com uma economia de baixo carbono. Em 2022, expandimos e priorizamos projetos para a produção de diesel renovável e biojato. Em 2023, melhoramos a infraestrutura em nossas refinarias RPBC, REDUC e REPLAN para aumentar a capacidade de produção de Diesel-R. Outros projetos de coprocessamento em unidades de hidrotreatamento estão pendentes do desenvolvimento de um mercado voluntário, já que o óleo vegetal hidrotreatado (HVO) não foi incluído nos mandatos da estrutura regulatória "Combustível do Futuro" recentemente aprovada. O Diesel-R é produzido pelo coprocessamento de diesel convencional com óleos vegetais usando nossa tecnologia proprietária HBIO™. O componente HVO resultante tem a mesma estrutura molecular do diesel convencional, reduz as emissões de gases de efeito estufa e é livre de contaminantes que podem danificar os motores.

Em 2025, a primeira produção de BioJet com certificação ISCC-CORSIA na América Latina foi realizada na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro. O Combustível de Aviação Sustentável (SAF) produzido nesse lote foi comercializado e entregue diretamente no aeroporto internacional do Rio de Janeiro (GIG). Outras refinarias já estão sendo adaptadas para produzir SAF continuamente antes da fase obrigatória do programa CORSIA e da lei Combustível do Futuro do Brasil, que entrará em vigor a partir de 2027.

A comercialização do Diesel R, nosso produto de menor intensidade de carbono que contém HVO, está concentrada em clientes que desejam atingir suas metas voluntárias de ASG.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



PROJETOS EM ANDAMENTO

Espera-se que o BioQav (também conhecido como combustível SAF ou BioJet) seja usado em todo o mundo para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de aviação, de acordo com o Esquema de Compensação e Redução de Carbono para a Aviação Internacional (CORSIA), estabelecido pela Organização da Aviação Civil Internacional ("ICAO"). De acordo com essa estrutura, seu uso se tornará obrigatório no Brasil a partir de 2027.

O processo de produção do BioQav, por meio da hidrogenação, pode ser obtido por coprocessamento em unidades de hidrotratamento ou usando plantas dedicadas de HEFA (*Hydrogenated Esthers and Fatty Acids*) com tecnologias comerciais.

Para atender aos requisitos da ICAO para evitar emissões de CO₂ enquanto as unidades dedicadas ainda não estiverem em operação (2027 a 2029), quatro refinarias estão sendo adaptadas para a produção de SAF. A refinaria com a maior capacidade futura de SAF será a Refinaria de Paulínia (REPLAN, no Estado de São Paulo), onde uma unidade de hidrotratamento de diesel existente será totalmente dedicada ao coprocessamento de matérias-primas renováveis para produzir BioJet usando a maior parcela possível permitida pela American Society for Testing and Materials - ASTM de matéria-prima renovável. Na REDUC (Refinaria de Duque de Caxias-RJ), uma unidade de hidrotratamento está certificada e pronta para ser comercializada, conforme mencionado acima. Atualmente, duas outras refinarias estão sendo adaptadas para coprocessamento visando à produção de BioQav.

Na rota dedicada autônoma, uma planta para a produção de SAF e/ou HVO está em fase de implementação do portfólio atual na RPBC (Refinaria Presidente Bernardes Cubatão SP) usando a tecnologia HEFA, a partir das mesmas matérias-primas necessárias para a produção de HVO, que também é formado como um coproduto no mesmo processo. Outra planta HEFA no Complexo Energético Boaventura (CEB) está atualmente em fase de avaliação para o portfólio de investimentos futuros.

Uma unidade adicional foi incluída no portfólio de avaliação para produzir SAF usando a tecnologia ATJ (*alcohol-to-jet*) a partir do etanol como matéria-prima, para aproveitar nossa posição estratégica na logística e comercialização de etanol. Também estão sendo consideradas as possibilidades de parceria com outras empresas bem posicionadas na cadeia do etanol e/ou no mercado de SAF.

PROCESSAMENTO DE MATÉRIA-PRIMA 100% RENOVÁVEL EM UMA UNIDADE DE CRAQUEAMENTO CATALÍTICO FLUIDO ("FCC")

Nós e a Refinaria Riograndense de Petróleo ("RPR") alcançamos um marco histórico ao processar, pela primeira vez, 100% de óleo de soja em uma unidade industrial de refino. A tecnologia, desenvolvida no Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Petrobras ("CENPES"), permite converter matéria-prima 100% renovável, com inovações em processo e catalisador, gerando produtos totalmente renováveis (petroquímicos e combustíveis). Esse processamento de matéria-prima 100% renovável em uma Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC) é o primeiro desse tipo no mundo.

O teste foi possível graças a um acordo de cooperação firmado em maio de 2023 entre as empresas acionistas da RPR (Petrobras, Braskem e Ultra), que previa a utilização das unidades da refinaria para testes de tecnologias desenvolvidas pelo CENPES. O investimento no teste foi feito de acordo com as cláusulas do PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



Atuamos também na produção de biodiesel por meio de nossa subsidiária integral PBIO, que administra nossas atividades de produção, logística e comercialização desses produtos.

Em novembro de 2024, nossa Diretoria Executiva aprovou a descontinuidade do processo de desinvestimento da subsidiária integral Petrobras Biocombustível S.A. ("PBio"). A PBio permanecerá em nosso portfólio, de acordo com nossas diretrizes estratégicas atuais, que levam em conta nossos negócios de baixo carbono, a diversificação lucrativa do portfólio e a garantia da continuidade operacional. Adicionalmente, em alinhamento com nosso Plano Estratégico, continuamos avaliando alternativas e modelos de negócios para a PBio, a serem desenvolvidos por meio de parcerias que visem ao aprimoramento de nossas operações, considerando novas oportunidades de negócios, potenciais sinergias entre nossos ativos e a maximização dos resultados da Petrobras e de suas investidas

A PBIO possui três usinas de biodiesel para operações próprias. Entretanto, a planta de biodiesel de Quixadá está inoperante desde novembro de 2016. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas plantas em operação é de 4,0 mbbbl/d. Em 2025, atendemos 2,36% da demanda brasileira de biodiesel, segundo a ANP.

O CNPE é responsável por definir a mistura obrigatória de biodiesel em todo o diesel vendido no Brasil. Em agosto de 2025, a mistura obrigatória aumentou de 14% para 15%.



Principais Ativos

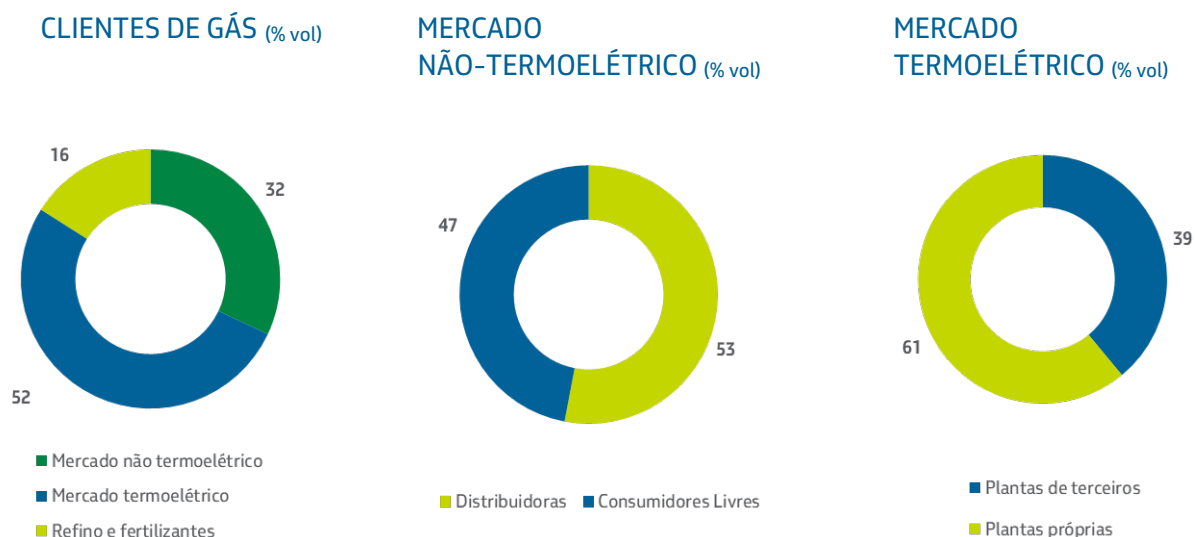
	2025	2024	2023
Biocombustíveis ⁽¹⁾			
Unidades de produção de biodiesel - PBIO	3	3	3
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - PBIO	10,5	10,5	10,5

(1) Inclui a capacidade da usina de biodiesel de Quixadá, que está inoperante desde novembro de 2016.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Clientes e Concorrentes

O gás natural é fornecido pela Petrobras a 87 clientes, a maioria dos quais são distribuidores (*DSO - Distribution System Operators*) e consumidores livres. Toda a demanda por gás natural inclui nossos mercados não termelétricos, termelétricos, de refino e de fertilizantes, bem como o consumo das transportadoras de gás natural por nós contratadas para a prestação de serviços de transporte.



Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente para distribuidores, consumidores livres ou termelétricas. Em 2025, a concorrência se intensificou, com novos contratos entre produtores e clientes, como esperado devido à regulamentação que melhorou a estrutura regulatória do setor de gás natural e estabeleceu diretrizes para o mercado aberto.

O transporte de gás natural consiste em um monopólio do governo federal brasileiro e pode ser exercido, mediante autorização, por empresas constituídas de acordo com a legislação brasileira, com sede e administração no país. Diferentemente do transporte de gás (que ocorre por meio de gasodutos de alta pressão e é regulamentado pelo governo federal/ANP), a distribuição local por meio de redes de baixa pressão é regulamentada e gerenciada pelos estados.

No segmento de energia, atuamos em geração e comercialização. Na geração, concorremos com termelétricas de terceiros, bem como com outros geradores com outras fontes de energia (hídrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, concorremos com outros comercializadores de energia e atuamos no mercado regulado (distribuidores de energia) e no mercado livre (comerciantes e consumidores livres/grandes consumidores). Temos 129 clientes e fornecedores, dos quais 33 são distribuidores, 29 são empresas de marketing, seis são empresas geradoras e 61 são consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente setorial responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Fusões e aquisições

Implementamos nossa estratégia de fusões e aquisições ("M&A") com o objetivo de identificar, analisar e executar oportunidades estratégicas. Essa abordagem visa aumentar a participação de mercado nos segmentos em que atuamos, estabelecer operações em novos segmentos (incluindo aqueles relacionados à transição energética) e gerar valor por meio de integração e sinergias.

Nossa estratégia M&A abrange aquisições, parcerias e processos de desinvestimento. Consideramos oportunidades que estejam alinhadas com o direcionador de nosso Plano Estratégico e Plano de Negócios, especialmente aquelas relacionadas à sustentabilidade de longo prazo, lucratividade e disciplina de capital.

O processo de governança para a aprovação de um projeto do M&A segue padrões criados para alinhar os princípios da administração pública com as melhores práticas de mercado. Ele compreende os seguintes estágios:

- identificação de oportunidades estratégicas e inclusão do projeto em nosso portfólio;
- estágio não vinculativo (dependendo do projeto);
- fase vinculativa; e
- negociação e assinatura.

A aprovação de nossa Diretoria Executiva é necessária para que cada projeto avance por esses estágios. A aprovação da Diretoria também é necessária para a etapa de vinculação e para a execução dos contratos finais.

Até 17 de março de 2026, divulgamos, assinamos e concluímos os seguintes projetos:

- Em 16 de março de 2026, anunciamos que, como parceira e operadora dos campos de Tartaruga Verde e Espadarte - Módulo III, localizados na Bacia de Campos, a Petrobras notificou a Petronas Petróleo Brasil Ltda. de sua decisão de exercer seu direito de preferência para adquirir as participações de 50% nesses ativos atualmente detidas pela Petronas. Após a conclusão da transação, a Petrobras voltará a deter 100% de participação nos ativos, permanecendo como operadora. A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes estabelecidas no contrato de compra e venda, incluindo a aprovação da ANP.
- Em 16 de dezembro de 2025, assinamos um acordo para formar uma parceria estratégica no segmento de energia renovável *onshore* por meio da aquisição de 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no Brasil. A parceria será estruturada como uma joint venture, com gerenciamento compartilhado entre nós e a Lightsource bp. Em 22 de janeiro de 2026, o CADE aprovou a joint venture sem restrições. O fechamento do negócio está sujeito às condições definidas no contrato.
- Em 4 de agosto de 2025, concluímos a transferência de toda a nossa participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Acordos com o CADE

Em 2019, firmamos dois Termos de Compromisso de Cessação (TCCs) com o CADE, a autoridade antitruste do Brasil: um voltado para o mercado de refino e outro para o mercado de gás.

ACORDO DE MERCADO DE REFINO

O mercado de refino TCC (TCC Refino) exigiu o desinvestimento de oito refinarias: REPAR, RNEST, REGAP, REFAP, RLAM, REMAN, LUBNOR e SIX. Esses compromissos estavam alinhados com as diretrizes de nossa Diretoria Executiva na época e com a Resolução CNPE 09/2019, que promoveu a concorrência no setor de refino do Brasil.

Cumprimos os compromissos do TCC Refino, incluindo a venda de três refinarias (SIX, RLAM e REMAN), até 2024, quando o TCC foi alterado, eliminando as obrigações de desinvestimento da RNEST, REPAR, REFAP, REGAP e LUBNOR.

A emenda do TCC, assinada em 3 de julho de 2024, estabeleceu novos compromissos:

- Obrigações de monitoramento aprimoradas que permitem ao CADE verificar a fixação de preços não discriminatórios em nossas atividades comerciais domésticas de derivados de petróleo e petróleo bruto;
- Divulgação de diretrizes comerciais gerais e não discriminatórias para entregas de petróleo marítimo a refinarias independentes no Brasil; e
- Oferta de contratos-quadro para refinarias independentes no Brasil para entregas marítimas.

As obrigações do Acordo de Refino do TCC são válidas por três anos e podem ser prorrogadas por mais três anos a critério do CADE. Esses compromissos foram cumpridos por nós de acordo com os termos acordados com o CADE desde a assinatura do aditamento ao TCC.

CONTRATO DO MERCADO DE GÁS

O TCC para o Mercado de Gás (o "TCC Gás") previa, entre outros compromissos, o desinvestimento compulsório da totalidade de sua participação acionária nas empresas Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A - TBG, bem como de sua participação acionária indireta na Petrobras Gás S.A. - GASPETRO.

Estávamos cumprindo os compromissos acordados na TCC Gás, que estava pendente apenas da venda da empresa TBG, um desinvestimento que enfrentou obstáculos durante sua execução.

Conforme Fato Relevante publicado em 29/03/2023, ante o recebimento dos Ofícios 166/2023/GM-MME, 257/2023/GM-MME e 261/2023/GM-MME do Ministério de Minas e Energia, o Conselho de Administração da Petrobras entendeu ser necessário avaliar a solicitação do MME sobre a conveniência de dar continuidade ou não às vendas de ativos, frente ao novo Plano Estratégico que seria proposto pela Diretoria Executiva então recém-eleita.

Desde a assinatura da TCC Gás, ocorreram mudanças econômicas, legais e regulatórias significativas no mercado doméstico de gás natural que justificam a necessidade de reavaliarmos o modelo de negócios dos projetos a serem desinvestidos no segmento de Gás Natural.



A Nova Lei do Gás, que entrou em vigor após a celebração do TCC, excepciona da obrigação de desverticalização as empresas que já eram verticalizadas previamente à sua publicação, como é o caso da TBG, desde que essas empresas se sujeitem a obrigações de independência e autonomia a serem reguladas pela ANP. Portanto, considerando que a desverticalização da TBG não é necessária para atender aos objetivos da TCC Gás, e que seu desinvestimento não estaria alinhado com o Plano de Negócios 2025-29+ e o Plano Estratégico, a empresa negociou com o CADE obrigações comportamentais que asseguram a independência comercial da TBG, eliminando assim quaisquer preocupações com relação à preservação da competitividade no mercado brasileiro de gás natural.

O aditamento foi assinado em 3 de julho de 2024, e resulta de extensos debates entre nossas áreas técnicas e o CADE, culminando na cessação da obrigação de venda da TBG, no âmbito do TCC, e estabelecendo novos compromissos, resumidos a seguir:

- adoção de salvaguardas adicionais para o processo de eleição de membros independentes para o Conselho de Administração da TBG.
- adoção de independência relevante (*de fato*) da Diretoria Comercial da TBG em relação a nós, eliminando qualquer possível influência nossa como seu acionista majoritário.

Os termos acordados no Aditamento à TCC Gás serão válidos até que a ANP emita um certificado de independência para a TBG, ou até 4 de março de 2039 (o prazo estabelecido no artigo 5º, parágrafo 4º, da Nova Lei do Gás, o que ocorrer primeiro).

Como resultado, nossa Diretoria Executiva retirou a TBG do portfólio de desinvestimento.



Ambiente de Negócios Externo

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho dos nossos negócios e a forma como planejamos o futuro.

Mercado global de petróleo & gás

A média do petróleo Brent foi ligeiramente mais alta no primeiro trimestre de 2025 em comparação com o trimestre anterior, subindo de US\$ 74,7/bbl para US\$ 75,7/bbl no final do trimestre, o que afetou nossos preços realizados de petróleo e produtos.

O primeiro trimestre foi marcado por preocupações sobre uma guerra comercial entre os EUA e vários países (Canadá, México e China), após a opinião do novo governo dos EUA de que as relações comerciais históricas eram injustas. Esse impacto de baixa nos preços do petróleo foi reforçado por um anúncio inesperado da OPEP+ de um retorno gradual do fornecimento a partir de abril de 2025. Apesar do impacto negativo de ambos os eventos, os preços do petróleo permaneceram relativamente estáveis, enquanto as tensões contínuas no Oriente Médio e as novas sanções dos EUA contra a Venezuela e o Irã aumentaram os riscos de possíveis interrupções no fornecimento de petróleo. No entanto, o aumento das tensões e qualquer conflito direto ou indireto envolvendo esses países podem resultar em uma instabilidade regional mais ampla, sanções adicionais, volatilidade nos preços da energia e das commodities, interrupções nas rotas de transporte e nas cadeias de suprimentos globais e maior incerteza geopolítica. Esses acontecimentos podem afetar negativamente as condições econômicas globais e, por sua vez, afetar de forma significativa e adversa nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa.

No segundo trimestre de 2025, os preços do petróleo caíram significativamente, atingindo sua menor média trimestral desde 2022. A escalada das tensões comerciais - incluindo os anúncios dos EUA de tarifas de importação substanciais sobre países selecionados - aumentou as preocupações sobre uma desaceleração econômica mais ampla. Além disso, a OPEP+ reforçou seu compromisso de restaurar a oferta adicionando 411 Mbpd em junho de 2025, pesando ainda mais sobre os preços do petróleo.

Os preços do petróleo se recuperaram no terceiro trimestre, mas permaneceram abaixo do limite de US\$ 70/bbl. Embora a dinâmica de baixa do trimestre anterior tenha persistido, incluindo as tensões comerciais e os acréscimos de oferta da OPEP+, a escalada dos conflitos na Ucrânia e no Oriente Médio aumentou as preocupações com o risco de oferta e proporcionou algum suporte aos preços.

No quarto trimestre de 2025, os preços do Brent caíram, já que as preocupações do mercado em relação a um possível excesso de oferta de petróleo em 2026 pareciam superar os efeitos dos desenvolvimentos geopolíticos em andamento. Durante o trimestre, os preços foram pressionados por anúncios e expectativas de oferta adicional da OPEP+, pela continuidade das tensões comerciais entre as principais economias e por relatos de uma diminuição de certos prêmios de risco geopolítico após o cessar-fogo e o engajamento diplomático renovado relacionados aos conflitos em andamento. No final do trimestre, medidas adicionais de sanções dos EUA que afetaram determinados exportadores de petróleo contribuíram para uma recuperação parcial dos preços. No entanto, os preços permaneceram limitados pela incerteza macroeconômica persistente e pelas preocupações contínuas em relação ao equilíbrio entre oferta e demanda no início de 2026.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

**BRENT – PREÇO DIÁRIO DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/bbl)**

Fonte: Bloomberg, 2025

Os preços do petróleo bruto Brent aumentaram drasticamente de US\$ 62,6/bbl em 31 de dezembro de 2025 para aproximadamente US\$ 102,9/bbl em 9 de março de 2026 (Brent dated), em meio ao aumento da instabilidade geopolítica no Oriente Médio e aos riscos de uma nova escalada. Esses acontecimentos podem continuar a afetar negativamente a economia global e podem contribuir para a volatilidade e as interrupções contínuas no mercado global de petróleo bruto.

Os preços do gás natural em 2025 geralmente excederam os níveis de 2024, com os aumentos mais acentuados ocorrendo na Europa. Os preços do gás na Europa subiram à medida que os níveis de estoque caíram significativamente abaixo das médias históricas, impulsionados pela alta demanda durante a temporada de inverno anterior. As temperaturas mais frias do que a média, combinadas com a redução da geração de energia eólica, aumentaram a dependência da geração de eletricidade a gás.

Os preços do gás natural liquefeito (GNL) na Ásia aumentaram modestamente em 2025 em comparação com 2024. Esse aumento foi impulsionado principalmente pela maior demanda europeia, que desviou os carregamentos de GNL da Ásia e restringiu o fornecimento regional. As tensões geopolíticas que afetam as principais rotas de fornecimento contribuíram ainda mais para a volatilidade dos preços. Como resultado, os compradores asiáticos sensíveis ao preço, incluindo a China e a Índia, reduziram suas compras no mercado spot. O crescimento econômico moderado na região compensou parcialmente a pressão de alta nos preços do GNL.

Nos Estados Unidos, os preços spot do Henry Hub subiram substancialmente em 2025, impulsionados principalmente pelo aumento da demanda de gás de alimentação de GNL das instalações de exportação e pelas restrições temporárias de produção resultantes de eventos climáticos extremos, incluindo congelamentos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

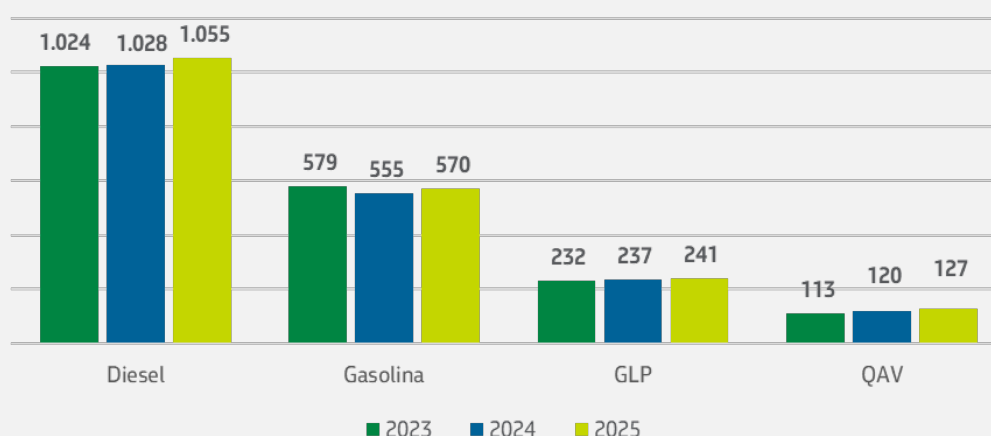
Mercado Brasileiro de Petróleo e Gás

Apesar da crise energética global exacerbada pelo conflito na Ucrânia e pelas tensões geopolíticas em curso no Oriente Médio, o mercado brasileiro de combustíveis demonstrou resiliência durante o período.

O ano de 2025 foi marcado pela promulgação da Lei *do Combustível do Futuro*, que amplia os mandatos de mistura de biodiesel em um ponto percentual ao ano, chegando a 20% até 2030; permite que a mistura de biodiesel e etanol anidro atinja até 25% e 35% no diesel e na gasolina, respectivamente; e introduz o HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) e o SAF (Sustainable Aviation Fuel) no mercado brasileiro.

A demanda por diesel aumentou 2,7%, apesar do aumento das exigências de mistura de biodiesel. A demanda por combustível de aviação continuou sua recuperação pós-COVID-19, aumentando 5,9%. A demanda por gasolina cresceu 2,7%, refletindo sua competitividade de preço em relação ao etanol ao longo de 2025. O crescimento populacional, o aumento dos níveis salariais e o aumento da atividade manufatureira contribuíram para um aumento de 1,7% na demanda de GLP em 2025 em comparação com 2024.

CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS SELECIONADOS NO BRASIL (mbbl/d)



Fonte: Petrobras e ANP, 2025

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, os dados interanuais da demanda de gás natural até junho de 2025 aumentaram em 5%, de uma média de 58 milhões de cmd em 2024 para 61 milhões de cmd (não inclui o gás usado no transporte por gasoduto).

Dessa demanda total de 61 milhões de cmd, o consumo de geração de energia aumentou 46%, principalmente devido a ajustes no parâmetro de aversão ao risco no modelo oficial de despacho. Esses ajustes levaram a uma maior utilização de usinas elétricas movidas a gás natural para atender aos requisitos de energia e capacidade. Além disso, a capacidade instalada aumentou em maio de 2025 com o comissionamento da usina UTE GNA II de 1,6 GW, que pertence e é operada por terceiros.

Por outro lado, a demanda dos segmentos industrial e veicular, que juntos representam aproximadamente 50% do consumo total, diminuiu 10% e 11%, respectivamente. O consumo de veículos a gás natural tem diminuído continuamente desde julho de 2022, refletindo a diminuição da competitividade do gás natural em relação às fontes alternativas de energia.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Comércio de emissões em todo o mundo

À medida que os países adotam cada vez mais metas de emissões líquidas zero de carbono no âmbito do Acordo de Paris, os governos estão reconhecendo a necessidade de implementar políticas que promovam a descarbonização da economia e reduzam as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Um desses instrumentos de política é a implementação de sistemas de mercado de carbono regulamentados com base no modelo cap-and-trade. Esses sistemas estabelecem um limite (um teto) para as emissões de GEE que podem ser emitidas por cada entidade e permitem que as entidades negociem licenças equivalentes a uma tonelada de GEE no mercado.

Há uma tendência global crescente para a adoção de instrumentos de precificação de carbono. De acordo com o Relatório de Status Mundial de Comércio de Emissões 2025 da International Carbon Action Partnership (ICAP), 38 mercados de carbono estavam em operação em janeiro de 2025, cobrindo mais de 23% das emissões de gases de efeito estufa. Essa cobertura é mais de quatro vezes maior do que em 2005, quando foi lançado o Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS), o primeiro mercado de carbono do mundo. Além disso, 11 mercados de carbono estão atualmente em desenvolvimento e outros 9 estão sendo considerados.

A situação atual da precificação do carbono no Brasil

Houve avanços significativos na discussão relacionada ao mercado de carbono baseado no conceito de cap-and-trade no Brasil. O Projeto de Lei nº 182/2024, que regulamenta o mercado de carbono no Brasil por meio da introdução do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (o "SBCE"), foi aprovado pelo Congresso Nacional em novembro de 2024 e, posteriormente, foi assinado pelo Presidente como Lei nº 15.042/2024 em dezembro de 2024.

A lei estabelece que a SBCE será implementada em fases. A primeira fase estabelece que a regulamentação do mercado nacional de carbono está programada para ser emitida em um período de 12 meses, que pode ser prorrogado por mais 12 meses. Em 2025, foi criada a Secretaria Extraordinária do Mercado de Carbono com o objetivo de organizar, planejar e coordenar as ações necessárias para a fase inicial de implementação da SBCE. Ao mesmo tempo, também foi reafirmado o compromisso de publicar as normas infralegais necessárias para a regulamentação da Lei nº 15.042/2024.

Essa lei é um passo importante para que o Brasil cumpra os compromissos assumidos no Acordo de Paris. Além disso, essa lei é uma ferramenta relevante para que o Brasil permaneça competitivo nos mercados globais, especialmente com a entrada em vigor, em 2023, do imposto alfandegário sobre carbono na União Europeia, denominado Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

Plano de Negócios



Plano de Negócios 2026-30 (PN 2026-30)

Em nosso Plano de Negócios 2026-30, mantemos as estratégias definidas no Plano Estratégico e reafirmamos nossa visão de ser a melhor empresa de energia diversificada e integrada na geração de valor, contribuindo para um mundo mais sustentável. Isso inclui conciliar nosso foco em petróleo e gás com a diversificação para negócios de baixo carbono (incluindo petroquímicos, fertilizantes e biocombustíveis), bem como um compromisso com a sustentabilidade, a segurança, o respeito ao meio ambiente e a atenção total às pessoas.

De acordo com a Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP), nossa produção *upstream* operada pela empresa emite menos do que a média do setor. Essas condições permitem conciliar a liderança na transição energética com a exploração responsável de petróleo e gás no país. Em meio a transformações globais — especialmente nas esferas energética, digital, social e ambiental —, estamos passando por um período de mudanças e novas perspectivas, com o objetivo de nos prepararmos para a transição energética e para uma economia de baixo carbono justa e inclusiva. Essa preparação inclui a adaptação às mudanças nos padrões de uso de energia, bem como a avaliação e a minimização dos impactos sociais sobre nossos empregados, comunidades e toda a cadeia de suprimentos.

Diante do cenário de preços mais baixos do petróleo, o Plano de Negócios 2026-30 reforça nosso compromisso com o crescimento e a criação de valor, bem como com nossa sustentabilidade financeira, por meio da disciplina de capital, da eficiência operacional, da otimização das despesas operacionais e da imposição de limites ao orçamento de investimentos, além da adoção de critérios mais restritivos na governança da aprovação de projetos.



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

CAPEX - Despesas de Capital

▶ *A previsão de CAPEX para o período de 2026 a 2030 totaliza US\$ 109 bilhões, sendo US\$ 91 bilhões correspondentes a projetos em fase de implementação (“Carteira em Implantação”) e US\$ 18 bilhões compostos por projetos em fase de avaliação (“Carteira em Avaliação”).*

Para garantir resiliência financeira e flexibilidade na resposta às condições do mercado, o Plano de Negócios 2026-30 introduz um novo mecanismo para a Carteira em Implantação, com duas classificações:

- “Carteira em Implantação Base”: US\$ 81 bilhões, incluindo projetos cujos orçamentos foram aprovados no Plano de Negócios 2026-30, mesmo que ainda não tenham sido sancionados.
- “Carteira em Implantação Alvo”: US\$ 91 bilhões, valor que, além dos projetos da Carteira em Implantação Base (US\$ 81 bilhões), inclui projetos (US\$ 10 bilhões) cuja confirmação orçamentária está sujeita a uma análise de financiamento. Avaliações trimestrais, com base em projeções de fluxos de caixa e estrutura de capital, determinarão o andamento desses projetos, bem como a eventual definição de prioridades.

A previsão de CAPEX para o período do Plano de Negócios 2026-30 no segmento de E&P representa 72% do total, seguido pelo segmento de RTC com 18%, G&EBC com 8% e o segmento corporativo com 2%.

COMPOSIÇÃO DAS CARTEIRAS DE INVESTIMENTO (CAPEX) em bilhões de dólares



Nota: Projeções sujeitas à variação de +/- 5%

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



CAPEX 2026-2030

Exploração & Produção (E&P)

O Plano de Negócios 2026-30 destina US\$ 69,2 bilhões em investimentos a projetos de E&P na Carteira em Implantação Alvo ao longo do quinquênio.

Dessa carteira, 62% correspondem ao Pré-Sal, 24% aos campos Pós-Sal, 10% são destinados à Exploração e cerca de 4% referem-se a ativos *onshore* e em águas rasas, ativos internacionais, tecnologias ou projetos de descarbonização.

Aumentamos a curva de produção prevista de petróleo e gás no curto e médio prazo em comparação com o plano de negócios anterior, por meio de uma gestão aprimorada dos reservatórios, novos poços complementares e a entrada em operação de novos sistemas de produção, bem como do aumento da disponibilidade de gás natural em relação aos níveis atuais de abastecimento.

Os projetos continuam a se destacar por sua dupla resiliência (econômica e ambiental) e pelo alto valor econômico, formando um portfólio que se mantém viável mesmo em cenários de preços baixos do petróleo a longo prazo. O preço de equilíbrio previsto para o Brent na carteira é, em média, de US\$ 25 por barril, com uma intensidade de carbono de até 15 kgCO₂e por barril de petróleo equivalente ao longo do quinquênio.

Projetamos também um Custo Total do Petróleo Produzido (CTPP) médio — que inclui custos de extração (abaixo de US\$ 6/barril), participação do governo, depreciação e esgotamento — de US\$ 30,4/boe entre 2026 e 2030, considerando a participação do governo em linha com o preço médio do Brent utilizado para fins de planejamento. Isso representa uma redução de aproximadamente US\$ 6/barril em relação à estimativa do CTPP no plano de negócios anterior.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, LGN E GÁS NATURAL

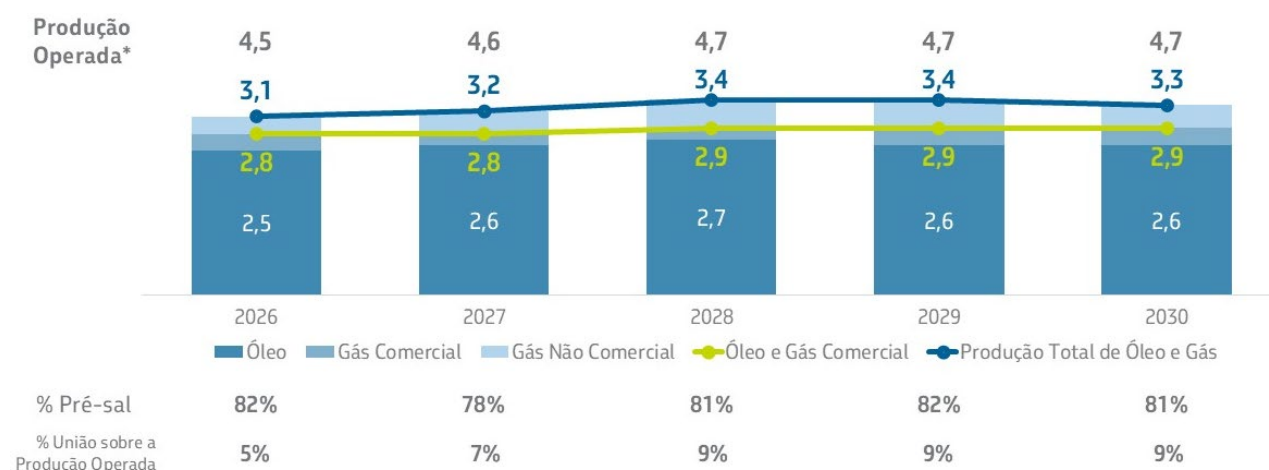
Até 2030, serão implementados oito novos sistemas de produção, dos quais sete já foram contratados. Além disso, há dez projetos adicionais previstos para depois de 2030. Operamos todos esses campos, com exceção de Raia, que é operado pela Equinor.

No Campo de Búzios, no Pré-Sal, o Plano de Negócios 2026-30 prevê a conclusão da implantação de 11 FPSOs até 2027, com a entrada em operação das plataformas já contratadas P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83. Além disso, a implantação da 12ª unidade de produção, a P-91, está em processo de licitação.

Devido ao aumento da eficiência operacional e ao maior volume de produção entregue ao longo do ano, a projeção atual da produção de petróleo para 2025 é de aproximadamente 2,4 milhões de barris por dia (bpd), com expectativa de encerrar o ano no limite superior da faixa da meta projetada de 2,3 milhões de bpd, com variação de aproximadamente 4%.

No Plano de Negócios 2026-30, esperamos atingir, ao longo do quinquênio, o pico de produção de petróleo de 2,7 milhões de bpd em 2028 e o pico de produção total de 3,4 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) em 2028 e 2029. Para acompanhar o Plano de Negócios 2026-30, são utilizadas projeções anuais, conforme mostrado no gráfico abaixo, com uma margem de variação de $\pm 4\%$.

PRODUÇÃO TOTAL milhões de boed / Participação Petrobras (Wl), com variação de +/- 4%



*Além da parcela da produção da União como óleo lucro dos projetos de Partilha, está incluída a parcela dos parceiros.

Para enfrentar os desafios relacionados à reposição de reservas, o Plano de Negócios 2026-30 destina US\$ 7,1 bilhões a atividades de exploração ao longo do quinquênio, com destaque para as bacias do Sul e do Sudeste, a Margem Equatorial e ativos exploratórios em outros países, como Colômbia, São Tomé e Príncipe, e África do Sul.

Ao mesmo tempo, mantemos projetos voltados para aumentar a disponibilidade de gás e dedicamos atenção especial aos ativos maduros, com o objetivo de avaliar o potencial de prolongar a vida útil desses ativos e de seus sistemas de produção. Quando a prorrogação não é viável, são iniciadas as atividades de desativação, seguindo as melhores práticas de sustentabilidade para o descarte de ativos no final de seu ciclo de vida. O descarte sustentável de equipamentos e o abandono de poços exigirão gastos de US\$ 9,7 bilhões nos próximos cinco anos.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC)

O Plano de Negócios 2026-30 destina US\$ 15,8 bilhões em investimentos à Carteira em Implantação Alvo para o segmento de Refino, Transporte, Comercialização, Petroquímica e Fertilizantes.

Na área de refino, os recursos estão voltados para a expansão e adaptação do sistema de refino, a fim de possibilitar a produção de combustíveis de alta qualidade e com baixas emissões de carbono. Com esses projetos, pretendemos ampliar nossa capacidade de processamento instalada de 1,8 milhão de bpd para 2,1 milhões de bpd até 2030 – um aumento de 320 mil bpd, incluindo os projetos atualmente em avaliação. Essa expansão será viabilizada por investimentos nas refinarias existentes, sem a necessidade de construir novas instalações.

Além disso, até o final do quinquênio do Plano de Negócios 2026-30, espera-se que o perfil de produção melhore, com uma maior participação de produtos de alto valor agregado. Prevemos que a produção de diesel aumente de 40% para 45% da produção total, com menor teor de enxofre e melhor qualidade. Os investimentos em Refino — em especial a conclusão do Trem 2 da RNEST e do projeto do Complexo de Energias Boaventura — deverão contribuir para um aumento de 307 mil bpd na capacidade de produção de Diesel S-10 até 2030 (incluindo projetos da Carteira em Avaliação), composto por 134 mil bpd de volume adicional e 173 mil bpd decorrentes da substituição de Diesel S-500 por Diesel S-10.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Os investimentos também incluem iniciativas de biorrefinaria para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, tais como a construção de uma unidade dedicada à produção de bioquerosene para aviação (BioQav-SAF) e diesel 100% renovável (HVO) pela via HEFA (Ésteres Hidroprocessados e Ácidos Graxos) na RPBC, bem como adaptações nas instalações da REGAP e da REPLAN para a produção de SAF por meio de coprocessamento. Outros projetos e estudos relacionados à produção de bioprodutos nas refinarias da empresa também estão em andamento.

Também investiremos US\$ 1 bilhão em iniciativas para aumentar a eficiência operacional e energética em nossas refinarias por meio do Programa RefTop. Essas iniciativas contribuirão para atingir a meta de intensidade de emissões de nossas operações de refino e garantir uma disponibilidade operacional igual ou superior a 97% até 2030.

Os investimentos em Comercialização e Logística visam principalmente ampliar a presença da companhia em mercados em expansão — como o Centro-Oeste brasileiro e o Arco Norte —, aumentar a frota de navios e embarcações e otimizar os ativos logísticos, de modo a maximizar a eficiência operacional. Essas iniciativas reduzirão os custos logísticos e a pegada de carbono, ao mesmo tempo em que permitirão conquistar uma maior participação no mercado.

A renovação e a expansão da frota de navegação costeira para classes de baixa liquidez, bem como o afretamento de embarcações de apoio *offshore*, trarão novas oportunidades para a indústria naval. O Plano de Negócios 2026-30 prevê a construção de 20 embarcações costeiras e 18 barcas, o que representa um investimento de US\$ 2 bilhões durante o período, além do afretamento de 40 novas embarcações de apoio para renovar a frota que dá suporte às atividades de E&P.

No setor de fertilizantes, o principal projeto de investimento é a conclusão da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III) em Três Lagoas (MS). No caso de outros ativos — como as Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia e de Sergipe (Fafen-BA e Fafen-SE, respectivamente) e a Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA) — os investimentos estão voltados para a continuidade operacional.

Além disso, destinamos recursos para estudos e pesquisas sobre projetos petroquímicos, reafirmando nosso interesse nesse segmento, dado seu potencial de geração de valor e sinergias com nossas operações atuais.

Gás & Energias de Baixo Carbono (G&EBC)

Estão previstos investimentos de US\$ 4 bilhões para a Carteira em Implantação Alvo do segmento G&EBC. No setor de gás natural, os projetos visam aumentar o abastecimento de gás nacional por meio da produção própria e desenvolver novos produtos comerciais competitivos.

Mantemos nossa intenção de instalar novas usinas termelétricas no Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí (RJ), estando a implantação desses projetos condicionada ao sucesso em futuros leilões de reserva de capacidade-de energia.

Em Energias de Baixo Carbono, as prioridades para este quinquênio incluem etanol, biodiesel, biometano, Diesel R, SAF e *biobunker*, em linha com a evolução regulatória e as tendências de mercado, aproveitando sinergias com nossas operações.

No que se refere às cadeias de etanol, biodiesel e biometano, pretendemos atuar preferencialmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou arranjos de controle compartilhado com players relevantes nesses setores.

Além disso, continuamos buscando parcerias para projetos de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore*, com o objetivo de aproveitar oportunidades comerciais e ampliar nossa capacidade de autogeração de energia renovável.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Também seguimos avaliando projetos de *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), hidrogênio de baixa emissão e armazenamento de energia, bem como iniciativas no âmbito do programa de *Corporate Venture Capital* (CVC).

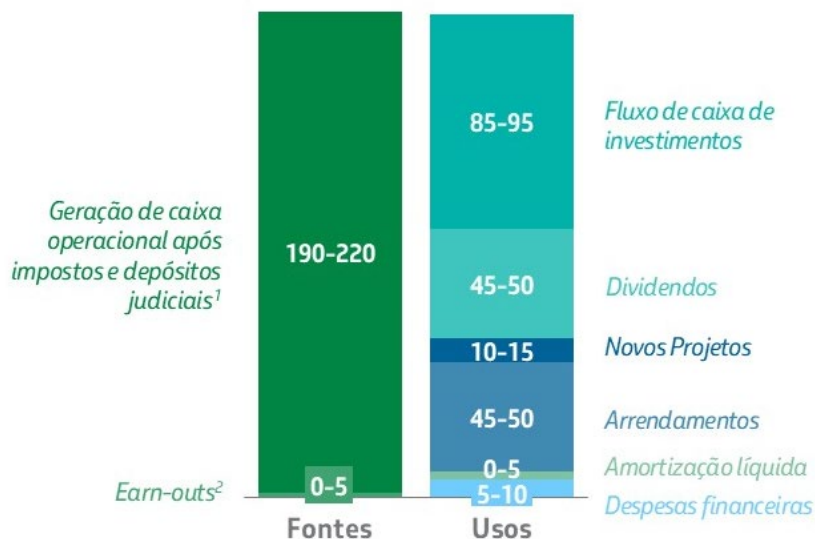
ASG - Ambiental, Social e Governança

Em nosso Plano de Negócios 2026-30, reafirmamos nossa ambição de alcançar zero fatalidades e zero vazamentos, em consonância com nosso compromisso com a vida e o meio ambiente, valores que não são negociáveis. Além disso, implementamos todas as iniciativas de redução de emissões de carbono, com um investimento total na transição energética que atingiu US\$ 13 bilhões. Além dos projetos de energia de baixo carbono, esse montante inclui investimentos em iniciativas de descarbonização operacional e em atividades de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) em todos os segmentos de negócios. Para obter mais informações sobre nossa estratégia e metas de ASG, consulte a seção “Ambiental, Social e Governança” deste relatório anual.

Financiabilidade

O estudo de financiabilidade do Plano de Negócios 2026-30 resultou na consolidação de medidas de disciplina de capital voltadas para a otimização de custos, o aumento da produtividade e a eficiência operacional, reforçando nossa sustentabilidade a longo prazo.

FONTES E USOS 2026-30 (VISÃO DA CARTEIRA TOTAL — INTERVALOS) em bilhões de dólares



¹ Inclui excedente de caixa no início do período.

² Inclui pagamentos contingentes, diferidos e desinvestimentos.

Notas: FCO e arrendamentos das carteiras Implantação Alvo e Base estão integralmente contidos nas faixas apresentadas.

Gastos previstos com destinação: US\$ 10 bilhões.

As premissas de preço médio do Brent, taxa de câmbio e *crack spread* adotadas para o planejamento estão apresentadas na tabela abaixo:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PREMISSAS

	2026	2030
Brent (US\$/barril)	63	70
Taxa de câmbio nominal (R\$/US\$)	5,8	5,8
Crack spread do diesel (US\$/barril)	20	19
Crack spread da gasolina (US\$/barril)	14	12

As principais premissas para o financiamento do Plano de Negócios 2026-30, relacionados à Carteira em Implantação Alvo, são:

- (i) saldo mínimo de caixa de US\$ 6 bilhões;
- (ii) dividendos distribuídos de acordo com a política atual;
- (iii) um limite de endividamento bruto de US\$ 75 bilhões, com tendência de convergir para um nível de US\$ 65 bilhões.

O Plano de Negócios 2026-30 projeta um fluxo de caixa resiliente, com um preço de equilíbrio do Brent para a neutralidade da dívida líquida de US\$ 59 por barril em 2026 e US\$ 48 por barril em 2030. O plano também apresenta projeções anuais para Fluxo de Caixa Operacional (FCO), Fluxo de Caixa de Investimentos (CAPEX) e arrendamentos, relacionados à Carteira Total, conforme apresentado abaixo:

US\$ bilhões	2026	2027	2028	2029	2030
FCO	35	40	42	42	42
CAPEX	18	20	21	17	17
Arrendamentos	10	10	9	9	9

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

O investimento em tecnologia é um elemento fundamental da nossa competitividade a longo prazo. Nosso Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (CENPES), um dos maiores centros de PD&I do setor energético, supervisiona o portfólio de projetos de PD&I e o desenvolvimento de soluções tecnológicas para apoiar nosso Plano Estratégico. Em 31 de dezembro de 2025, o CENPES contava com 1.234 empregados, dos quais 87% se dedicavam à PD&I.

Nosso portfólio de PD&I é definido com base nas necessidades identificadas pelas áreas de negócio e na implementação da nossa estratégia, seguindo princípios de eficiência operacional e otimização de recursos. As possíveis soluções tecnológicas são avaliadas e priorizadas antes de serem incluídas no portfólio de PD&I.

Linhas de pesquisa em PD&I

Nosso portfólio de inovação inclui projetos focados no desenvolvimento de tecnologias para exploração de petróleo e gás e para transição energética. Em 2025, podemos destacar:

- Tecnologias que otimizam o investimento ao mesmo tempo em que reduzem custos e incertezas, incluindo: (i) o desenvolvimento de uma fonte sísmica inovadora com impacto ambiental reduzido; (ii) a participação em estudos relacionados à extensão da plataforma continental brasileira, que podem ampliar o potencial de acesso da companhia a recursos energéticos e minerais; (iii) um estudo análogo concebido para aumentar a previsibilidade da distribuição e da qualidade dos reservatórios na área do Alto de Cabo Frio Central, no Pré-Sal (Bacia de Campos); e (iv) uma ferramenta analítica inédita para avaliar os níveis residuais de sequestrante de oxigênio em aplicações de reinjeção de água produzida.
- Tecnologias e práticas inovadoras que aumentam a eficiência e a segurança operacional no desenvolvimento e nas operações de produção, incluindo: (i) aplicação de inteligência artificial para reduzir a queima em *flare* na plataforma P-52, reduzindo, assim, as emissões de CO₂; (ii) desenvolvimento de um gêmeo digital para otimizar o consumo de energia e reduzir as emissões das sondas de perfuração; (iii) desenvolvimento de veículos submarinos autônomos para inspeções *offshore* mais seguras e sustentáveis; e (iv) a primeira operação com drones pilotados além da linha de visada visual (BVLOS) para transferências de cargas leves entre as plataformas P-74 e P-75.
- Incorporamos tecnologias de inteligência artificial (IA) em vários aspectos de nossas operações para aumentar a eficiência, otimizar a tomada de decisões e apoiar nossos objetivos estratégicos. Nosso uso da IA inclui manutenção preditiva para antecipar falhas de equipamentos e reduzir o tempo de inatividade, modelagem avançada de reservatórios para previsões de produção mais rápidas e precisas, e otimização de processos em refinarias para maximizar a eficiência e minimizar as emissões. A IA também automatiza inspeções — como a detecção de corrosão e o monitoramento em tempo real de queimadores de gás —, aumentando a segurança e a conformidade ambiental. Plataformas como o Ativo 360 integram dados operacionais para fornecer insights preditivos e recomendações inteligentes, enquanto ferramentas cognitivas organizam o conhecimento técnico e aceleram a tomada de decisões.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- Novas tecnologias que apoiam a transição energética e produtos com pegada de carbono reduzida, incluindo: (i) a primeira produção comercial de SAF certificado no Brasil, realizada na refinaria REDUC; (ii) o lançamento, em estágio inicial, do asfalto com conteúdo renovável (CAP-Pro R) na refinaria REVAP; (iii) a operação inicial da maior turbina eólica *onshore* das Américas, uma unidade de 7 MW desenvolvida em parceria com a WEG; e (iv) a aprovação do projeto-piloto de captura e armazenamento de carbono (CCS) de São Tomé, a primeira iniciativa de pesquisa e desenvolvimento na América Latina dedicada ao armazenamento de CO₂ em reservatório salino profundo.

Gerenciamos nosso portfólio ativo de PD&I por meio de um processo estruturado de valoração, com o objetivo de otimizar recursos e acelerar entregas, e acompanhamos os resultados por meio de indicadores de inovação para avaliar o desempenho dos investimentos em PD&I.



Investimento obrigatório em PD&I

Nosso Estatuto Social exige a destinação de, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado para pesquisa e desenvolvimento. Além disso, os contratos de exploração, desenvolvimento e produção com a ANP, celebrados nos termos da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) e do regime do Pré-Sal (Lei nº 12.351/2010), incluem obrigações de investimento em PD&I determinadas pelo regime jurídico-regulatório aplicável. No caso de contratos de concessão sujeitos a participação especial, o investimento obrigatório em PD&I corresponde a 1% da Receita Bruta dos campos. No caso dos contratos de compartilhamento de produção, a porcentagem também é de 1% da receita bruta. Para o contrato de Cessão Onerosa, o percentual é de 0,5% da Receita Bruta da produção anual.

Em 2025, gastamos US\$ 864 milhões em pesquisa e desenvolvimento, incluindo US\$ 138 milhões em projetos de PD&I relacionados à descarbonização e a novas soluções energéticas. Nosso portfólio de patentes abrange todas as áreas de negócios e, em 31 de dezembro de 2025, contava com 1.690 pedidos de patente em análise (799 no Brasil e 891 no exterior) e 1.448 patentes concedidas (747 no Brasil e 701 no exterior), em 49 países. Em 2025, registramos 362 patentes (178 no exterior e 184 no Brasil).

Conexões para inovação

Conexões para Inovação é o nosso programa de inovação aberta, concebido para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor à nossa empresa. O principal objetivo do programa é identificar os melhores parceiros para colaborar no desenvolvimento, teste ou comercialização de tecnologias, aumentando assim nossa competitividade e fortalecendo o alinhamento entre nossas iniciativas tecnológicas e o ecossistema de inovação. Atualmente, o programa compreende oito módulos distintos — Compras Pré-Comerciais, Transferência de Tecnologias, Startups, Aquisição de Soluções, Parcerias Tecnológicas, Open Lab, Residentes e Petrobras *Innovation Ventures* —, cada um concebido para apoiar diferentes tipos de parcerias tecnológicas e engajar diversos atores do ecossistema de inovação.

Em 2025, o programa de inovação aberta ultrapassou a marca de US\$ 1,1 bilhão em parcerias firmadas ao longo dos seis anos do Conexões para Inovação. O programa tem crescido rapidamente. Só em 2025, foram publicadas mais de 300 oportunidades e assinados mais de 350 novos contratos. Esse crescimento é resultado de uma priorização estratégica, de uma comunicação aprimorada e de uma maior divulgação do programa.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

*Ambiental,
Social e
Governança*

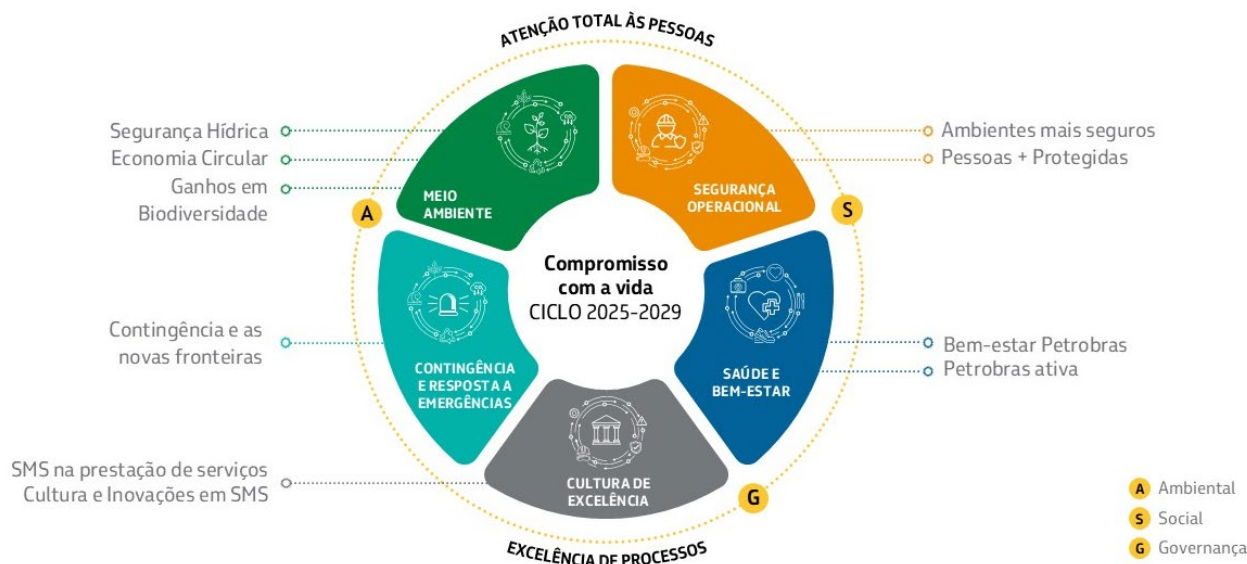


Ambiental

Cuidar das pessoas e proteger o meio ambiente são duas de nossas metas ASG e, para alcançá-las, mantemos anualmente um conjunto de iniciativas voltadas para a prevenção de acidentes e a preservação da vida e do meio ambiente, em consonância com um dos nossos programas de SMS mais importantes, denominado “Programa Compromisso com a Vida”. Este Programa, composto por projetos estruturados a partir da análise crítica da gestão de SMS, com referência às melhores práticas do mercado, visa concretizar nossas metas de zero fatalidades e zero vazamentos, fortalecendo nossas ações com base nos princípios da nossa Política de SMS:

- SMS como valor
- Respeito pela vida
- Gestão baseada no risco
- Sustentabilidade empresarial
- Excelência e Transparência no Desempenho

As principais iniciativas do Programa para 2025 foram as seguintes:



INVESTIMENTOS EM SMS

Nossos investimentos em SMS são direcionados às nossas operações, redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso de água e efluentes, reparação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossos dutos e melhoria de nossa capacidade de prevenir e responder a emergências. Além disso, apoiamos diversos projetos socioambientais.

Nosso trabalho de desenvolvimento de negócios com fornecedores também inclui requisitos de segurança operacional e do pessoal, bem como requisitos ambientais e de saúde, de acordo com as melhores práticas do setor. As empresas contratadas devem apresentar comprovantes e certificações relativos ao cumprimento das normas de SMS e garantir a conformidade com os requisitos, leis, regulamentos e melhores práticas de ASG aplicáveis, de acordo com os compromissos formalizados com a empresa em 2025.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

ELEMENTOS ASG – PLANO DE NEGÓCIOS 2026-30

Em consonância com nossa meta de zero fatalidades e zero vazamentos, e de acordo com nosso compromisso com a vida e o meio ambiente — valores inegociáveis —, elaboramos nosso Plano Estratégico e Plano de Negócios 2026-30, que integrou os elementos ASG em uma visão única, resumindo nossa posição conforme o diagrama abaixo:

Nosso posicionamento em ASG



¹ As ambições levam em consideração a disposição da Companhia em utilizar créditos de carbono

² Ambição atualizada em relação ao Plano de Negócios 2025-29. Considera apenas os segmentos de negócios nos quais já atuamos.

Este diagrama ASG orienta o planejamento e o envolvimento das partes interessadas e está alinhado com nossos elementos e objetivos estratégicos. São destacadas quatro ideias principais: (i) reduzir a pegada de carbono; (ii) proteger o meio ambiente; (iii) cuidar das pessoas; e (iv) agir com integridade.

Os objetivos relacionados a cada uma das quatro ideias-chave do diagrama foram consolidados em uma única lista, alinhada ao conceito de ASG integrado:

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO



Cumprimento do compromisso de reinjeção acumulada de CO₂ até 2025 e manutenção dos compromissos remanescentes

- Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30% até 2030*
- Zero queima de gás de rotina e flare até 2030
- Intensidade de GEE:
 - E&P: atingir intensidade de portfólio de 15 kgCO₂e/boe até 2030
 - Refino: atingir intensidade de 30 kgCO₂e/CWT até 2030
- Redução da intensidade de emissões de metano no upstream alcançando 0,20 tCH₄/mil tHC até 2030

* Ano de referência 2015; Este compromisso considera apenas os segmentos de negócio em que já estamos inseridos e a disposição da Companhia no uso de créditos de carbono

PROTEGER O MEIO AMBIENTE



- 100% das unidades da Petrobras com planos de ação de biodiversidade até 2025



Manutenção dos compromissos remanescentes:

- Redução de 40%* da nossa captação de água doce até 2030 (91 MM m³/ano)
- Redução de 30%* na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil toneladas/ano)
- Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR** até 2030
- Alcançar ganhos de biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos:
 - » Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030
 - » Aumento de 30% na conservação da biodiversidade até 2030

* Ano-base: 2021. Segmentos de negócio que não compunham o portfólio da companhia em 2021 (Fertilizantes e BioQAv) não constam do escopo do compromisso.
** Reúso, reciclagem e recuperação.

CUIDAR DAS PESSOAS



- Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários* até 2030
- Estar entre as três empresas de O&G mais bem colocadas no ranking de direitos humanos até 2030**
- Promover a Diversidade, a Equidade e a Inclusão:
 - Mulheres na liderança: 26% até 2030
 - Pessoas negras na liderança: 26% até 2030
- Implementar 100% dos compromissos do Movimento Mente em Foco (Pacto Global da ONU) até 2030
- Implementar 100% dos objetivos estratégicos do Plano de Ação Global para Atividade Física da OMS no contexto empresarial até 2030

* Por projeto, mensurável (3 anos)

** No Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)

ATUAR COM INTEGRIDADE



- Promover a diversidade nas indicações da Petrobras para suas participações:
 - » Atingir, até 2026, o mínimo de 30% de mulheres em cargos de órgãos estatutários de indicação da Petrobras nas suas participações societárias.
 - » NOVO: Atingir, até 2028, o mínimo de 20% de pessoas autodeclaradas negras em cargos de órgãos estatutários de indicação da Petrobras nas suas participações societárias.
- Assegurar, até 2030, o encerramento das apurações de violência sexual com prazo médio de 60 dias
- 100% dos fornecedores relevantes treinados em integridade e/ou privacidade até 2030
- Implementar due diligence de direitos humanos em 100% dos nossos fornecedores relevantes até 2030
- Avaliar, em 100% das contratações nas categorias estratégicas, a ampliação de requisitos ASG, até 2028
- Estabelecer que 70% dos fornecedores relevantes tenham seu inventário de emissões (GEE) publicado, até 2028

Taxa Total de Lesões Registráveis

Cuidar das pessoas é um dos nossos valores. Nosso objetivo é operar dentro dos melhores padrões de segurança globais. Uma de nossas principais métricas é a Taxa Total de Lesões Registráveis (o "TRIR") abaixo de 0,70.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



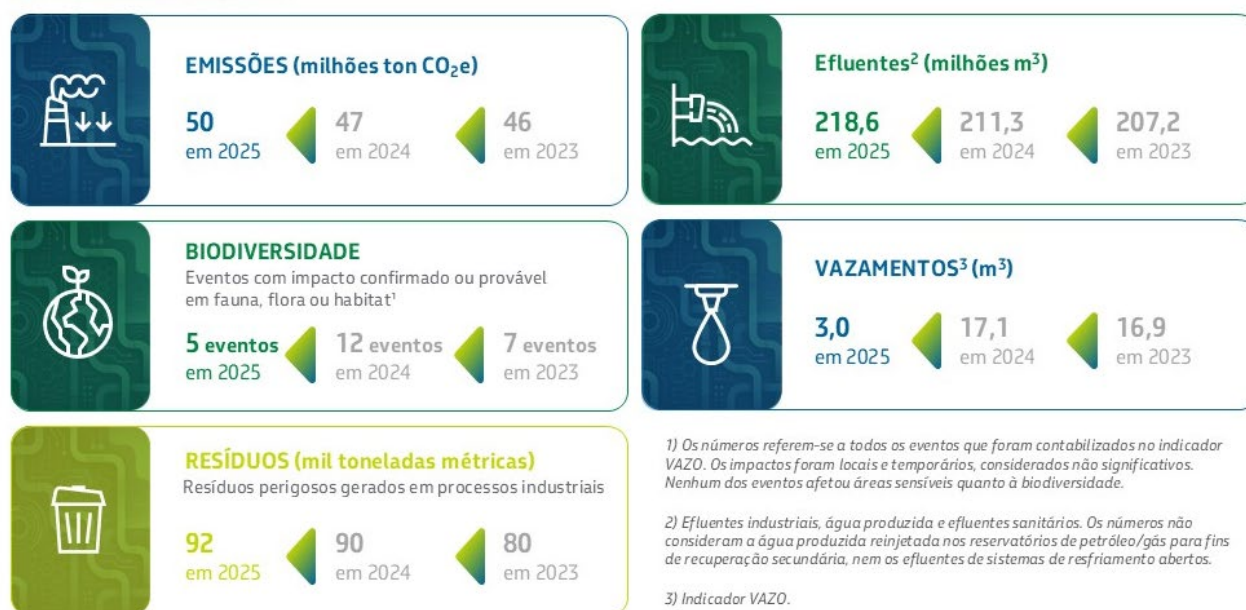
No âmbito de um processo evolutivo e de melhoria contínua, o TRIR da Petrobras — que até 2015 estava acima de 2,0 — tem apresentado uma melhora consistente nos últimos anos. A série histórica demonstra que a indústria de Petróleo e Gás, juntamente com a Petrobras, vem reduzindo essas taxas nas últimas décadas. Monitoramos mensalmente os indicadores críticos de processo em nossas reuniões de análise crítica, notadamente nossas principais métricas, como o TRIR.

Em 2025, alcançamos um TRIR de 0,71, o que representa um aumento de 6% em relação a 2024 (0,67). De acordo com os mecanismos de gestão existentes, implementamos iniciativas para aprimorar nossos padrões de segurança. Uma análise crítica do TRIR nos permite desenvolver ações estratégicas para 2026, com foco na redução de incidentes graves, em linha com a ambição de ZERO fatalidades.

Embora tenhamos implementado programas de prevenção em todas as unidades operacionais, infelizmente registramos uma morte envolvendo um prestador de serviços e duas mortes envolvendo empregados próprios em 2025. Investigamos todos os incidentes para identificar as causas e definir ações preventivas e corretivas, que são monitoradas após a implementação. Em caso de acidentes graves, emitimos alertas para toda a empresa, para que outras unidades operacionais possam avaliar a probabilidade de ocorrência de eventos semelhantes e adotar medidas de controle adequadas.

Impactos ambientais

PRINCIPAIS IMPACTOS



Em 2025, gastamos US\$ 1.302 milhões em projetos ambientais, em comparação com US\$ 897 milhões em 2024 e US\$ 1.072 milhões em 2023. Esses projetos ambientais continuam principalmente incluindo ações direcionadas à redução de emissões e resíduos de processos industriais, gerenciamento de efluentes, promoção do uso racional e reutilização da água, gestão de riscos e impactos sobre a biodiversidade, remediação de áreas contaminadas, recuperação de áreas degradadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de dutos e melhoria da capacidade de resposta a emergências e segurança de nossas operações.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Vazamentos e Planos de Remediação Ambiental

Mantemos recursos abrangentes de resposta a vazamentos de óleo, estruturados nos níveis local, regional e corporativo, o que permite a rápida mobilização de recursos e uma resposta coordenada a emergências em todas as nossas operações.

Em 2025, alcançamos um Indicador VAZO de 3,0 m³, resultante de 5 vazamentos superiores a um barril, o que representa uma redução de 82% em relação a 2024 (17,1 m³) e demonstra uma melhoria significativa no desempenho da prevenção de vazamentos. Nosso resultado de 2025 é significativamente inferior à média dos resultados do nosso Grupo de Referência em 2024, que foi de 564 m³ (dados sobre vazamentos consultados em relatórios de sustentabilidade ou similares publicados por empresas que compõem nosso grupo de referência (BP, Chevron, Shell, Total, Exxon Mobil e Equinor)).

Mantemos planos de contingência para resposta ambiental e remediação aprovados pelo IBAMA para operações *offshore*, apoiados por embarcações especializadas em recuperação de vazamentos de óleo, equipadas com recursos para controle de vazamentos e combate a incêndios.

Nossos centros de defesa ambiental estão estrategicamente localizados para garantir capacidade de resposta rápida a vazamentos de óleo em terra e no mar, e estão equipados com embarcações de apoio, barreiras de contenção, materiais absorventes e dispersantes de óleo.

Contamos com cerca de 300 profissionais treinados, disponíveis 24 horas por dia para a resposta a vazamentos, com capacidade adicional de mobilização para operações de limpeza da orla. Nossa capacidade de resposta vai além do Brasil, permitindo-nos dar suporte a operações *offshore* internacionais, conforme necessário.

Desde 2012, somos membros da OSRL, oferecendo acesso a recursos internacionais de resposta a vazamentos de óleo por meio de uma rede de mais de 37 empresas. Nossa assinatura inclui acesso a serviços de intervenção em poços submarinos, com equipamentos de tamponamento e contenção mantidos em bases em todo o mundo, incluindo o Brasil.

Em 2025, realizamos 17 simulados de emergência de alta complexidade e milhares de exercícios adicionais de preparação, mantendo a prontidão operacional em todas as nossas instalações.

Mantemos programas abrangentes de gestão de riscos de saúde, segurança e meio ambiente (SMS) em todos os projetos de investimento e operações, implementando iniciativas que reduzem nossa exposição a riscos de saúde, segurança e meio ambiente.

Emissões Atmosféricas e Transição para uma Economia de Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas e à transição energética baseiam-se em três pilares:

- **Transparência e Gestão de Carbono:** aborda os aspectos de governança relacionados à gestão das mudanças climáticas e à transição energética, estruturada para envolver vários níveis da empresa no tema, garantindo que os riscos e oportunidades sejam devidamente identificados e incorporados às análises e aos processos de tomada de decisão.
- **Competitividade em O&G:** relacionada à resiliência de nosso portfólio de petróleo e gás, abrangendo ações destinadas a manter nossas operações com custos mais baixos e menor intensidade de carbono em comparação com as principais empresas do setor, salvaguardando assim a competitividade de nossos produtos mesmo em cenários de contração da demanda.
- **Negócios de Baixo Carbono, Emissões de Escopo 3 e Transição Justa:** considera que conciliar o foco contínuo no petróleo e no gás com a diversificação lucrativa do portfólio para negócios de baixo carbono representa o caminho mais eficaz rumo a uma transição energética justa.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



POSICIONAMENTO CLIMÁTICO BASEADO EM 3 PILARES



* Task Force on Climate Related Financial Disclosures

Todos os nossos projetos devem ser lucrativos em nosso cenário, que prevê uma transição energética acelerada com uma redução significativa no preço dos combustíveis fósseis, assumindo um valor do petróleo bruto de US\$ 50 por barril a longo prazo. Nosso portfólio de projetos de E&P apresenta elevada resiliência a cenários de baixos preços do petróleo, sendo que 60% do CAPEX previsto para o período de 2026 a 2030 é resiliente a um preço do Brent de US\$ 22/bbl, e 92% é resiliente a um preço do Brent de US\$ 50/bbl.

Conforme descrito na seção “Plano de Negócios” deste relatório, cumprimos a meta de reinjeção acumulada de CO₂ até 2025 e reafirmamos nossos compromissos de reduzir a pegada de carbono, com foco na mitigação das mudanças climáticas. Também temos três ambições associadas às emissões operacionais (escopos 1 e 2): (i) net zero em 2050 (as ambições consideram a disposição da companhia em utilizar créditos de carbono); (ii) Near Zero Methane 2030; (iii) manutenção das emissões abaixo de 55 MmtCO₂e até 2030 (ambição atualizada em relação ao Plano de Negócios 2025-29. Considera apenas os segmentos de negócios nos quais já atuamos).

Em 2025, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- As emissões totais de GEE totalizaram 50 milhões de tCO₂e, cerca de 7% a mais do que no ano anterior, impulsionadas principalmente pela entrada em operação de novas unidades de produção.
- A intensidade de carbono em E&P foi de 14,7 kgCO₂e/boe, permanecendo abaixo do compromisso de 15 kgCO₂e/boe para 2025.
- A intensidade de carbono na refinação, de 36,7 kgCO₂e/CWT, registrou um aumento de 1,4% em relação a 2024, impulsionado por fatores operacionais, como paradas programadas para a implementação de projetos.
- A intensidade de metano em E&P é de 0,23 tCH₄/mil tHC, em linha com o compromisso de 0,25 tCH₄/mil tHC para 2025.

Os fatores que determinaram os resultados das emissões de GEE em 2025 foram iniciativas voltadas para a eficiência, a redução de perdas, a gestão do portfólio e a diminuição do despacho de energia térmica.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Embora nos últimos três anos tenhamos registrado um aumento nas emissões, refletindo o crescimento das atividades destinadas a garantir o abastecimento energético à sociedade, continuamos significativamente abaixo dos níveis de 2015. Isso demonstra que nosso compromisso com a eficiência, a gestão responsável e a descarbonização produziu resultados concretos. É importante observar que os compromissos para 2025 relativos à intensidade das emissões de GEE na refinação foram originalmente estabelecidos no Plano de Negócios 2019–2023, numa época em que nossa estratégia incluía a alienação de ativos de refinação e previa que nosso parque de refinação consistisse em apenas cinco refinarias na região Sudeste. No Plano de Negócios 2021–2025, esse compromisso foi ampliado para incluir também uma meta para 2030, considerando o mesmo cenário de alienações planejadas. Nos Planos de Negócios seguintes, com a retomada dos investimentos para melhorar a qualidade dos combustíveis, aumentar a capacidade e expandir as operações de refino a fim de garantir a segurança energética nacional, as alienações de ativos de refino foram canceladas, mantendo-se assim as dez refinarias do parque atual. Essa mudança afetou o resultado de 2025, uma vez que programas de reestruturação, como o RefTOP e o Carbon Neutral, tiveram início mais tarde nas refinarias que seriam alienadas.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 84% das emissões das atividades que operamos em 2025.

Estamos empenhados em continuar a melhorar a eficiência das emissões de GEE em nossas atividades de E&P.

Em projetos de petróleo e gás, os campos amadurecem naturalmente com o tempo, levando a um aumento progressivo na produção de água e na demanda por energia, bem como a uma queda nas taxas de produção de petróleo. Consequentemente, à medida que as taxas de produção diminuem, há uma tendência natural de que a intensidade das atividades de E&P aumente ao longo do tempo. Para minimizar esse aumento, implementamos medidas para (i) otimizar o uso de energia e reduzir as perdas nas operações existentes; (ii) incorporar tecnologias de baixo carbono em novos projetos; e (iii) estudar e implementar soluções inovadoras de descarbonização a longo prazo.

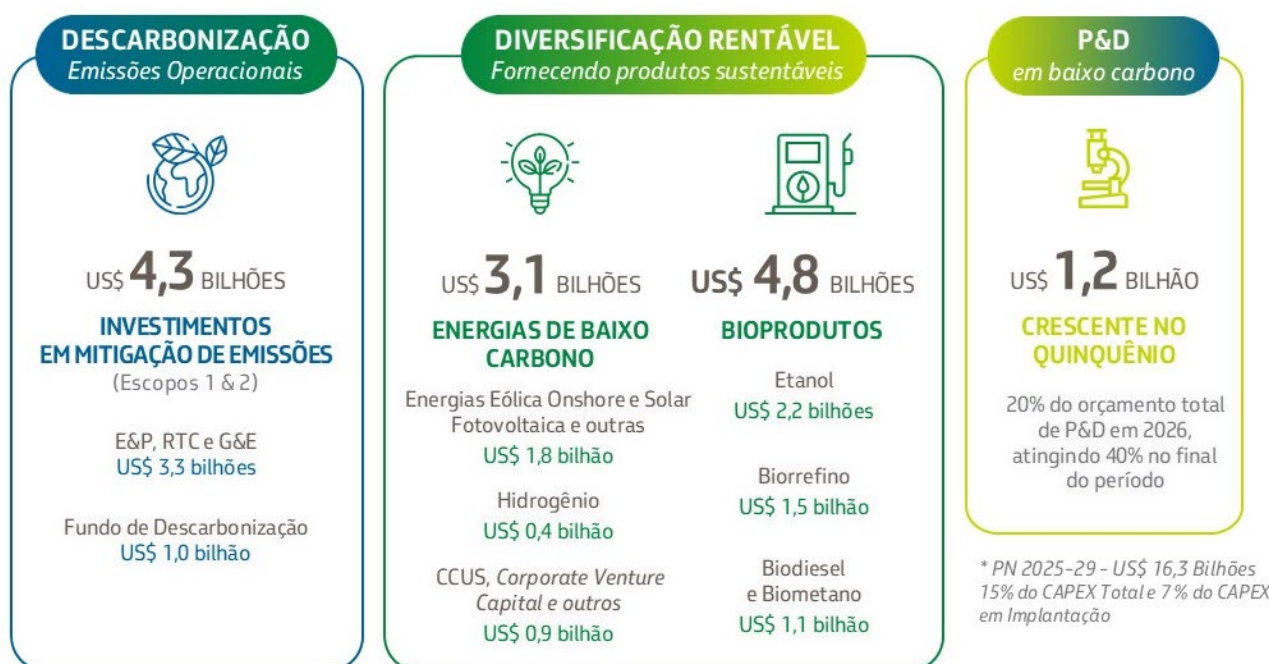
Nós colaboramos com iniciativas de desenvolvimento climático e continuamos a parceria com outras empresas e a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na Iniciativa Climática do Petróleo e Gás, nosso apoio à iniciativa “Zero Queima Rotineira até 2030” do Banco Mundial, que é um dos nossos compromissos de sustentabilidade, e nossa adesão ao Parceria de Metano no Petróleo e Gás 2.0 (OGMP) e à Carta de Descarbonização do Petróleo e Gás, uma iniciativa lançada na COP28.

Além disso, ressaltamos que nosso Suplemento sobre Mudanças Climáticas está disponível em nosso site no endereço www.petrobras.com.br/ir, o qual detalha nossas contribuições para a redução da intensidade de carbono de nossa oferta de energia e como buscamos manter nossa competitividade em um contexto em constante evolução.

Transição energética

Levando em conta todas as iniciativas de baixo carbono — abrangendo os escopos 1, 2 e 3 —, os investimentos em transição energética totalizam US\$ 13 bilhões, incluindo projetos nas áreas de energia de baixo carbono, bioprodutos, descarbonização operacional e Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) em todos os segmentos. Esse montante representa 12% do investimento total para o período de cinco anos (em comparação com 15% no plano anterior) e reflete uma redução de 20% em relação ao plano anterior. Nesse contexto, é importante destacar nosso foco em projetos rentáveis, priorizando parcerias para reduzir riscos e promover o aprendizado compartilhado.

INVESTIMENTOS EM TRANSIÇÃO ENERGÉTICA



O foco em iniciativas de baixo carbono visa uma diversificação rentável da carteira, contribuindo para a nossa resiliência a longo prazo. Em projetos de geração de energia renovável, pretendemos atuar principalmente em parceria com os principais players do setor, com o objetivo de descarbonizar as operações, integrar o portfólio de soluções de baixo carbono e aproveitar as oportunidades de mercado no Brasil. No que diz respeito aos bioprodutos — que incluem as cadeias de etanol, biodiesel e biometano —, pretendemos entrar nesses segmentos principalmente por meio de parcerias estratégicas minoritárias ou acordos de controle compartilhado com os principais participantes do mercado.



Responsabilidade Social

Direitos Humanos

Compromissos e iniciativas corporativas

O compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade dos nossos negócios. Nossa abordagem é regida pelo nosso Código de Conduta Ética, pelas Diretrizes de Direitos Humanos alinhadas aos Princípios Orientadores da ONU e por diversas políticas que garantem o respeito aos direitos humanos em todas as nossas operações e relações com as partes interessadas.

Participamos de importantes iniciativas de direitos humanos, incluindo o Pacto Global das Nações Unidas, os Princípios de Empoderamento das Mulheres, o Pacto Nacional para a Erradicação do Trabalho Escravo, a Comissão Permanente de Questões de Gênero, Raça e Diversidade do Ministério de Minas e Energia e Entidades Afiliadas (Cogemnev) e diversos programas de diversidade e inclusão que promovem a equidade de gênero, a igualdade racial e a proteção de grupos vulneráveis.

Nossa **Comissão de Direitos Humanos**, criada em 2021, é composta por 48 áreas da direção executiva e 125 membros, distribuídos por quatro subcomissões: Formação em direitos humanos, diversidade, equidade e inclusão, relações com a comunidade e *due diligence* em direitos humanos. Mantemos um plano de ação em Direitos Humanos, com 58 ações a serem desenvolvidas até 2026, monitorado pelo comitê de SMS do Conselho de Administração e pelo Comitê de Direitos Humanos da Diretoria Executiva.

Em 2025, criamos o Comitê Executivo de Direitos Humanos com o objetivo de assessorar a Diretoria Executiva na análise, acompanhamento e gestão de questões relacionadas aos direitos humanos. O âmbito de atuação do Comitê inclui, entre outros aspectos, a prevenção e o combate à discriminação, ao assédio moral e à violência sexual, bem como a promoção da diversidade, da equidade e da inclusão; *due diligence* em direitos humanos; o bem-estar; o trabalho decente; o envolvimento com as comunidades, os povos indígenas e as comunidades tradicionais; e a proteção dos defensores dos direitos humanos.

O Comitê é coordenado pela nossa área de Responsabilidade Social e conta com a participação de executivos das áreas de Conformidade; Inteligência Corporativa e Segurança; Recursos Humanos; Suprimentos; Saúde, Segurança e Meio Ambiente; Assuntos Internos; e Ouvidoria.

DUE DILIGENCE EM DIREITOS HUMANOS

Contamos com um quadro institucional comprometido com o respeito aos direitos humanos, integrado às nossas políticas e sistemas de gestão, bem como com processos para identificar, avaliar, monitorar e mitigar riscos e impactos relacionados aos direitos humanos. Este processo tem como objetivo prevenir violações dos direitos humanos e se articula em torno de três pilares de ação:

- Força de trabalho
- Comunidades
- Cadeia de suprimentos e parceiros comerciais

Em 2025, concluímos os projetos-piloto de *due diligence* integrada em direitos humanos, realizados em cinco operações com o apoio de especialistas externos. Esses projetos-piloto foram baseados nos Princípios Orientadores das Nações Unidas sobre Empresas e Direitos Humanos e alinhados às diretrizes da associação global da indústria de petróleo e gás para o desempenho ambiental e social (IPIECA).

Desde então, *due diligence* em direitos humanos tornou-se um processo consolidado na empresa, apoiado por documentos orientadores padronizados e implementado em várias unidades. Até o momento, 13

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

unidades operacionais, incluindo os cinco locais-piloto, passaram por uma avaliação de *due diligence* em direitos humanos, e novas avaliações continuarão a ser realizadas ao longo de 2026.

Avaliação de Risco Social

Conforme previsto nos documentos internos que orientam os “Projetos de Aquisição e Projetos de Investimento”, realizamos uma análise das características socioeconômicas dos territórios onde os projetos estão localizados. Com base nessa análise, identificamos e avaliamos os riscos sociais e elaboramos medidas de resposta adequadas, com o objetivo de antecipar situações que possam influenciar positiva ou negativamente as decisões relativas ao rumo dos projetos.

Ao longo de 2025, foram realizadas avaliações de risco social em projetos de aquisição, com o apoio de uma consultoria independente especializada na identificação e análise de riscos e impactos relacionados aos direitos humanos, nos diversos segmentos de negócios que estamos explorando. Com base na identificação e avaliação desses riscos, foram desenvolvidas estratégias para mitigar os impactos negativos e ampliar as oportunidades com potenciais parceiros comerciais. Nesse contexto, a área de riscos sociais e direitos humanos integrou as equipes responsáveis pela realização de análises de *due diligence* e também prestou apoio estratégico à negociação dos instrumentos jurídicos que formalizam essas parcerias.

No que diz respeito aos projetos de investimento, os riscos sociais foram igualmente identificados e avaliados para complementar o pacote de apoio à tomada de decisão. Em 2025, foram realizadas 26 avaliações de responsabilidade social para projetos em nossa carteira de investimentos, abrangendo os temas de responsabilidade social e direitos humanos. Essas avaliações resultaram na elaboração de relatórios técnicos que incluíram uma análise do contexto social, a identificação e avaliação dos riscos sociais e a proposta de medidas de resposta, levando em consideração as partes interessadas internas, as comunidades locais e a cadeia de suprimentos.

Programas corporativos

Programas da Petrobras para o combate à violência no local de trabalho e à violência sexual, e pela equidade racial

Em 2025, o Programa da Petrobras contra a Violência Sexual e no Local de Trabalho deu continuidade à implementação das iniciativas do plano de ação, que se estrutura em torno de quatro pilares: Estratégia, Prevenção, Apoio e Tratamento de Reclamações. Ao longo do ano, 14 ações foram concluídas, das quais destacamos: (i) a ampliação das medidas protetivas para vítimas de violência sexual e no trabalho; (ii) a definição de critérios de restrição para cargos gerenciais em relação a pessoas sancionadas por práticas de violência sexual e/ou no trabalho; (iii) a revisão da Diretriz de Proteção ao Denunciante; e (iv) o lançamento de uma nova fase da campanha contra a violência sexual e no trabalho.

Combate à exploração sexual de crianças e adolescentes e ao trabalho forçado

Em 2025, lançamos dois programas corporativos de direitos humanos voltados para questões prioritárias para nós: o Programa de Combate à Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes e o Programa de Combate ao Trabalho Forçado e à Escravidão Moderna. Esses programas reforçam nossa capacidade de identificar riscos, aprimorar os protocolos de resposta e ampliar a integração dessas iniciativas nas rotinas operacionais e na cadeia de suprimentos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Programas de Mentoria Corporativa

O Programa de Mentoria da Petrobras é uma iniciativa estratégica de desenvolvimento cujo objetivo principal é aprimorar o domínio do conhecimento e o desenvolvimento de competências por meio da transferência de conhecimento tácito. A metodologia adotada permite aproveitar a experiência profissional para desenvolver os empregados em diversas áreas: técnica, gerencial, diversidade e cultural-geracional. Essas abordagens têm se mostrado estratégias sólidas e eficazes para preparar os talentos para enfrentar novos desafios e preservar o conhecimento essencial para o nosso negócio.

A seguir, apresentamos os programas de Mentoria para Mulheres e Mentoria Negritudes.

PROGRAMA CORPORATIVO DE MENTORIA PARA MULHERES

Lançado em 2021, o Programa Corporativo de Mentoria para Mulheres tem como objetivo ampliar a qualificação e a indicação de mulheres para nossas posições de liderança, contribuindo para o fortalecimento de nossa agenda de Diversidade, Equidade e Inclusão (DE&I).

O programa oferece planos de desenvolvimento e atividades de capacitação tanto para os orientandos quanto para os orientadores, incluindo palestras, workshops, grupos de discussão, além de treinamento e atualizações para os orientadores. Desde 2022, adotamos uma política de ação afirmativa contínua. Em 2025, durante seu 4º ciclo, 30% das vagas foram reservadas para mulheres negras e pardas e 10% para pessoas com deficiência, reforçando nosso compromisso com a redução das desigualdades por meio de uma abordagem interseccional.

O progresso profissional dos orientandos é acompanhado de forma sistemática. No 1º ciclo (2021–2022), 57,1% dos participantes foram promovidos a novas funções; no 2º ciclo, a taxa de promoção atingiu 60,0%. O 3º ciclo (novembro de 2023 a outubro de 2024) incorporou ações de desenvolvimento aprimoradas, manteve os critérios de ação afirmativa e reforçou o foco no desenvolvimento da liderança feminina, alcançando uma taxa de progressão de 45% até o momento.

Em 2025, a 4ª edição consolidou o crescimento do programa, com 687 inscrições e 78 duplas formadas. A cota de ação afirmativa para mulheres negras e pardas aumentou de 20% para 30%. Este ciclo teve início em setembro de 2025 e já apresenta uma taxa de avanço de 10,3%.

Ao longo das quatro edições, o programa registrou 2.226 inscrições, 348 participantes selecionados e 183 pares formados. A taxa média de progressão nos três primeiros ciclos é de 50%, o que ressalta a eficácia do programa na promoção da liderança feminina com um impacto interseccional e foco na redução das desigualdades.

PROGRAMA DE MENTORIA PETROBRAS NEGRITUDES

O Programa de Mentoria Petrobras Negritudes, realizado entre novembro de 2024 e outubro de 2025, foi uma iniciativa estratégica destinada a desenvolver líderes negros, atuais e futuros, homens e mulheres, com o objetivo de acelerar seu crescimento profissional.

O programa ofereceu 40 vagas para participantes, divididas igualmente entre empregados sem funções gerenciais e aqueles com funções gerenciais (supervisores, coordenadores e gerentes de setor). Dez por cento das vagas foram reservadas para pessoas com deficiência. O programa recebeu 789 inscrições, e todos os mentores eram profissionais negros da nossa empresa.

As ações do programa foram desenvolvidas em duas linhas principais: promover a compreensão e a conscientização sobre questões raciais e desenvolver competências de liderança. Além das reuniões

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

individuais de orientação, foram oferecidos mais de vinte eventos de desenvolvimento, incluindo workshops, sessões de coaching e palestras ministradas por especialistas reconhecidos.

Ao final do programa de mentoria, observou-se uma taxa de promoção para cargos de gestão de 12,5% em todo o grupo, com 20% dos empregados sem experiência prévia em cargos de gestão alcançando seu primeiro cargo de gestão.

PROGRAMA DE EQUIDADE RACIAL

Nosso Programa de Equidade Racial estabelece iniciativas destinadas a fortalecer uma cultura organizacional alinhada aos valores da equidade racial, influenciar a cadeia de suprimentos e promover a saúde e o bem-estar dos empregados negros da Petrobras, por meio da incorporação de compromissos com a equidade racial em nosso Plano Estratégico. Algumas das metas e recomendações incluídas no programa são: 26% de pessoas negras em cargos de liderança até 2030; desenvolvimento de treinamentos de liderança que assegurem o tratamento de questões étnico-raciais no conteúdo programático; e engajamento de todos os empregados da companhia no fornecimento de informações de raça/cor no sistema, a fim de garantir dados raciais mais confiáveis para a adoção de estratégias de equidade mais objetivas.

Direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos

Estamos comprometidos em conduzir *Due Diligence* em Direitos Humanos para todos os fornecedores relevantes até 2030. Em outubro de 2023, integramos os temas de Direitos Humanos e Proteção de Dados Pessoais ao nosso Questionário de *Due Diligence* de Integridade para medidas preventivas na cadeia de suprimentos.

Nossos contratos incluem cláusulas que exigem o cumprimento da legislação trabalhista brasileira, com direito de rescisão em caso de descumprimento, e proíbem o trabalho infantil ou a escravidão. Esses requisitos se estendem aos subcontratados por meio do nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores.

A partir de novembro de 2024, os contratos de prestação de serviços com fornecedores incluirão um compromisso com os Direitos Humanos no que se refere à promoção da diversidade e da inclusão, à proibição de preconceito, discriminação, assédio, exploração sexual, trabalho infantil e trabalho análogo à escravidão, entre outros riscos de violação dos direitos humanos. Esses requisitos, que se estendem também aos subcontratados por meio de disposições específicas, têm como objetivo garantir uma maior eficácia dos compromissos assumidos no Guia de Conduta Ética para Fornecedores. Em dezembro de 2025, publicamos o “Manual de *Due Diligence* em Direitos Humanos para Fornecedores Relevantes”, em conformidade com as melhores práticas internacionais e nossas diretrizes internas. O manual estabelece um padrão robusto, baseado em riscos e centrado nas pessoas, para a gestão de direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos e inclui as seguintes etapas: mapeamento de riscos, avaliação, engajamento (incluindo visitas presenciais a fornecedores), implementação de planos de ação corretiva e preventiva, identificação de questões críticas e monitoramento contínuo. O processo do Manual de *Due Diligence* em Direitos Humanos para Fornecedores Relevantes é implementado em conjunto pelas áreas de compliance, compras e responsabilidade social, garantindo o alinhamento com nossos compromissos estratégicos em matéria de direitos humanos.

Relacionamento com a Comunidade

Mantemos relações duradouras com a comunidade, baseadas no diálogo e na transparência. Promovemos parcerias para fortalecer os laços comunitários e gerar benefícios mútuos, respeitando os direitos sociais,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



ambientais, territoriais e culturais por meio de comitês, reuniões e programas sociais e ambientais alinhados aos nossos objetivos empresariais.

Em 2025, criamos a Subcomissão de Relações Comunitárias, reunindo profissionais de 15 de nossas áreas de negócio e de duas subsidiárias, com o objetivo de promover o diálogo e fortalecer as iniciativas de engajamento comunitário. Como primeiro marco, a Subcomissão apresentou o “Guia de Relações Comunitárias da Petrobras”.

Programa Petrobras Socioambiental e outras contribuições

- Promovemos um amplo conjunto de iniciativas socioambientais, abrangendo projetos estruturados no âmbito de nossas estruturas corporativas, parcerias estratégicas e mecanismos de coinvestimento implementados em diferentes regiões. Essas iniciativas contribuíram para a conservação ambiental, o fortalecimento das comunidades, o desenvolvimento inclusivo e a promoção da resiliência local nas regiões onde atuamos, e têm como objetivo apoiar o desenvolvimento regional, melhorar a qualidade de vida das comunidades e auxiliar a recuperação e a conservação da natureza, considerando as expectativas das partes interessadas e a contribuição do negócio, com prioridade para áreas operacionais e temas estratégicos.
- Levando em conta todas as iniciativas de investimento socioambiental, nosso investimento consolidado totalizou US\$ 86 milhões no ano em análise.
- Entre essas iniciativas, reforçamos nosso trabalho com as comunidades, as organizações da sociedade civil, o setor público e as universidades por meio do Programa Socioambiental da Petrobras. Com mais de duas décadas de investimento sistemático em conservação e desenvolvimento comunitário, o programa se destaca como uma das iniciativas socioambientais corporativas mais sólidas do Brasil. Baseia-se num modelo de governança estruturado e transparente, assente em editais públicos e em avaliações multidisciplinares, e está alinhado com a nossa política de responsabilidade social e com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (Agenda 2030). Por meio de suas quatro linhas estratégicas de atuação — florestas, oceano, educação e desenvolvimento econômico sustentável —, o programa integra conservação ambiental, pesquisa científica, fortalecimento das comunidades e desenvolvimento inclusivo em todos os biomas brasileiros.
- Como iniciativa complementar, o Programa Autonomia e Renda, lançado em 2024, continuou a oferecer capacitação profissional a pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica e/ou desemprego, com o objetivo de ampliar a empregabilidade no setor de petróleo e gás nos municípios próximos às nossas operações. Implementado em parceria com o Sesi-Senai e os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia, o programa oferece formação técnica e profissional a cerca de 20.000 participantes prioritários, incluindo mulheres, negros, pessoas com deficiência, povos indígenas, comunidades quilombolas, refugiados e pessoas transgênero. Atualmente, o programa abrange vários municípios e, até 2025, 2.791 participantes concluíram a formação, e cerca de 300 conseguiram um emprego.
- Por meio dessa iniciativa, contribuímos para o desenvolvimento socioeconômico local nas áreas próximas às nossas operações, atendendo tanto à demanda da comunidade por oportunidades de emprego quanto às necessidades dos fornecedores por mão de obra qualificada.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- Nesse conjunto de investimentos socioambientais mencionados, também ampliamos nossos esforços em soluções baseadas na natureza por meio de uma parceria estratégica com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). No âmbito da iniciativa Floresta Viva — por meio das chamadas públicas “Manguezais Brasileiros” e “Corredores de Biodiversidade” —, o BNDES e a Petrobras destinaram US\$ 21 milhões (50% contribuídos pela Petrobras) ao longo de sete anos a 20 organizações da sociedade civil, priorizando os biomas da Amazônia, da Mata Atlântica, do Cerrado e do Pantanal. A iniciativa tem como objetivo restaurar 4.200 hectares, promover o sequestro de carbono e gerar benefícios sociais e ambientais associados.
- No âmbito da iniciativa Restaura Amazônia — liderada pelo Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário e Agricultura Familiar e pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com o nosso apoio —, nove projetos foram selecionados para restaurar aproximadamente 3,5 mil hectares em pelo menos seis áreas estratégicas de unidades de conservação nos estados do Acre, Amazonas, Rondônia, Mato Grosso, Pará e Maranhão, com prioridade para sistemas agroflorestais alinhados às vocações produtivas locais e implementados sob a supervisão da Conservação Internacional Brasil, da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável e do Instituto Brasileiro de Administração. A Petrobras e o BNDES investirão, ao longo de cinco anos, um total de US\$ 18 milhões por meio do Fundo Amazônia, incluindo projetos adicionais a serem selecionados.
- Além disso, lançamos a Seleção Pública Regional - Soluções Baseadas na Natureza: Adaptação climática e resiliência nas cidades, com o objetivo de selecionar projetos socioambientais para áreas urbanas de municípios prioritários no Rio Grande do Sul e em São Paulo. O objetivo é contribuir para o aumento da capacidade de resposta e para a adaptação climática dos territórios diante de eventos climáticos extremos. Os projetos terão duração de 36 meses, e o investimento total será de US\$ 4 milhões.
- Além disso, em parceria com a Régia Capital, criamos o Fundo de Bioeconomia da Petrobras, um veículo de investimento voltado para o impacto social, focado em empresas da bioeconomia e em soluções baseadas na natureza no Brasil. Com um capital inicial de US\$ 18 milhões, o fundo prioriza projetos relacionados à conservação da biodiversidade, à extração sustentável, à restauração produtiva e a modelos econômicos inclusivos, especialmente em áreas críticas para o clima e a biodiversidade. O fundo é o primeiro no Brasil a adotar o modelo de remuneração vinculada ao impacto, que integra indicadores de desempenho financeiro e socioambiental, e opera sob uma estrutura de governança independente. O fundo tem como objetivo promover a geração de renda, bem como o desenvolvimento de créditos de carbono e de biodiversidade.

Divulgamos anualmente nossas ações em matéria de sustentabilidade e direitos humanos em nosso **Relatório de Sustentabilidade** e no **Suplemento sobre Direitos Humanos e Cidadania Corporativa**, correlacionando as divulgações com os indicadores da GRI, os ODS da ONU e os Princípios do Pacto Global, e utilizando o Guia da Indústria de Petróleo e Gás da IPIECA para Relatórios Voluntários. Esses relatórios estão disponíveis na seção Relatórios Anuais - Petrobras <https://www.investidorpetrobras.com.br/en/presentations-reports-and-events/annual-reports/>

Governança Corporativa

Boas práticas de governança corporativa e conformidade são fundamentais para as empresas. Nos últimos anos, fizemos avanços significativos no fortalecimento de nossa governança corporativa e em nossos sistemas de integridade, conformidade e controles internos. Também adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, nossos valores e nosso compromisso com a melhoria contínua e o alinhamento com as práticas reconhecidas do mercado.

Nosso modelo de governança corporativa possui um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas à boa governança:



¹ Em caso de transações fora do curso normal dos negócios com o governo federal brasileiro, suas agências, fundações e empresas controladas.

Os critérios para a seleção dos membros do Conselho de Administração e dos diretores executivos estão estabelecidos em nosso Estatuto Social e de acordo com as condições impostas pelo art. 147 da Lei das Sociedades por Ações, bem como nas disposições da Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 ("Lei nº 13.303/2016"), no Decreto nº 8.945/16 e em nossa Política de Indicação de Membros da Alta Administração.

A Lei nº 13.303/2016, entre outras disposições, estabelece que nosso Conselho de Administração seja composto por, no mínimo, 25% de membros independentes. Nosso Estatuto Social estendeu a exigência para 40%; no entanto, esta disposição pode ser alterada.

Nosso Conselho de Administração nomeia o diretor de governança e conformidade. A destituição do diretor deverá ser aprovada pela maioria do conselho, com o voto da maioria dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários. Conforme previsto em nosso Estatuto Social e na Lei nº 13.303/2016, é garantido ao diretor de governança e conformidade, no exercício de suas funções, o direito de se reportar diretamente ao Conselho de Administração.

Além das exigências do Estatuto Social e da legislação vigente, de acordo com as diretrizes da nossa Política de indicação de membros da Alta Administração, buscamos alcançar a diversidade na composição do Conselho de Administração e a complementaridade de experiências e qualificações. A Diretoria Executiva é composta por membros com dedicação exclusiva e exige no mínimo 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente no negócio ou em área afim.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nosso processo de indicação inclui a verificação de critérios adicionais de integridade, previstos em nosso Estatuto Social e detalhados em nossa Política de Indicação de Membros da Alta Administração, por meio do *Background Check* de Integridade (“BCI”). O BCI é uma importante ferramenta de apoio à decisão, que respeita as leis de privacidade e acesso a dados em vigor em cada país.

Por sermos uma empresa parcialmente estatal, o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades, com o objetivo de contribuir para o interesse público que justificou nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. No entanto, esta contribuição para o interesse público deve ser compatível com o nosso objeto social e com as condições de mercado e não pode comprometer a nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira.

Assim, se a satisfação do interesse público exigir condições diferentes daquelas de qualquer outra empresa do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades que assumimos deverão ser definidas em normas ou regulamentos e delineadas em um documento específico, como contrato ou acordo, amplamente divulgado e com divulgação nesses instrumentos de detalhamento de custos e receitas, inclusive no plano contábil. Assim, o governo federal brasileiro nos compensará, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

As transações com o governo federal brasileiro que exijam a aprovação do nosso Conselho de Administração e ocorram fora do curso normal dos negócios devem ter sido previamente analisadas pelo comitê minoritário, pelo comitê de auditoria estatutário e aprovadas por dois terços do conselho. O comitê minoritário é formado por dois membros do nosso Conselho de Administração indicados pelos acionistas minoritários ordinaristas e preferenciais, além de um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social. Para mais informações sobre o funcionamento e composição do conselho fiscal, consulte “Administração e Empregados – Administração – Comitês da Diretoria Estatutária” neste relatório anual.

Em relação ao nosso processo de tomada de decisão, nosso Estatuto Social define os comitês de assessoramento do conselho que analisam todos os assuntos submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão. Além disso, para garantir a transparência nas nossas decisões mais relevantes, utilizamos um modelo de autorização partilhada, onde pelo menos duas pessoas devem tomar uma decisão (princípio dos quatro olhos).

Fazemos parte do segmento especial de listagem de governança corporativa Nível 2 da B3, que exige o cumprimento de regulamentação de governança diferenciada e a melhoria da qualidade das informações que prestamos. Essa passagem voluntária para o Nível 2 da B3 reforça nossos avanços em governança corporativa e ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua dos processos e com o nosso alinhamento às boas práticas de mercado.

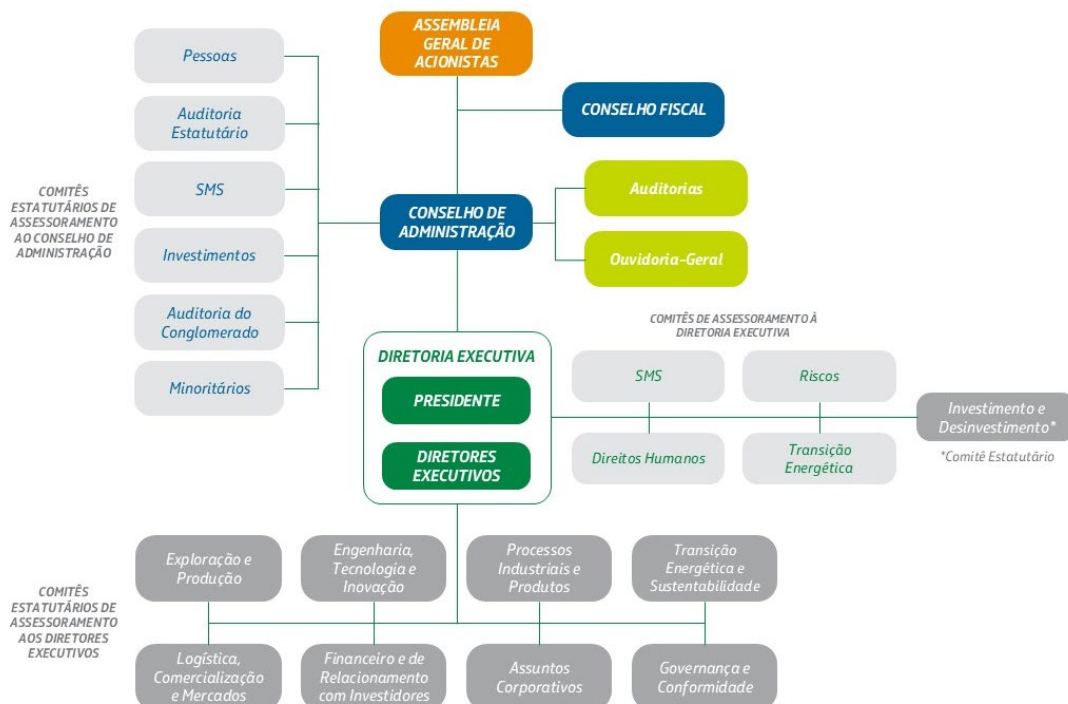
Possíveis iniciativas relacionadas a mudanças para melhorias na governança exigem formalidade e transparência de processo. Na maioria dos casos, a realização de assembleia geral é necessária caso a alteração proposta seja em regra de governança prevista em nosso Estatuto Social ou decorra de alteração legislativa se estiver relacionada a dispositivo da Lei 13.303/16.

Para obter mais informações sobre o nosso Canal de Denúncias, o Código de Conduta Ética e o Guia de Conduta Ética para Fornecedores, consulte as seções “*Compliance* e Controles Internos – Conformidade” e “*Compliance* e Controles Internos” neste relatório anual.

Estrutura de Governança Corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa atualmente é composta por assembleia geral de acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, auditoria, ouvidoria geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



Nosso Código de Melhores Práticas reúne nossas principais políticas de governança e tem como objetivo aprimorar e fortalecer nossos mecanismos de governança, orientando a atuação de nossos diretores, diretores, gerentes, empregados e colaboradores.

NOSSO CÓDIGO DE BOAS PRÁTICAS

Temos um Código de Boas Práticas, que é um instrumento aprovado pelo nosso Conselho de Administração que reúne as nossas principais políticas de governança (disponível no nosso site), conforme listado aqui:

Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários



Política de Ouvidoria



Política de Comunicação e Relacionamento



Política de Compliance



Política de Remuneração aos Acionistas



Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras



Política de Gestão de Riscos Empresariais



Política de Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal



Política de Governança Corporativa e Societária



Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Reconhecimento de Destaque

Somos membros do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, o que reforça nosso compromisso com a melhoria contínua de nossos processos e controles internos, em consonância com as melhores práticas de governança corporativa do mercado, os objetivos e valores definidos em nosso Plano Estratégico, bem como com a legislação nacional e internacional.

Pelo segundo ano consecutivo, fomos reconhecidos como líderes brasileiros no setor de petróleo, gás e biocombustíveis no Anuário de Integridade ASG, uma iniciativa da Insight Comunicação com o apoio da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Além disso, ficamos em 13º lugar na classificação geral do Anuário de Integridade ASG 2025, o que destaca a excelência de nossas práticas ambientais, sociais e de governança.

Recebemos também o prêmio da Rede Brasil Governança na categoria “Empresas Estatais, Sociedades de Capital Misto e Entidades Paraestatais”, em reconhecimento à gestão responsável, comprometida com a sustentabilidade e com a implementação de práticas de governança corporativa. Apresentamos à CVM o Relatório sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa – ciclo 2025, mantendo 96% de adesão às práticas recomendadas, nosso nível mais alto desde 2019 e dois pontos acima do registrado em 2023. O Código Brasileiro de Governança Corporativa destaca princípios e práticas para a governança de empresas de capital aberto.

Também fomos reconhecidos pela Rede do Pacto Global da ONU – Brasil, no âmbito do Movimento 100% Transparência, por nossas melhores práticas de integridade. O destaque foi a “Nova Metodologia de Treinamento para Fornecedores Relevantes”, alinhada com a Agenda 2030 da ONU e com o compromisso de treinar 100% da cadeia de valor de alto risco até 2030.

Em setembro de 2025, fomos reconhecidos com o melhor Programa de Compliance na categoria “Energia” durante o Leaders League Compliance Summit & Awards Brazil, evento que celebra os melhores programas de compliance do país.

Alcançamos a classificação mais elevada no indicador de governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais, obtendo o nível de excelência nas três dimensões do indicador: governança corporativa, políticas públicas e melhores práticas e inovação. Essa conquista não apenas reconhece nosso progresso nos últimos anos, mas também oferece uma oportunidade para avaliar nossos processos a um novo nível de qualidade e reafirma nosso compromisso com a melhoria contínua de nossa governança corporativa.

Acreditamos que esses resultados demonstram o reconhecimento do mercado, bem como das entidades reguladoras e de fiscalização, no que diz respeito à melhoria de nossa cultura de integridade e de nossos mecanismos de governança. Estamos convencidos de que um alto grau de integridade fortalece nossa reputação junto às partes interessadas e, consequentemente, junto à sociedade como um todo.

Assembleia Geral de Acionistas

As assembleias gerais deverão ocorrer em caráter ordinário ou extraordinário. Uma assembleia geral ordinária de acionistas deve ser realizada uma vez por ano para: (i) examinar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; (ii) decidir sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; (iii) eleger os membros do Conselho Fiscal; e (iv) se aplicável, eleger os membros do Conselho de Administração. Além das matérias previstas em lei, deverá ocorrer assembleia geral extraordinária, caso convocada, para deliberar sobre assuntos de nosso melhor interesse, conforme definido em nosso Estatuto Social.

Para informações mais detalhadas sobre nossas assembleias gerais, consulte “Informações aos Acionistas” neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Comparação de nossas práticas de governança corporativa com os requisitos de governança corporativa da NYSE aplicáveis às empresas dos EUA

De acordo com as regras da NYSE, os emitentes privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de requisitos de governança corporativa do que os emitentes nacionais dos EUA. Como emissor privado estrangeiro, devemos cumprir quatro regras principais de governança corporativa da NYSE: (i) devemos satisfazer os requisitos da Regra 10A-3 do Exchange Act; (ii) nosso CEO deverá notificar imediatamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer não conformidade relevante com as regras de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas regras de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de quaisquer diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas por empresas dos EUA sob os padrões de listagem da NYSE.

A tabela abaixo descreve resumidamente as diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e as regras de governança corporativa da NYSE.

Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
Independência dos Diretores		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de diretores independentes. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Somos uma empresa controlada porque mais da maioria do nosso capital votante (pelo menos 50% mais uma ação) é controlada pelo governo federal brasileiro. Como empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência da maioria dos conselheiros independentes se fôssemos um emissor nacional dos EUA. De acordo com nosso Estatuto Social, somos obrigados a ter pelo menos 40% de conselheiros independentes.
303A.03	Os administradores não-administrativos de cada empresa cotada devem reunir-se em sessões executivas regularmente agendadas, sem gestão.	Com exceção do nosso CEO (que também é conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não administrativos. O regulamento do nosso Conselho de Administração prevê que caso determinado assunto possa representar conflito de interesses, o CEO deverá se abster da reunião, que continuará sem a sua presença. Além disso, o regulamento do conselho também estabelece uma sessão executiva regular para assuntos do nosso Conselho de Administração sem administração.
Comitê de nomeação/governança corporativa		
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto inteiramente por diretores independentes, com um estatuto escrito que cubra certas funções mínimas especificadas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Possuímos um comitê estatutário que verifica o cumprimento da indicação dos membros do nosso Conselho Fiscal, dos nossos Diretores e do nosso Conselho de Administração e dos membros externos dos comitês que assessoram nosso Conselho de Administração. Nosso Comitê de Pessoas possui um estatuto escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
		Nosso Conselho de Administração desenvolve, avalia e aprova princípios de governança corporativa. Como empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência do comitê de nomeação/governança corporativa se fôssemos um emissor doméstico nos EUA.
Comitê de remuneração		
303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto inteiramente por conselheiros independentes, com um estatuto escrito que cubra certas funções mínimas especificadas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	Possuímos um comitê que assessora nosso Conselho de Administração em relação à remuneração e sucessão de administradores. Nosso Comitê de Pessoas possui um estatuto escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente. Como empresa controlada, não somos obrigados a cumprir a exigência do comitê de remuneração.
Comitê de auditoria		
303A.06 303A.07	Geralmente, as empresas cotadas devem ter um comitê de auditoria com um mínimo de três administradores independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Regra 10A-3 ao abrigo do Exchange Act, com um estatuto escrito que cubra determinadas funções mínimas especificadas. No entanto, de acordo com a Regra 10A-3(c)(3) do Exchange Act, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA se o emissor privado estrangeiro tiver um órgão estabelecido e selecionado de acordo com às disposições legais ou de listagem do país de origem que exijam ou permitam expressamente tal órgão, e se o órgão atender aos requisitos de (i) ser separado do conselho completo, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum executivo diretor ser membro do órgão, e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecem padrões para a independência dos membros do órgão.	Nosso comitê de auditoria é um comitê consultivo estatutário de nosso Conselho de Administração e atende à isenção estabelecida na Regra 10A-3(c)(3) do Exchange Act. Consulte a seção “Administração e Funcionários – Administração – Comitês Estatutários do Conselho” para obter uma descrição do nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria possui um estatuto escrito que estabelece suas responsabilidades que incluem, entre outras coisas: (i) avaliar as qualificações e independência do auditor independente e o desempenho das funções de auditoria independente, (ii) assegurar a conformidade legal e regulatória, inclusive com respeito aos controles internos, procedimentos de compliance e ética, e (iii) monitorar nossa posição financeira, especialmente quanto a riscos, trabalhos de auditoria interna e divulgação financeira; (iv) realizar análise prévia de transações com partes relacionadas que atendam aos critérios estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo nosso Conselho de Administração. Além disso, dois dos membros do comitê de auditoria são especialistas externos em contabilidade e auditoria, que contribuem com valiosos conhecimentos e experiência para o trabalho do comitê.
Planos de Remuneração em Ações		

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de remuneração através de ações e análises materiais, com exceções limitadas, conforme estabelecido pelas regras da NYSE.	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, a aprovação dos acionistas é necessária para a adoção e revisão de quaisquer planos de remuneração em ações. Atualmente não temos nenhum plano de remuneração de capital. Atualmente não temos nenhum plano de remuneração de capital.
Diretrizes de Governança Corporativa		
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	Possuímos um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam padrões gerais de qualificação de ouvidoria, responsabilidades, composição, avaliação e acesso à informação pela administração. As diretrizes não refletem os requisitos de independência estabelecidos nas Seções 303A.01 e 303A.02 das regras da NYSE. Certas partes das diretrizes, incluindo as seções de responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhe estabelecido nos comentários às regras da NYSE. As diretrizes estão disponíveis em nosso site www.petrobras.com.br/ir. Possuímos também uma Política de Governança Corporativa, aprovada pelo nosso Conselho de Administração, que estabelece nossos princípios e diretrizes de governança. Esta política aplica-se à nossa empresa e às nossas afiliadas, nos termos do artigo 16 do nosso Estatuto Social.
Código de Ética para Conselheiros, Diretores e Empregados		
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta e ética empresarial para diretores, executivos e empregados, e divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para diretores ou executivos.	Dispomos de um Código de Conduta Ética, aplicável aos membros do Conselho de Administração e de seus comitês de assessoramento, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviços e qualquer pessoa que atue em nosso nome ("colaboradores"), incluindo suas subsidiárias no Brasil e no exterior, e um Código de Boas Práticas aplicável aos nossos diretores, diretores, alta administração, empregados e colaboradores. Não são permitidas renúncias às disposições do Código de Conduta Ética ou do Código de Melhores Práticas. Esses documentos estão disponíveis em nosso site www.petrobras.com.br/ir.
Requisitos de Certificação		
303A.12	Cada CEO de empresa listada deve certificar anualmente à NYSE que não tem conhecimento de qualquer violação por nós dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nosso CEO notificará imediatamente a NYSE por escrito se algum diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante de quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras





Desempenho Financeiro Consolidado

Alcançamos um lucro líquido de US\$ 19.720 milhões, fluxo de caixa proveniente das atividades operacionais de US\$ 36.047 milhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não GAAP definida em “Liquidez e Recursos de Capital – Fluxo de Caixa Livre”) de US\$ 16.528 milhões e um EBITDA Ajustado (uma medida não GAAP definida em “Liquidez e Recursos de Capital – EBITDA Ajustado e Índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado”) de US\$ 42.523 milhões.

O lucro líquido atribuível aos acionistas foi de US\$ 19.634 milhões em 2025, um aumento de 160,8% em relação aos US\$ 7.528 milhões em 2024, devido principalmente a ganhos cambiais, explicados pela valorização do real em relação ao dólar americano (R\$/US\$ 5,50 em dezembro de 2025, em comparação com R\$/US\$ 6,19 em dezembro de 2024). Além disso, houve uma redução nas despesas operacionais, que em 2024 haviam sido afetadas principalmente pelos custos relacionados ao abandono de áreas.

As flutuações em nossa situação financeira e nos resultados operacionais são impulsionadas por uma combinação de fatores, incluindo:

- o volume de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural que produzimos e vendemos;
- mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e seus derivados (denominados em dólares americanos);
- variações nos preços internos dos derivados de petróleo (denominados em reais);
- flutuações nas taxas de câmbio do real em relação ao dólar americano e outras moedas, conforme divulgado na Nota 33.3.1(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil;
- os valores recuperáveis de ativos para fins de teste de *impairment*; e
- o valor dos impostos sobre a produção de nossas operações que somos obrigados a pagar.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DAS INFORMAÇÕES DE RECEITA (US\$ milhões)

	Conforme relatado			
	Jan-Dez		Variação	
	2025	2024	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	89.195	91.416	(2.221)	(2,4)
Custo das vendas	(46.736)	(45.444)	(1.292)	(2,8)
Lucro bruto	42.459	45.972	(3.513)	(7,6)
Despesas com vendas	(5.198)	(4.874)	(324)	(6,6)
Despesas gerais e administrativas	(1.938)	(1.845)	(93)	(5,0)
Custos exploratórios	(1.217)	(913)	(304)	(33,3)
Despesas de pesquisa e desenvolvimento	(864)	(789)	(75)	(9,5)
Outros impostos	(768)	(1.251)	483	38,6
Redução do valor dos ativos, líquida	(1.519)	(1.531)	12	0,8
Outras Receitas e Despesas Líquidas	(4.842)	(7.893)	3.051	38,7
Lucro Operacional	26.113	26.876	(763)	(2,8)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	734	(15.107)	15.841	104,9
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(52)	(627)	575	91,7
Lucro líquido (prejuízo) antes do imposto de renda	26.795	11.142	15.653	140,5
Imposto de renda	(7.075)	(3.537)	(3.538)	(100,0)
Lucro líquido do exercício	19.720	7.605	12.115	159,3

Impactos das variações da taxa de câmbio

Como somos uma empresa brasileira e a maioria de nossas operações são realizadas no Brasil, preparamos nossas demonstrações financeiras primariamente em reais, que é nossa moeda funcional e de todas as nossas subsidiárias brasileira. Também temos entidades que operam fora do Brasil, cuja moeda funcional é o dólar americano. Selecionamos o dólar americano como moeda de apresentação neste relatório anual para facilitar a comparação com outras empresas de petróleo e gás. Utilizamos os critérios estabelecidos no IAS 21 – “Os efeitos de mudanças nas taxas de câmbio” para converter as demonstrações financeiras consolidadas de reais para dólares americanos. Com base no IAS 21, convertemos (i) todos os ativos e passivos em dólares americanos pela taxa de câmbio na data da demonstração da posição financeira; (ii) todas as contas nas demonstrações do resultado, outros resultados abrangentes e fluxos de caixa utilizando as taxas de câmbio médias vigentes durante o período aplicável; e (iii) itens de patrimônio líquido pelas taxas de câmbio vigentes nas respectivas datas de transação.

Para mais informações sobre nossa moeda funcional e de apresentação, consulte “Quem Somos” e a Nota 2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

TAXAS DE CÂMBIO E INFLAÇÃO

	2025	2024	2023
Taxa de câmbio do fim de ano (reais/US\$)	5,50	6,19	4,84
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽¹⁾	11,1%	(27,9%)	7,3%
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	5,59	5,39	5,00
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽²⁾	(3,68%)	(7,90%)	3,29%
IPCA	4,26%	4,83%	4,62%

(1) Com base na taxa de câmbio do fim do ano.

(2) Com base na taxa de câmbio média para o ano.

De 1º de janeiro de 2026 a 31 de março de 2026, o real se apreciou 5,14% em relação ao dólar americano.

A maior parte das nossas receitas de exportação são constituídas em dólares americanos e as nossas vendas internas estão também indiretamente ligadas ao dólar americano devido à nossa política atual de geralmente buscar manter a paridade com o preço internacional dos produtos. Portanto, a desvalorização do real é, em geral, favorável ao nosso resultado operacional, uma vez que o impacto positivo nas receitas é maior do que o impacto negativo nos custos operacionais, a maioria dos quais é denominada em reais.

Por outro lado, a desvalorização do real em relação ao dólar americano resulta em prejuízo devido às perdas cambiais decorrentes de nossa dívida financeira denominada em dólares americanos.

Lucros retidos disponíveis para distribuição: As variações cambiais afetam os lucros acumulados disponíveis para distribuição quando expressos em dólares americanos, uma vez que os valores calculados em reais podem aumentar ou diminuir na conversão, à medida que o real se valoriza ou se desvaloriza em relação ao dólar americano.

Mantemos relações de *hedge* entre os ganhos ou perdas cambiais decorrentes de parcelas de nossa dívida de longo prazo denominada em dólares americanos e os ganhos ou perdas cambiais decorrentes de receitas futuras de exportação denominadas em dólares americanos altamente prováveis, garantindo que os ganhos ou perdas sejam reconhecidos nos mesmos períodos.

Para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa, consulte as Notas 4.8 e 33.3.1(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para mais informações sobre nossa exposição cambial relacionada a ativos e passivos, consulte a Nota 33.3.1(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas de vendas

Volumes e preços de vendas

Como uma empresa verticalmente integrada, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo bruto em nossas refinarias e vendemos os derivados de petróleo refinados principalmente no mercado brasileiro. Portanto, o preço dos derivados de petróleo no Brasil tem impacto significativo em nossos resultados financeiros. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam ao longo do tempo em decorrência de diversos fatores, incluindo o preço do petróleo bruto. Levamos em consideração as condições do mercado interno e buscamos alinhar os preços dos derivados de petróleo aos preços internacionais, evitando, ao mesmo tempo, o repasse imediato da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio. O preço médio do petróleo Brent, conforme informado pela Bloomberg, foi de US\$ 69,1 por barril em 2025, US\$ 80,8 por barril em 2024, e US\$ 83 por barril em 2023. Em 31 de dezembro de 2025, o preço do petróleo bruto Brent era de US\$ 62,6 por barril.

A receita consolidada de vendas foi de US\$ 89,2 bilhões em 2025, em comparação com US\$ 91,4 bilhões em 2024, devido principalmente à queda nos preços médios do Brent, parcialmente compensada pelo aumento nos volumes de vendas.

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de								
	2025			2024			2023		
	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (US\$ milhões)
Diesel	278.443	96,50	26.870	265.302	103,74	27.522	272.276	118,48	32.260
Gasolina	149.212	82,60	12.325	146.903	86,40	12.692	152.509	93,82	14.309
Óleo combustível (incluindo combustível bunker)	7.358	80,32	591	10.123	96,41	976	11.949	96,91	1.158
Nafta	23.909	66,08	1.580	25.612	72,97	1.869	24.997	73,49	1.837
Gás liquefeito de petróleo	79.373	42,75	3.393	78.327	40,42	3.166	75.151	46,65	3.506
Querosene de aviação	42.550	103,92	4.422	40.248	112,25	4.518	37.911	132,28	5.015
Outros derivados de petróleo	56.628	64,14	3.632	62.733	68,11	4.273	61.607	71,87	4.428
Subtotal de derivados de petróleo	637.473	82,85	52.813	629.248	87,43	55.016	636.400	98,23	62.513
Gás natural (boe)	68.174	56,47	3.850	75.344	62,47	4.707	82.536	68,24	5.632
Petróleo	62.141	70,44	4.377	53.822	80,52	4.334	66.175	82,74	5.475
Energia elétrica, energias renováveis, produtos à base de nitrogênio, serviços, agência e outros	2.519	—	1.898	2.476	—	2.218	1.564	—	2.670
Mercado brasileiro total	770.307	—	62.938	760.890	—	66.275	786.675	—	76.290
Exportações	357.603	71,51	25.572	292.232	82,99	24.251	294.291	84,99	25.012
Vendas internacionais	11.559	59,26	685	13.561	65,63	890	16.455	67,27	1.107
Mercado global total	369.162	—	26.257	305.793	—	25.141	310.746	—	26.119
RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS	1.139.469	—	89.195	1.066.683	—	91.416	1.097.421	—	102.409

(1) Preço médio líquido calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume do ano.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Custo de vendas

Em 2025, o custo das vendas aumentou 2,8%, atingindo US\$ 46.736 milhões, devido principalmente ao aumento dos custos com importações de derivados de petróleo e às despesas com depreciação, esgotamento e amortização durante o período, resultantes principalmente de: (i) o início da operação dos FPSOs Maria Quitéria (campo de Jubarte, Bacia de Campos) e Marechal Duque de Caxias (campo de Mero, Bacia de Santos), em outubro de 2024; Almirante Tamandaré (campo de Búzios, Bacia de Santos), em fevereiro de 2025; e Alexandre de Gusmão (campo de Mero, Bacia de Campos), em maio de 2025; e (ii) o aumento da depreciação dos custos capitalizados de descomissionamento, refletindo a maior produção e o maior valor dos ativos em 2025 em comparação com 2024. Esses efeitos foram parcialmente compensados por uma redução de US\$ 1.741 milhões nas aquisições de petróleo bruto e por uma redução de US\$ 737 milhões nos impostos sobre a produção, refletindo principalmente os preços médios mais baixos do petróleo Brent.

Despesas com vendas

As despesas de comercialização totalizaram US\$ 5.198 milhões em 2025, um aumento de 6,6% (US\$ 323 milhões) em relação aos US\$ 4.874 milhões registrados em 2024, devido principalmente ao aumento das despesas logísticas relacionadas ao maior volume de exportações de petróleo bruto e derivados.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas totalizaram US\$ 1.938 milhões em 2025, um aumento de 5,0% em relação aos US\$ 1.845 milhões registrados em 2024, refletindo principalmente o aumento das despesas com pessoal, decorrente de aumentos salariais, despesas atuariais e maiores gastos com serviços terceirizados, especialmente nas áreas de segurança da informação e soluções digitais.

Custos exploratórios

Os custos de exploração totalizaram US\$ 1.217 milhões em 2025, um aumento de 33,3% (US\$ 304 milhões) em relação aos US\$ 913 milhões registrados em 2024, devido principalmente ao aumento das despesas geológicas e geofísicas, sobretudo na África e na Bacia da Margem Equatorial.

Impairment de ativos, líquido

Registramos uma baixa por imparidade no valor de US\$ 1.519 milhões em 2025, uma redução de US\$ 12 milhões em relação à baixa por imparidade de US\$ 1.531 milhões em 2024.

Em 2025, foram reconhecidas perdas líquidas por imparidade, decorrentes principalmente das avaliações de ativos relacionados a campos de produção de petróleo e gás no Brasil, o que resultou em perdas líquidas no valor total de US\$ 1.611 milhões. Essas perdas estiveram associadas principalmente às seguintes UGCs: Marlim Sul, Roncador e o Agrupamento Barracuda e Caratinga, principalmente devido à desvalorização da taxa de câmbio de fechamento e ao adiamento de projetos. Além disso, avaliamos a recuperabilidade dos ativos de refino e de serviços públicos do Complexo Energético Boaventura após a aprovação do projeto em agosto de 2025 e a assinatura dos principais contratos necessários para a conclusão e integração desses ativos com a Refinaria Duque de Caxias (Reduc) e, consequentemente, com nosso conjunto de ativos de refino e logística. Na avaliação da recuperabilidade desses ativos, foi reconhecida uma reversão de imparidade no valor de US\$ 328 milhões nas UGCs Complexo Energético Boaventura – Refino e Serviços Públicos, considerando principalmente o valor justo menos os custos de

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



alienação dos ativos de refino, estimado pelo método do valor presente e adotando uma taxa de desconto de 8,1%.

Em 2024, foram reconhecidas perdas líquidas por imparidade, decorrentes principalmente da revisão das despesas com abandono e recuperação de áreas, bem como da redução das previsões de eficiência operacional e do aumento dos custos de investimento e operacionais, o que afetou negativamente as curvas de produção do campo. Houve também perdas por imparidade no 2º Lote do RNEST no valor de US\$ 421 milhões, devido ao aumento das estimativas de investimento associadas ao Plano de Negócios 2025-29.

Outros impostos

Os demais impostos totalizaram US\$ 768 milhões em 2025, uma redução de 38,6% (US\$ 483 milhões) em relação aos US\$ 1.251 milhões registrados em 2024, principalmente devido à adesão ao programa de regularização fiscal em junho de 2024, o que permitiu a resolução de importantes disputas jurídicas relacionadas a discussões sobre a incidência de impostos sobre remessas ao exterior envolvendo o afretamento de embarcações ou plataformas e seus respectivos contratos de prestação de serviços.

Outras receitas e despesas líquidas

Outras receitas e despesas, líquidas, representaram uma despesa de US\$ 4.842 milhões em 2025, uma redução de US\$ 3.051 milhões em relação à despesa de US\$ 7.893 milhões registrada em 2024, devido principalmente a melhores resultados com o descomissionamento de áreas devolvidas/abandonadas (uma receita de US\$ 535 milhões em 2025, em comparação com uma despesa de US\$ 2.584 milhões em 2024).

Receitas (despesas) financeiras líquidas

A receita (despesa) financeira líquida foi de US\$ 734 milhões em 2025, uma variação de US\$ 15.841 milhões em relação à despesa de US\$ 15.107 milhões em 2024, devido principalmente a um ganho cambial - Real versus dólar americano de US\$ 4.819 milhões em 2025, em comparação com uma perda de US\$ 8.503 milhões em 2024, refletindo uma valorização de 11,1% da taxa de câmbio real/dólar americano em 2025 (31/12/2025: R\$ 5,50/US\$, 31/12/2024: R\$ 6,19/US\$), em comparação com uma desvalorização de 27,9% em 2024 (31/12/2024: R\$ 6,19/US\$, 31/12/2023: R\$ 4,84/US\$).

Imposto de Renda

O imposto de renda representou uma despesa de US\$ 7.075 milhões em 2025, em comparação com uma despesa de US\$ 3.537 milhões em 2024. O aumento deveu-se principalmente ao maior lucro líquido antes dos impostos sobre o rendimento (US\$ 26.795 milhões em 2025, em comparação com US\$ 11.142 milhões em 2024), resultando em impostos de renda nominais calculados com base nas alíquotas legais brasileiras de imposto de renda corporativo (34%) de US\$ 9.110 milhões em 2025, em comparação com US\$ 3.787 milhões em 2024.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras

O lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 19.634 milhões em 2025, um aumento de US\$ 12.106 milhões em relação ao lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras de US\$ 7.528 milhões em 2024, conforme explicado acima, devido principalmente ao aumento da receita financeira líquida (US\$ 734 milhões de receita em 2025, em comparação com US\$ 15.107 milhões de despesas em 2024) e menores despesas operacionais (US\$ 16.346 milhões em despesas em 2025, em comparação com US\$ 19.096 milhões em despesas em 2024), parcialmente compensadas por menor lucro bruto (US\$ 42.459 milhões em 2025, em comparação com US\$ 45.972 milhões em 2024) e maiores despesas com impostos de renda (US\$ 7.075 milhões em 2025, em comparação com US\$ 3.537 milhões em 2024).

Para obter informações sobre os exercícios anteriores, consulte nossos Relatórios Anuais e Form 20-F prévios. Nossos documentos arquivados na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC, em www.sec.gov, e em nosso site, em www.petrobras.com.br/ir.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS CONTABILIZÁVEIS E PARA EMPRESAS E OUTROS NEGÓCIOS

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de		
	2025 (US\$ milhões)	2024 (US\$ milhões)	▲ 25-24 (%)
Exploração e Produção			
Terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	232	308	(24,7)
Intersegmentos	59.305	60.208	(1,5)
Receitas de vendas⁽²⁾	59.537	60.516	(1,6)
Custo de vendas	(28.022)	(24.823)	(12,9)
Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.847)	(1.244)	(48,5)
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	17.228	18.593	(7,2)
Refino, Transporte e Comercialização			
Terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	83.086	84.246	(1,4)
Intersegmentos	1.079	1.035	4,3
Receitas de vendas⁽²⁾	84.165	85.281	(1,3)
Custo de vendas	(77.725)	(78.836)	1,4
Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment	315	(300)	205,0
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	1.743	1.324	31,6
Gás e Energias de Baixo Carbono			
Terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	5.544	6.549	(15,3)
Intersegmentos	3.151	2.969	6,1
Receitas de vendas⁽²⁾	8.695	9.518	(8,6)
Custo de vendas	(4.835)	(5.031)	3,9
Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1)	-	-
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	268	682	(60,7)
Corporativo e Outros Negócios			
Terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	333	313	6,4
Intersegmentos	5	6	(16,7)
Receitas de vendas⁽²⁾	338	319	6,0
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas	(9)	(12.625)	99,9

(1) Nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção representa grande parte de nossa atividade econômica e despesas de capital, mas tem pouca receita de terceiros.

(2) As receitas de comercialização de petróleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, que podem ser os segmentos de Exploração e Produção ou Refino, Transporte e Comercialização.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Exploração e Produção

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de E&P foi de US\$ 17.228 milhões em 2025, em comparação com US\$ 18.593 milhões em 2024, principalmente devido a:

- Redução na receita de vendas devido à queda nos preços do Brent;
- Aumento dos custos de produção, bem como despesas mais elevadas com depreciação e amortização;
- Maiores perdas por imparidade;

Compensado parcialmente por:

- Aumento da produção;
- Redução das despesas com áreas de abandono e desmantelamento.

Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTM foi de US\$ 1.743 milhões em 2025 em comparação com US\$ 1.324 milhões em 2024, principalmente devido a:

- reversões de perdas por imparidade, o que teve um impacto positivo no lucro líquido;
- custos de vendas mais baixos devido à queda do preço médio do Brent, o que afeta o preço utilizado para a compra de petróleo do nosso segmento de E&P, bem como de petróleo e derivados de terceiros;
- parcialmente compensado pela queda na receita de vendas (uma redução de US\$ 1.116 milhões), devida principalmente à redução dos preços no mercado interno, especialmente do diesel, da gasolina e do combustível de aviação, na sequência da desvalorização do preço médio do Brent. Essa queda na receita de vendas foi parcialmente compensada pelo aumento no volume de vendas.

Gás e Energias de Baixo Carbono

Em 2025, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono foi de US\$ 268 milhões, uma redução de US\$ 414 milhões em comparação com 2024, principalmente devido a: (i) menores preços de venda do gás natural, em decorrência da queda do preço de referência do Brent e de iniciativas voltadas à preservação da competitividade; (ii) menores volumes de vendas de gás natural, em função da contração do mercado e da maior participação de outros agentes; e (iii) o encerramento de contratos de energia provenientes de leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), parcialmente compensado pelo início antecipado do fornecimento no âmbito do contrato do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021.

Para obter informações sobre os exercícios anteriores, consulte nossos Relatórios Anuais e Form 20-F prévios. Nossos documentos arquivados na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC, em www.sec.gov, e em nosso site, em www.petrobras.com.br/ir.

Liquidez e Recursos de Capital

Monitoramos de perto os níveis de liquidez para atender efetivamente às necessidades de caixa de nossas operações comerciais e obrigações financeiras. Adotamos uma abordagem conservadora na gestão de nossa liquidez, que consiste principalmente em: (i) caixa e equivalentes de caixa (numerário em caixa, depósitos bancários à vista, fundos de investimento em mercado monetário e outros investimentos de alta liquidez com vencimento de três meses ou menos); e (ii) investimentos em ativos financeiros (títulos públicos).

A administração acredita que nosso capital de giro atual é suficiente para as necessidades atuais da empresa. Na hipótese de apresentarmos capital de giro líquido negativo, a administração entende que isso não compromete nossa liquidez, uma vez que a companhia mantém linhas de crédito rotativo contratadas como reserva de liquidez a serem utilizadas em cenários adversos (ver Nota 30.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas).

Adicionalmente, avaliamos regularmente as condições de mercado e poderemos realizar operações de recompra de títulos de nossa própria emissão ou de emissão de nossas subsidiárias, por diferentes meios, incluindo ofertas públicas de aquisição, exercícios de make whole e recompras em mercado aberto, desde que estejam alinhados à nossa estratégia de gestão de passivos, com o objetivo de melhorar nosso perfil de amortização da dívida e o custo da dívida.

Caixa e equivalentes de caixa ajustados é uma medida não GAAP que compreende caixa e equivalentes de caixa, títulos públicos e depósitos a prazo de instituições financeiras altamente classificadas no exterior com vencimentos superiores a três meses a partir do fim do período, considerando a realização esperada desses investimentos financeiros no curto prazo. Essa medida não é definida de acordo com os IFRS Accounting Standards e não deve ser considerada isoladamente ou como substituta para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com os IFRS Accounting Standards. Pode não ser comparável ao caixa e equivalentes de caixa ajustados de outras empresas; no entanto, a administração acredita que é uma medida suplementar apropriada para avaliar a nossa liquidez e apoiar a gestão da alavancagem.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

US\$ milhões	2025	2024
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3.271	12.727
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	36.047	37.984
Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(19.521)	(14.644)
Aquisição de participações em investimentos	2	(22)
Recebimentos pela venda de ativos - desinvestimentos	613	863
Compensação financeira de acordos de coparticipação	355	397
Dividendos recebidos	128	146
Desinvestimento (investimento) em títulos negociáveis	2.784	(109)
Caixa líquido fornecido por (usado em) atividades de investimento	(15.639)	(13.369)
(=) Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e de investimento	20.409	24.615
Variação líquida da dívida de financiamento	158	(6.325)

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Captações	5.320	2.129
Amortizações	(5.162)	(8.454)
Amortização de arrendamentos	(9.409)	(7.895)
Dividendos pagos aos nossos acionistas	(8.114)	(18.327)
Programa de recompra de ações	-	(380)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(40)	(77)
Mudanças na participação de acionistas não controladores	(1)	(84)
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	(17.406)	(33.088)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	198	(983)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	6.471	3.271
Títulos públicos e depósitos a prazo com vencimentos superiores a três meses e Certificados de Depósito Bancário pós-fixados com liquidez diária no fim do período.	2.729	4.800
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período	9.200	8.071

Os principais usos dos recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 foram a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis no valor de US\$ 19.521 milhões, obrigações de serviço da dívida, incluindo o pagamento antecipado de dívidas no mercado bancário internacional, juros sobre dívidas financeiras, recompra de títulos no mercado de capitais internacional e pagamentos de arrendamento mercantil, totalizando US\$ 14.571 milhões e pagamentos de dividendos no valor de US\$ 8.154 milhões.

Esses recursos foram provenientes, principalmente, do fluxo de caixa das atividades operacionais, no valor de US\$ 36.047 milhões, de recursos provenientes de financiamentos, no valor de US\$ 5.320 milhões, da alienação de investimentos financeiros, no valor de US\$ 2.784 milhões, de recursos provenientes da alienação de ativos — Alienação de US\$ 613 milhões — e de compensações financeiras decorrentes de acordos de coparticipação, no valor de US\$ 355 milhões.

Fonte de Recursos

Em 2025, nossa estratégia de financiamento foi baseada principalmente na gestão de nossos passivos financeiros existentes, com o objetivo de estender os vencimentos das dívidas de curto prazo e melhorar nossa estrutura de capital, preservando nossa solvência e liquidez.

Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais

O fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais foi de US\$ 36.047 milhões em 2025, uma redução de 5,1% em relação aos US\$ 37.984 milhões registrados em 2024, devido principalmente à queda nos preços internacionais do petróleo Brent, que foi parcialmente compensada pelo aumento nos volumes de vendas e nas margens dos derivados de petróleo.

Alienação de ativos e compensação financeira decorrentes de acordos de coparticipação

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em 2025, recebemos recursos provenientes da venda de ativos no valor de US\$ 613 milhões, referentes a parcelas de vendas realizadas em anos anteriores, principalmente dos campos de Albacora Leste (US\$ 170 milhões), Pampo e Enchova (US\$ 87 milhões), Brisa e Baúna (US\$ 86 milhões), campos de Maromba e Roncador (US\$ 105 milhões) e do campo de Potiguar (US\$ 74 milhões). Além disso, recebemos um montante em dinheiro referente à compensação financeira decorrente dos acordos de coparticipação nos campos de Sépia e Atapu, no valor de US\$ 355 milhões. Para obter mais informações, consulte a Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Entre 1º de janeiro de 2025 e 28 de fevereiro de 2025, recebemos US\$ 101 milhões pela venda de campos, principalmente um pagamento diferido pela venda dos campos Brisa e Baúna (US\$ 58 milhões), além da compensação financeira proveniente dos acordos de coparticipação nos campos Sépia e Atapu, no valor de US\$ 308 milhões.

Para obter mais informações sobre alienações, consulte a seção “Nossos negócios – Fusões e aquisições” neste relatório anual.

Endividamento

Nossos recursos de financiamento são compostos por local notes e global notes emitidas nos mercados de capitais, recursos captados nos mercados bancários (no Brasil e no exterior).

Além disso, nossa dívida total inclui passivos de arrendamento. Nossa Dívida Bruta (que representa a soma da dívida financeira e de passivos de arrendamento circulante e não circulante) totalizou US\$ 69.793 milhões, e a Dívida Líquida (uma medida não GAAP que representa a Dívida Bruta menos Caixa e equivalentes de caixa ajustados), totalizou US\$ 60.593 milhões.

Podemos utilizar nossas linhas de crédito rotativo até suas datas de vencimento para necessidades imediatas de liquidez e elas serão apenas computadas à nossa Dívida Bruta e Dívida Líquida quando sacadas.

Para a reconciliação da Dívida Líquida e da Dívida Bruta, consulte “Liquidez e Recursos de Capital – Fonte de Recursos – Dívida de Financiamento – EBITDA Ajustado e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado” neste relatório anual.

Dívida de Financiamento

PERFIL DA DÍVIDA

Em 2025, os recursos provenientes de financiamentos totalizaram US\$ 5.320 milhões, refletindo, em particular, recursos captados no mercado de capitais internacional (global notes), no valor de US\$ 1.962 milhões, com vencimentos em 2030 e 2036; recursos no mercado bancário doméstico, no valor de US\$ 1.686 milhões; recursos no mercado bancário internacional, no valor de US\$ 1.122 milhões; e oferta pública de debêntures, no valor de US\$ 516 milhões, com vencimentos em 2035, 2040 e 2045.

Atualmente, emitimos títulos nos mercados internacionais de capitais por meio de nossa subsidiária financeira integral PGF. Garantimos total e incondicionalmente tais títulos emitidos pela PGF.

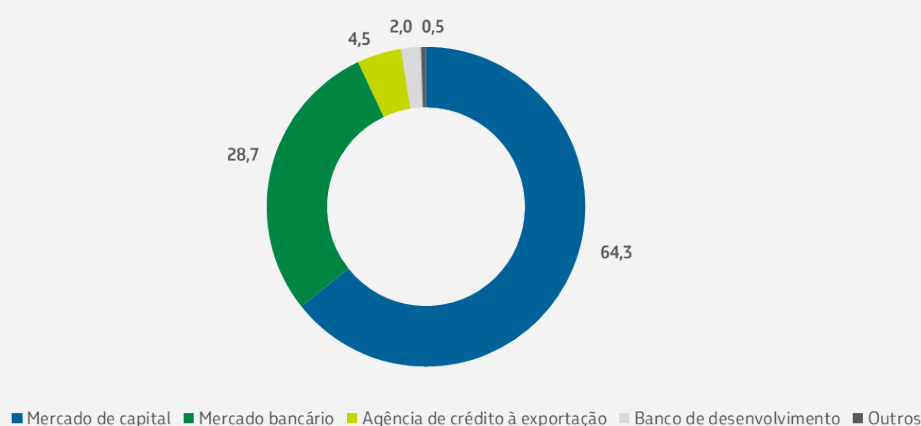
As informações sobre a taxa de juros média ponderada e o vencimento médio ponderado de nossa dívida de financiamento são apresentadas a seguir:

	2025	2024	2023
Taxa de juros média ponderada (%)	6,7%	6,8	6,4
Vencimento médio ponderado (em anos)	11,70	12,52	11,38
Alavancagem (%) ⁽¹⁾	45	39	30

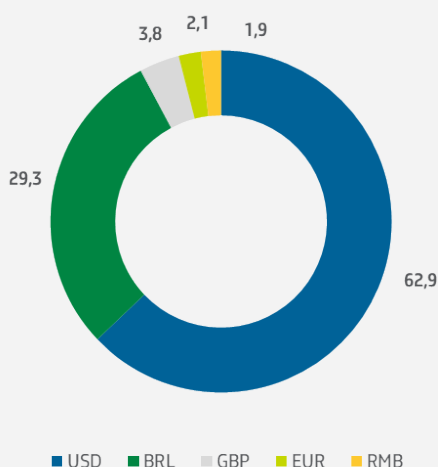
(1) A alavancagem é uma medida não GAAP definida como (Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa ajustados) / ((Capitalização de Mercado + Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa ajustados) em 31 de dezembro do respectivo ano.

Para informações adicionais sobre a amortização da Dívida Financeira, consulte “– Liquidez e Recursos de Capital – Uso de Fundos – Obrigações de Serviço da Dívida” neste relatório anual.

PERFIL DOS FINANCIAMENTOS POR CATEGORIA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 (%)¹



PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 (%)



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Em 31 de dezembro de 2025, nossa dívida financeira totalizava US\$ 26.441 milhões, em comparação com US\$ 23.162 milhões em 31 de dezembro de 2024. Esse aumento reflete os recursos captados por meio da emissão de títulos nos mercados de capitais e de empréstimos bilaterais. Consulte a Nota 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma análise de nossa dívida de financiamento, um cronograma de rolagem de nossa dívida de financiamento por fonte e outras informações.

Para mais informações sobre nossos valores mobiliários, incluindo nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

Rating

Em 2025, a Moody's elevou a perspectiva da nossa classificação de "estável" para "positiva", mantendo a nossa classificação de crédito em "Ba1". A S&P e a Fitch mantiveram nossas classificações de crédito em "BB", com perspectivas estáveis.

Em 2 de abril de 2026, não houve alterações em nossas classificações de crédito.

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO GLOBAL

	2026 ⁽¹⁾	2025 ⁽²⁾	Perspectivas
Standard & Poor's	BB	BB	estável
Moody's	Ba1	Ba1	estável
Fitch	BB	BB	estável

(1) Em 2 de abril de 2026

(2) Em 31 de dezembro

CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO INDEPENDENTE

	2026 ⁽¹⁾	2025 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB+	BB+
Moody's	Ba1	Ba1
Fitch	BBB	BBB

(1) Em 2 de abril de 2026

(2) Em 31 de dezembro

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Exposição aos riscos de taxa de juros e taxa de câmbio

Estamos expostos a riscos de taxa de juros e taxa de câmbio em relação às nossas dívidas financeiras para 2025 e 2024, incluindo dívidas de curto e longo prazo.

DÍVIDA FINANCEIRA TOTAL ⁽¹⁾

	2025 (%)	2024 (%)
Em reais		
Câmbio fixo	7,9	8,1
Câmbio flutuante	21,4	14,7
Subtotal	29,3	22,8
Em dólar americano		
Câmbio fixo	47,5	47,2
Câmbio flutuante	15,4	23,7
Subtotal	62,9	70,9
Outras moedas		
Câmbio fixo	5,9	6,3
Câmbio flutuante	1,9	0,0
Subtotal	7,8	6,3
Total	100,0	100,0
Dívida de câmbio flutuante		
Em reais	21,4	14,7
Em moeda estrangeira	17,3	23,7
Câmbio fixo		
Em reais	7,9	8,1
Em moeda estrangeira	53,4	53,5
Total	100,0	100,0
Dólares americanos	62,9	70,9
Euro	2,1	2,3
GBP	3,8	4,0
RMB	1,9	0,0
Reais	29,3	22,8
Total	100,0	100,0

(1) Curto prazo e longo prazo.

Nosso objetivo é praticar a gestão integrada de riscos em todos os processos de tomada de decisão. Assim, não focamos apenas nos riscos individuais de nossas operações ou unidades de negócios, mas, em vez disso, adotamos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais onde e quando disponíveis. No que diz respeito aos riscos de mercado, priorizamos medidas estruturais relacionadas ao capital próprio e ao endividamento e podemos recorrer a instrumentos derivativos quando for o caso.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nossa gestão de risco de mercado aborda as incertezas que afetam nossos objetivos e busca uma combinação equilibrada entre risco, retorno e liquidez, em conformidade com nosso Plano de Negócios. Os limites e planos de ação são definidos levando em consideração as condições de mercado (preços, taxas, volatilidade e fatores macroeconômicos) e podem incluir o uso de instrumentos derivativos. Consulte a tabela “Impactos das variações da taxa de câmbio” acima e as seções a seguir para obter informações quantitativas sobre as exposições cambiais e de taxas de juros, bem como sobre as atividades de *hedge*.

Nossa dívida em moeda estrangeira com taxa de juros variável está sujeita principalmente às flutuações da SOFR. Nossa dívida a taxa flutuante denominada em reais está exposta principalmente às variações da Taxa de Depósitos Interfinanceiros brasileira (“Taxa DI”) e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”).

Em geral, não utilizamos instrumentos derivativos para gerenciar nossa exposição às flutuações das taxas de juros, embora possamos recorrer a esses instrumentos financeiros ocasionalmente.

O risco cambial ao qual estamos expostos tem maior impacto no balanço patrimonial e decorre principalmente da presença de obrigações não denominadas em reais em nossa carteira de dívida. No que diz respeito à gestão de riscos cambiais, temos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis hedges naturais sempre que disponíveis, nos beneficiando da correlação entre nossas receitas e despesas. No curto prazo, a gestão de nosso risco cambial envolve a alocação de nossos investimentos em dinheiro entre o real e outras moedas estrangeiras. Nossa estratégia, reavaliada anualmente na revisão de nosso Plano de Estratégico, também pode envolver o uso de instrumentos financeiros, tais como derivativos, para proteger certos passivos, minimizando a exposição ao risco cambial, especialmente quando estamos expostos a uma moeda estrangeira em que nenhuma entrada de caixa é esperada.

Designamos relacionamentos de *hedge* de fluxo de caixa para refletir a essência econômica do mecanismo de *hedge* estrutural entre a dívida denominada em dólares americanos e as receitas futuras de vendas.

Consulte as Notas 4.8 e 33.3.1(a) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre a nossa cobertura de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 33.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nossos riscos de taxa de juros e cambiais, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando o potencial impacto de uma mudança adversa nas variáveis subjacentes em 31 de dezembro de 2025.

Para obter mais informações sobre o calendário de vencimentos previsto e a moeda, os fluxos de caixa relativos ao principal e aos juros, as taxas de juros médias associadas às nossas obrigações de dívida, o risco de crédito e o risco de liquidez, consulte as Notas 30, 33.4 e 33.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Passivos de Arrendamento

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de petróleo e gás, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, embarcações e embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edifícios. Em 31 de dezembro de 2025, o montante dos passivos de arrendamento totalizava US\$ 43.352 milhões.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Medidas não GAAP

EBITDA Ajustado e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

O índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma medida não GAAP que ajuda nossa administração a avaliar nossa liquidez e alavancagem, e é medido em dólares americanos. O índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não é definido pelas IFRS Accounting Standards e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS Accounting Standards.

O EBITDA ajustado representa uma medida alternativa ao nosso fluxo de caixa líquido proveniente das atividades operacionais e é calculado utilizando o lucro líquido antes das receitas (despesas) financeiras líquidas, impostos sobre o rendimento, depreciação, esgotamento e amortização, ajustado pelos resultados de investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial, perdas por *impairment*, realização do ajuste de conversão acumulado devido à alienação de investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial, resultados de alienação/baixa de ativos e resultados de acordos de coparticipação em áreas de licitação. O EBITDA Ajustado não é definido pelas IFRS Accounting Standards e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS Accounting Standards.

US\$ milhões	2025	2024	2023
Lucro líquido	19.720	7.605	24.995
Despesas financeiras líquidas	(734)	15.107	2.333
Imposto de renda	7.075	3.537	10.401
Depreciação, exaustão e amortização	15.147	12.479	13.280
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	52	627	304
<i>Impairment</i> de ativos (reversões), líquido	1.519	1.531	2.680
Realização do ajuste de conversão acumulado decorrente da alienação de investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	1	-	-
Resultados na alienação/baixa de ativos	(20)	(228)	(1.295)
Resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(237)	(259)	(284)
EBITDA AJUSTADO	42.523	40.399	52.414

A Dívida Líquida reflete a Dívida Bruta, líquida de Caixa e equivalentes de caixa ajustados (consulte a definição em “Liquidez e Recursos de Capital” neste relatório anual). A Dívida Bruta reflete a soma da dívida financeira circulante e não circulante e passivos de arrendamento.

Nosso EBITDA Ajustado, Caixa e equivalentes de caixa ajustados, Dívida Líquida e índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado são medidas não GAAP e podem não ser comparáveis aos cálculos das medidas de liquidez apresentados por outras empresas, e não devem ser considerados isoladamente nem como substitutos de quaisquer medidas calculadas de acordo com as IFRS Accounting Standards. Essas métricas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa situação financeira.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação, para os anos de 2025 e 2024, da Dívida Líquida e do EBITDA Ajustado com as rubricas das IFRS Accounting Standards mais diretamente comparáveis, que, neste caso, são, respectivamente, a dívida financeira mais o passivo de arrendamento, menos o caixa e equivalentes de caixa, e o caixa líquido proveniente das atividades operacionais:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

US\$ milhões	2025	2024
Caixa e equivalentes de caixa	6.471	3.271
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento superior a três meses)	2.729	4.800
Caixa e equivalentes de caixa ajustados	9.200	8.071
Financiamentos (curto prazo e longo prazo)	26.441	23.162
Arrendamentos (curto prazo e longo prazo)	43.352	37.149
DÍVIDA BRUTA	69.793	60.311
DÍVIDA LÍQUIDA	60.593	52.240

US\$ milhões	2025	2024
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais - FCO	36.047	37.984
Perdas líquidas de crédito e outros recebíveis	(80)	(260)
Contas a receber e outros recebíveis, líquido	471	(1.822)
Estoques	857	295
Fornecedores	(1.068)	(970)
Impostos a pagar ⁽¹⁾	6.197	9.895
Perdas decorrentes do descomissionamento de áreas devolvidas/abandonadas	535	(2.584)
Perdas decorrentes de processos judiciais, administrativos e arbitrais ⁽²⁾	(1.023)	(996)
Perdas decorrentes da revisão atuarial do plano de saúde	-	(1.291)
Outros	587	148
EBITDA AJUSTADO	42.523	40.399
ÍNDICE DE DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA AJUSTADO	1,42	1,29

(1) É composto por outros impostos a pagar e imposto de renda pago.

(2) Este item foi incluído na rubrica "Outros" do Form 20-F de 2024.

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, calculado em dólares americanos, aumentou de 1,29 em 2024 para 1,42 em 2025, refletindo o aumento de 16% na Dívida Líquida, parcialmente compensado por um aumento de 5% no EBITDA Ajustado.

Fluxo de caixa livre

O fluxo de caixa livre é uma medida não GAAP que representa o caixa líquido proveniente das atividades operacionais, deduzido das aquisições de ativos imobilizados, ativos intangíveis e participações societárias ("fluxo de caixa livre"). Usamos isso como uma medida suplementar para avaliar nossa liquidez e apoiar a gestão de passivos. Além disso, essa medida é a base para a distribuição de dividendos de acordo com nossa política de remuneração aos acionistas.

O Fluxo de Caixa Livre é uma medida não GAAP e pode não ser comparável ao cálculo de medidas de liquidez apresentado por outras empresas, e não deve ser considerado isoladamente nem como um substituto para quaisquer medidas calculadas de acordo com os IFRS Accounting Standards. Essa métrica deve ser

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

considerada juntamente com outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa condição financeira.

RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

	US\$ milhões		R\$ milhões ⁽¹⁾	
	2025	2024	2025	2024
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	36.047	37.984	200.333	204.037
(-) Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(19.521)	(14.644)	(108.714)	(79.856)
(-) Aquisição de participações em investimentos	2	(22)	16	(127)
FLUXO DE CAIXA LIVRE	16.528	23.318	91.635	124.054

(1) De acordo com nossa política de remuneração aos acionistas, os dividendos propostos aos acionistas são calculados com base no Fluxo de Caixa Livre medido em reais, cujos números são derivados de nossas demonstrações financeiras anuais apresentadas à CVM.

Uso de Recursos

Investimentos (Capex)

Em 2025, realizamos desembolsos no valor total de US\$ 20.319 milhões (dos quais 84% foram destinados às atividades de E&P), o que representa um aumento de 22% em relação aos nossos investimentos de US\$ 16.621 milhões em 2024. Foi 10% superior ao nosso plano de negócios anterior. Nossos investimentos em 2025 foram direcionadas principalmente para os projetos de investimento mais lucrativos relacionados à produção de petróleo e gás. Essas despesas são baseadas em nossas premissas de custo e metodologia financeira do Plano Estratégico.

INVESTIMENTOS (CAPEX) POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS (US\$ milhões)

Para o exercício findo em 31 de dezembro de	2025	2024	2023
Exploração & Produção	17.042	13.934	10.424
Refino, Transporte e Comercialização	2.285	1.799	1.559
Gás e Energias de Baixo Carbono	406	426	277
Total para os segmentos de negócios	19.734	16.160	12.260
Corporativo e Outros Negócios	585	461	413
TOTAL	20.319	16.621	12.673

Para informações sobre nossos investimentos, consulte “Plano de Negócios” neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



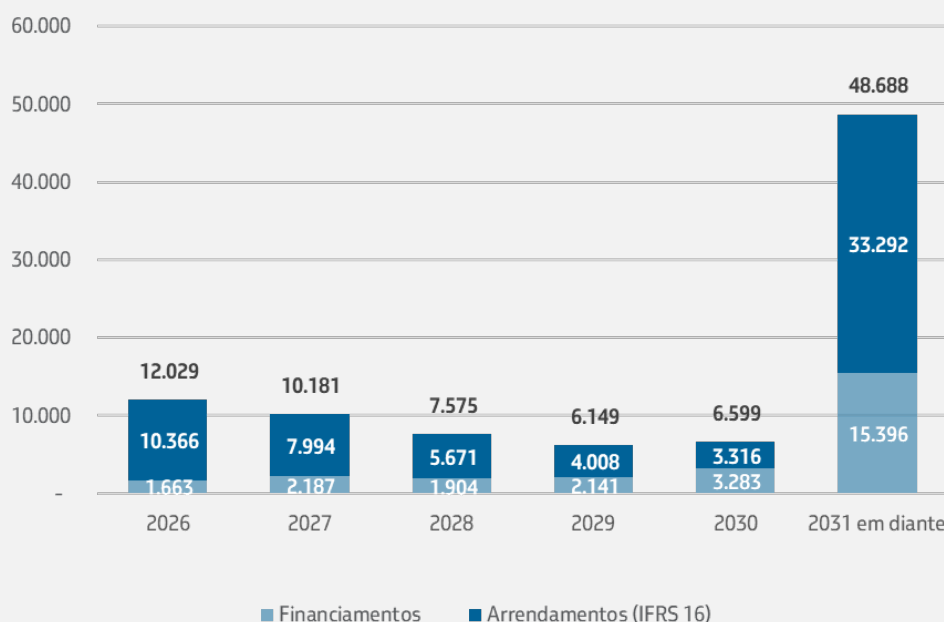
Distribuição aos acionistas

Nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição aos acionistas em 2025 no montante de US\$ 7.507 milhões. Essa distribuição foi calculada em reais, no valor de R\$ 41.236 milhões, representando 45% do nosso Fluxo de Caixa Livre para 2025, de acordo com a política de remuneração aos acionistas, convertida em dólares americanos com base na taxa de câmbio vigente na data de aprovação de cada antecipação e na taxa de câmbio de fechamento para os dividendos complementares.

Para obter mais informações sobre nossa política de remuneração aos acionistas, consulte a seção “Informações aos acionistas – Direitos dos acionistas” neste relatório anual e a Nota 32.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2025, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US\$ 42.533 milhões em dívida financeira e passivo de arrendamento (valores nominais).

PERFIL DE AMORTIZAÇÃO ⁽¹⁾ (US\$ milhões)

Valores compostos por pagamentos futuros nominais de Arrendamento e principal da dívida de Financiamento. **AMORTIZATION PROFILE**

Dívida de Financiamento

Em 2025, liquidamos o principal e os juros de várias dívidas financeiras, no valor de US\$ 5.162 milhões, nomeadamente: (i) US\$ 3.081 milhões no mercado bancário, incluindo o pagamento antecipado de US\$ 610 milhões em empréstimos nos mercados bancários nacional e internacional; (ii) US\$ 1.526 milhões no mercado de capitais, notadamente a recompra e o resgate de US\$ 457 milhões em títulos no mercado de capitais internacional; (iii) US\$ 409 milhões para as agências de crédito à exportação; (iv) US\$ 99 milhões para os bancos de desenvolvimento; (v) US\$ 47 milhões para outros.

Passivos de Arrendamento

Somos arrendatários em acordos que incluem principalmente unidades de produção de petróleo e gás, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, embarcações e embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edifícios.

Os pagamentos em certos contratos de arrendamento variam em função de mudanças nos fatos ou nas circunstâncias que ocorrem após seu início, exceto com o passar do tempo. Esses pagamentos não estão incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento.

Além disso, existem valores nominais de contratos de arrendamento para os quais o prazo do arrendamento não foi iniciado, pois se referem a ativos em construção ou ainda indisponíveis para uso. Em 31 de dezembro de 2025, esses contratos totalizavam US\$ 20.356 milhões (US\$ 65.034 milhões em 31 de dezembro de 2024).

Para informações sobre mudanças no saldo de arrendamentos e em arrendamentos por classe de ativos subjacentes, consulte a Nota 31 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Capacidade das Subsidiárias de Transferir Recursos para Nós

Até a data deste documento, não temos conhecimento de quaisquer restrições legais ou econômicas à capacidade de nossas subsidiárias de nos transferir fundos na forma de empréstimos e/ou dividendos. A penhora pré-julgamento imposta por várias entidades do EIG, que anteriormente impedia a Petrobras International Braspetro B.V. (a "PIBBV") de nos pagar dividendos, foi levantada em consequência do acordo celebrado com o EIG em 7 de março de 2025. Como resultado, não prevemos nenhum impacto sobre nossa capacidade de cumprir nossas obrigações de caixa. Para mais informações sobre a penhora pré-julgamento, consulte "Legal e Fiscal - Processos Judiciais - Reivindicação do Investidor e Procedimento de Mediação da Sete Brasil" neste relatório anual.

Outras Informações

Juízos e fontes de incerteza na estimativa

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e premissas para determinadas transações.

A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta informações sobre os principais julgamentos e as principais fontes de premissas com maior grau de incerteza e que podem resultar em ajustes materiais em nossas principais estimativas contábeis durante o próximo exercício fiscal.

As notas explicativas das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para cada uma dessas áreas fornecem informações qualitativas e quantitativas adicionais para uma melhor compreensão da nossa aplicação de julgamentos, das incertezas de estimativa e seus impactos.

A Nota 5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta informações sobre os possíveis efeitos dos riscos climáticos em algumas de nossas principais estimativas contábeis.

Administração e *Empregados*



Administração

Conselho de Administração



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO



Nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros e é responsável, entre outras coisas, por estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Nosso Estatuto Social prevê especificamente que nosso Conselho de Administração deve ser composto apenas por membros externos, sem qualquer vínculo estatutário ou empregatício atual conosco, exceto o membro designado como nosso CEO e o membro eleito por nossos empregados.

O governo federal brasileiro controla a maioria de nossas ações com direito a voto e tem o direito de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. Nosso Conselho de Administração, por sua vez, elege nossos administradores.

Por ser uma sociedade de economia mista com 200 ou mais empregados, na qual o governo federal brasileiro detém, direta ou indiretamente, a maioria dos direitos de voto, nossos empregados têm o direito de eleger um membro do nosso Conselho de Administração para representá-los, por meio de um procedimento de votação separado.

Nosso Estatuto Social também estabelece que, independentemente dos direitos concedidos aos acionistas minoritários, o governo federal brasileiro sempre terá o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros, independentemente do número de conselheiros.

O mandato de nossos diretores não poderá exceder dois anos e qualquer membro de nosso Conselho de Administração poderá ser reeleito por até três vezes consecutivas.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas poderão destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em assembleia geral extraordinária, e no caso de destituição de qualquer conselheiro eleito por meio do procedimento de voto múltiplo, isso resultará na destituição de todos os demais membros eleitos pelo mesmo procedimento, após o que deverão ocorrer novas eleições.

Nosso Conselho de Administração deve ser composto por, no mínimo, 40% de membros independentes, incluindo o membro eleito pelos empregados, devendo os critérios de independência estar em conformidade com as disposições do artigo 22, §1, da Lei nº 13.303/2016, do artigo 36, §1, do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, do Regulamento Nível 2 da B3 e das normas vigentes da CVM. Em caso de contradição entre estas regras, prevalecem as regras mais rigorosas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Para obter mais informações sobre o segmento de listagem do Nível 2, consulte “Informações aos Acionistas” neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição e atribuições do nosso Conselho de Administração, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para cópia do nosso Estatuto Social.

Na data deste relatório anual, temos os seguintes 10 conselheiros:

 **Nascimento**
30 de junho de 1957

 **Nacionalidade**
Brasileira

 **Cargo**
Membro do Conselho de Administração desde maio de 2024

 **Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026**

 **Indicado por**
Acionista Controlador

 **Independente**
Não

 **Relações Familiares**
Não há

 **Outros cargos de Administrador**
Não há

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Magda Chambriard iniciou a sua carreira na Petrobras em 1980, sempre trabalhando na área de Produção, onde acumulou conhecimento sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi transferida para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para assumir a função de assessora do diretor de Exploração e Produção em 2002, quando trabalhava como consultora de negócios de E&P na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, também assumiu as superintendências de Exploração e Definição de Blocos, com foco nas rodadas de licitações. Foi responsável pela implementação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria Executiva da ANP em 2008 e a Diretoria-Geral em 2012, liderando a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, da Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relacionados a estudos e elaboração de contratos e editais, os estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, bem como as licitações tradicionais de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Ministério Público, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativo-Financeiro, Relações Governamentais, além das relacionadas ao segmento de Exploração e Produção. Em junho de 2024, assumiu a Presidência do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), bem como a Presidência do Conselho de Administração da Transpetro.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Magda Chambriard possui mestrado em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ (1989) e graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1979), com especialização em Engenharia de Reservatórios e Avaliação de Formações e especialização em Produção de Petróleo e Gás, realizadas na que hoje é conhecida como Universidade Petrobras. Ela realizou diversos cursos, além daqueles relacionados à produção de petróleo e gás, incluindo Desenvolvimento em Gestão na Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria de Petróleo, Gestão de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança e Desenvolvimento para Conselhos de Administração.

 **Nascimento**
21 de junho de 1977

 **Nacionalidade**
Brasileira

 **Cargo**
Presidente do Conselho de Administração desde abril de 2026 e Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2025

 **Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026**

 **Indicado por**
Acionista Controlador

 **Independente**
Não

 **Relações Familiares**
Não há

 **Outros cargos de Administrador**
Secretário Especial de Assuntos Jurídicos da Casa Civil da Presidência da República

MARCELO WEICK POGLIESE

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Marcelo Weick Pogliese atualmente exerce o cargo de Secretário Especial de Assuntos Jurídicos da Casa Civil da Presidência da República, é professor titular da Universidade Federal da Paraíba e membro do Conselho de Administração da Petrobras. Já atuou como Secretário Adjunto de Assuntos Legislativos da Secretaria de Assuntos Jurídicos da Casa Civil da Presidência da República, Assessor Especial da Presidência na Petrobras, Secretário Especial Adjunto Substituto da Secretaria Especial de Assuntos Jurídicos e Assessor da mesma secretaria. Ocupou ainda os cargos de Procurador-Geral do Município de João Pessoa, Procurador-Geral do Estado da Paraíba e Secretário-Chefe da Casa Civil do Governo da Paraíba.

FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Marcelo Weick Pogliese é advogado, pós-doutor em Direito Público pela Universidade de Santiago de Compostela, doutor em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e mestre em Direito pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nascimento
10 de abril de 1960



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2025



Mandato atual expira na
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionistas Minoritários
Detentores de Ações Ordinárias



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Conselheiro de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)

ALOÍSIO MACÁRIO FERREIRA DE SOUZA



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Aloísio Macário foi Vice-Presidente de Recursos Humanos e Tecnologia da Informação da Usiminas, Coordenador do Capítulo Rio do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), Gerente de Governança Corporativa e Participações Minoritárias da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI), Coordenador da Divisão de Análise e Avaliação de Ativos da Banco do Brasil Asset Management (BB-DTVM), Assessor da Área Internacional do Banco do Brasil; Membro do Conselho de Administração da Usiminas, da Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) e da CPFL Energia; Membro do Conselho Fiscal do Banco do Brasil, Eternit, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) e Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC); bem como Membro do Comitê de Auditoria Estatutário da CELESC e VIVEST. Atualmente, é membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e da Petrobras, onde também é membro do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Aloísio Macário é bacharel em Ciências Contábeis. Possui MBA em Gestão de Bancos Comerciais e de Investimentos pela Universidade Corporativa do CITIBANK, nos Estados Unidos, MBA em Modelagem Avançada de Avaliação de Empresas pela LLM Int. Empresarial e MBA em Planos de Previdência Complementar pelo Instituto de Pós-Graduação em Administração de Empresas (COPPEAD) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Possui certificações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) para atuação em Conselhos Fiscais e de Administração.



Nascimento
14 de setembro de 1964



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022



Mandato atual expira na
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionistas Minoritários
Detentores de Ações Ordinárias



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Membro do Comitê de Auditoria do Grupo Mapfre (Brasil), membro do Conselho do Instituto dos Advogados de São Paulo (IASP), membro do Conselho de Administração da Caixa Econômica Federal (CEF) e do seu Comitê de Riscos e Pessoas e mentor do Programa Diversidade no Conselho Elas (PDeC Elas) do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC)

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Francisco Petros atuou durante 25 anos na área de mercados de capitais (1983-2008), onde ocupou cargos de Diretor de grandes empresas, tendo adquirido sólidos conhecimentos em finanças corporativas, avaliação de empresas e investimentos. Foi presidente da Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais de São Paulo (ABAMEC-SP) entre 1999 e 2001 e o primeiro presidente do Conselho de Supervisão dos Analistas de Mercado de Capitais, instituído pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) entre 2010 e 2015. Foi membro do Conselho de Administração de empresas brasileiras de grande porte, tendo participado na reestruturação da governança corporativa e na tomada de decisões estratégicas em empresas como: BRF (2017-2020), Petrobras (2015-2019) e BR Distribuidora (2015-2016). Nesses conselhos, foi membro dos comitês de auditoria estatutária, finanças, pessoas e estratégia. Atualmente, é membro do Comitê de Auditoria do Grupo Mapfre (Brasil), membro do Conselho do Instituto dos Advogados de São Paulo (IASP), membro do Conselho de Administração da Caixa Econômica Federal (CEF) e do seu Comitê de Riscos e Pessoas e, na Petrobras, é membro do Conselho de Administração e membro do Comitê de Minoritários. É também mentor no Programa Diversidade no Conselho Elas (PDeC Elas) do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Francisco Petros é advogado formado pela Universidade Mackenzie e especializado em direito societário, governança corporativa, *compliance* e investigações forenses. Ele também é formado em ciências econômicas pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo e possui pós-graduação em finanças (MBA) pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC). Participou de diversos cursos no Brasil e no exterior nas áreas de governança corporativa, *compliance*, investigações internas (forenses), acordos criminais e civis em várias jurisdições e regulação de mercado. É certificado como Conselheiro de Administração e Membro de Comitê de Auditoria pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nascimento
18 de novembro de 1955



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde maio de 2024



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionistas Minoritários
Detentores de Ações Ordinárias



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Não há

JERÔNIMO ANTUNES



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Jerônimo Antunes possui sólida experiência em Administração, com ênfase em Ciências Contábeis e principalmente nas atividades de auditoria independente, *assurance services*, gestão de riscos, consultoria empresarial e perícia contábil. Atua como perito-contador e assistente técnico em câmaras de arbitragem e no poder judiciário, bem como consultor e parecerista em assuntos de auditoria, gestão de riscos, controles internos e contábeis. Atuou como membro do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Cia. Müller de Bebidas, membro externo do Comitê de Auditoria da IRB-BRASIL Resseguros S.A. (IRB RE) e da Fundação CESP (FUNCESP/Vivest), bem como membro independente do conselho e coordenador dos Comitês de Auditoria Estatutária da Petrobras e do Conglomerado Petrobras, BR Distribuidora, Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp), Metrô São Paulo, Desenvolve SP, Parapanema, Eletronuclear e Eletrobras, e como membro externo dos Comitês de Auditoria da BRF, OceanPact Serviços Marítimos (Oceanpact) e Vibra. Foi eleito "Profissional de Contabilidade do Ano de 2019" pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac). É membro da Academia Paulista de Contabilidade (Cadeira nº 60), membro do Conselho Curador da FIPECAFI e membro da Comissão de Finanças, Fiscalização e Controles (CFFC) do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Além de ser membro do Conselho de Administração, é presidente do Comitê de Auditoria Estatutária (CAE) e do Comitê de Minoritários (COMIN) e membro do Comitê de Pessoas (COPE) e do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado da Petrobras (CAECO).



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Jerônimo Antunes é formado em Administração de Empresas e Ciências Contábeis, possui mestrado e doutorado em Ciências Contábeis com especialização em Controladoria e Contabilidade pela Universidade de São Paulo (USP), onde é professor desde 2001.



Nascimento
30 de maio de 1945



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde maio de 2022



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionistas Minoritários
Detentores de Ações Ordinárias



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; Agro Imobiliária Avançada S.A.; Dinâmica Energia S.A.; Jatai Empreendimentos e Participações, Jupem S.A. Participações e Empreendimentos, Navegação Porto Morrinho S.A., Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e da Agro Imobiliária Primavera S.A. e Membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais e Membro suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Abdalla, também conhecido como Juca Abdalla, é um dos maiores investidores individuais de longo prazo da B3 por meio de seus diversos veículos de investimento avaliados em mais de R\$ 20 bilhões, com foco principalmente nos setores de Petróleo e Gás, Energia e Mineração, com participações mantidas há mais de 10 anos. Ele tem experiência nos conselhos da Naturgy Brasil e da CEMIG, o que lhe confere uma importante experiência nos setores de energia e petróleo e gás. Sua atuação sempre foi pautada pelo respeito aos interesses de todos os *stakeholders*, especialmente dentro de empresas controladas pelo Estado. Com foco no controle dos custos operacionais, na política de alocação de capital e na garantia de retornos equivalentes aos riscos assumidos pelas partes interessadas, especialmente os acionistas das empresas. Sempre com foco no longo prazo, o Sr. Abdalla trabalha para garantir o melhor desempenho possível da gestão. Suas principais funções incluem: (a) CEO e acionista controlador do Banco Clássico S.A. (acionista controlador de diversos veículos de investimento) desde 1989; (b) foi membro titular do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais desde 2019, incluindo atuação como suplente (2015-2019); (c) membro titular do Conselho de Administração da Petrobras desde 2022, atuando também como Membro do Comitê de Investimentos da Petrobras e Membro do Comitê de Minoritários; (d) membro titular do Conselho de Administração da Eletrobras desde maio/2025, atual Axiá Energia; (e) foi membro titular do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica (2019-2022); e (f) foi membro suplente do Conselho de Administração da Naturgy Brasil (2015-2022). Na Petrobras, é membro do Conselho de Administração, atuando como membro do Comitê de Investimentos desde 2021 e membro do Comitê de Minorias desde 2024.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Abdalla é formado em Economia pela Universidade Presbiteriana Mackenzie.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nascimento
4 de junho de 1982



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2020



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Secretário Executivo Adjunto do Ministério da Fazenda

RAFAEL RAMALHO DUBEUX



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Rafael Ramalho Dubeux atua no Ministério da Fazenda desde 2023, inicialmente como Assessor Especial do Ministro e, posteriormente, como Secretário-Adjunto. Com uma extensa carreira como Advogado da União desde 2005, acumulou uma vasta experiência em diversos cargos da administração pública. Vale destacar que foi Chefe do Gabinete de Assessoria Especial do Ministério da Fazenda em 2023, Secretário de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Inovação da Prefeitura de Recife de 2021 a 2023, Adjunto da Subchefia de Assuntos Jurídicos da Casa Civil da Presidência da República de 2014 a 2016, Adjunto da Subchefia de Assuntos Parlamentares da Presidência da República de 2012 a 2013 e Consultor Jurídico Adjunto do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicações de 2011 a 2012. Além de suas funções no governo, foi membro do Conselho de Administração do Porto Digital, do Parqtel (Parque Tecnológico de Eletroeletrônicos e Tecnologias Associadas do Estado de Pernambuco) e da Aries (Agência Recife para Inovação e Estratégia) em 2016. É autor dos livros "Desenvolvimento e Mudança Climática" e "Inovação no Brasil e na Coreia do Sul" (ambos publicados pela Editora Juruá) e coautor de "Marco Legal de Ciência, Tecnologia e Inovação no Brasil" (Editora JusPodivm). Além disso, é membro do Conselho de Administração da Petrobras, onde integra o Comitê de Investimentos.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Rafael Ramalho Dubeux é doutor em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília (UnB) (Instituto de Relações Internacionais (IREL)/UnB, 2015) e mestrado no mesmo programa (IREL/UnB, 2009), além de graduação em Direito pela Universidade Federal de Pernambuco (Faculdade de Direito de Recife/UFPE, 2004). Foi Pesquisador Visitante na *University of California, Berkeley*, e membro do Comitê Executivo da *Berkeley Humanities and Social Sciences Association – HSSA* (UC Berkeley, 2013). Atuou como professor de pós-graduação no Instituto Brasileiro de Direito Público (IDP) e participa do grupo de pesquisa da UnB denominado Sistema Internacional no Antropoceno e Mudança Global do Clima.



Nascimento
13 de março de 1977



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2024



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Não há

RENATO CAMPOS GALUPPO



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Renato Campos Galuppo é advogado desde fevereiro de 2003, com vasta experiência em contencioso e consultoria em matérias eleitorais, criminais, constitucionais e civis. Foi assessor jurídico na Câmara dos Deputados de março de 2007 a junho de 2014 e de outubro de 2014 a dezembro de 2021. Foi membro do Conselho de Administração da Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) de julho de 2023 a janeiro de 2024. Atualmente, é membro da ABRADep (Academia Brasileira de Direito Eleitoral e Político), do PLURIS (Instituto de Direito Partidário e Político), do IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) e do ICP (Instituto de Ciências Penais). Além disso, atua como presidente do Comitê de Pessoas da Petrobras.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Renato Campos Galuppo é bacharel em Direito pela Universidade Federal de Ouro Preto (2002), especialista em Direito Penal e Processo Penal Aplicados pelo Centro Universitário UNA (2020) e pós-graduado em Direito Penal Econômico pelo Instituto de Direito Penal e Econômico Europeu da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra/IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) (2021).



Nascimento
5 de janeiro de 1960



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Empregados



Independente
Não



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Não há

ROSANGELA BUZANELLI TORRES



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Rosangela Buzanelli ingressou na Petrobras em 1987 no cargo de Geofísica. Atualmente atua na área de Exploração, além de ser Conselheira de Administração desde julho de 2020, Presidente do Comitê de SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde) e membro do Comitê de Investimentos.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Rosangela Buzanelli é formada em engenharia geológica pela Universidade Federal de Ouro Preto e possui mestrado em Sensoriamento Remoto, com foco em Geociências, pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.



Nascimento
10 de julho de 1954



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2025



Mandato atual expira na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2026



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há



Outros cargos de Administrador
Membro do Conselho Temático de Mineração do Conselho Nacional da Indústria (CNI) (COMIN), do Conselho Consultivo da Fundação Gorceix e do Conselho de Curadores da Fundação Biodiversitas.

JOSÉ FERNANDO COURA



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. José Fernando Coura atuou como vice-presidente da Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG) e presidente do Sindicato da Indústria Mineral de Minas Gerais (SINDIEXTRA), estando licenciado dessas funções atualmente. No setor público, foi Secretário Adjunto de Minas e Energia de Minas Gerais entre 1999 e 2001. Atualmente, o Sr. Coura é membro efetivo do Conselho Temático de Mineração (COMIN) do Conselho Nacional da Indústria (CNI) e também atua no Conselho Consultivo da Fundação Gorceix e no Conselho de Curadores da Fundação Biodiversitas. Além disso, é membro do Conselho de Administração da Petrobras, onde integra o Comitê de Investimentos e o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. José Fernando Coura é Engenheiro de Minas formado pela Escola Técnica Federal de Ouro Preto. Possui sólida formação adicional em Planejamento Estratégico, Gestão Industrial, Tecnologia e Economia Mineral. Em 2014, concluiu o programa "Gestão Estratégica para Dirigentes Empresariais" no INSEAD, em Fontainebleau, França. Presidiu tanto a SINFERBASE (Sindicato Nacional da Indústria de Extração de Ferro e Metais Básicos) quanto o Instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM), consolidando a sua influência como líder estratégico na indústria de mineração. A sua experiência executiva inclui atuar como Presidente da AVG Siderurgia Ltda. e servir nos conselhos da Fundação Gorceix e da Fundação Biodiversitas.



Em 31 de março de 2026, o Sr. Bruno Moretti, membro do Conselho de Administração desde abril de 2023, renunciou aos seus cargos de Presidente e membro do Conselho de Administração. Em 6 de abril de 2026, o Conselheiro Marcelo Weick Pogliese foi eleito Presidente do Conselho de Administração, conforme o §2 do Artigo 18 do Estatuto Social, até a próxima Assembleia Geral.

Nossa Assembleia Geral Ordinária de anúncio de novos membros no Conselho de Administração ocorrerá em abril de 2026, após o arquivamento deste relatório. As informações sobre a proposta relativa aos potenciais novos membros estão disponíveis para os acionistas em nosso site (www.petrobras.com.br/ir) e no site da SEC.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Conselho Fiscal

Possuímos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, que é independente de nossa administração e de uma empresa de contabilidade registrada independente. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal, como órgão de fiscalização, incluem, entre outras: (i) representar os acionistas, monitorando as atividades da administração; (ii) verificar o cumprimento dos deveres legais e estatutários; e (iii) rever o relatório anual de gestão e as demonstrações financeiras consolidadas auditadas, emitindo parecer no final do exercício.

Os membros do nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos pelos nossos acionistas em assembleia geral ordinária para mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela legislação societária brasileira. Os titulares de ações preferenciais e os titulares minoritários de ações ordinárias têm direito, cada um, como classe, de eleger um membro e o correspondente suplente do nosso Conselho Fiscal. O governo federal brasileiro tem o direito de nomear a maioria dos membros do nosso Conselho Fiscal e seus suplentes, dos quais um membro e o correspondente suplente serão necessariamente nomeados pelo Ministro da Fazenda, representando o Tesouro Brasileiro.

MEMBROS ATUAIS DO NOSSO CONSELHO FISCAL

	Ano da primeira nomeação	Eleito/nomeado por
Membros		
Daniel Cabaleiro Saldanha	2023	Governo Federal do Brasil
Viviane Aparecida da Silva Varga (Presidente)	2023	Governo Federal do Brasil/ Ministério da Fazenda
Reginaldo Ferreira Alexandre	2025	Acionistas preferenciais
Ronaldo Dias	2024	Acionistas minoritários
Membros suplentes		
Gustavo Gonçalves Manfrim	2023	Governo Federal do Brasil
David Rebele Athayde	2025	Governo Federal do Brasil/ Ministério da Fazenda
Vasco de Freitas Barcellos Neto	2025	Acionistas preferenciais
Ricardo José Martins Gimenez	2024	Acionistas minoritários

Nossa Assembleia Geral Ordinária de anúncio de novos membros no Conselho Fiscal ocorrerá em abril de 2026, após o arquivamento deste relatório. As informações sobre a proposta relativa aos potenciais novos membros estão disponíveis para os acionistas em nosso site (www.petrobras.com.br/ir) e no site da SEC.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Diretores Executivos



DIRETORIA EXECUTIVA



Nossa Diretoria Executiva é composta por um Diretor Presidente e oito Diretores Executivos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossos Diretores são responsáveis pela nossa administração no dia a dia. Nossos diretores executivos não precisam ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege nossos diretores executivos, inclusive o CEO, e deve considerar qualificações pessoais, experiência e especialização ao eleger diretores executivos. O mandato dos nossos diretores tem duração de dois anos, sendo permitidas no máximo três reeleições consecutivas. Nosso Conselho de Administração poderá destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento e sem justa causa, com procedimento especial para destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade nos termos do Regimento Interno do Conselho de Administração. De acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração, para deliberar sobre a destituição do Diretor Executivo de Governança e Compliance o Conselho de Administração deverá obedecer a um quórum qualificado que exige o voto do Diretor eleito pelos acionistas minoritários ou do Diretor eleito pelos acionistas preferencialistas.

Para mais informações sobre nossos Diretores Executivos, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para cópia do nosso Estatuto Social.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Na data deste relatório anual, tínhamos os seguintes diretores executivos:



Nascimento
30 de junho de 1957



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Presidente desde maio de 2024



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Magda Chambriard iniciou a sua carreira na Petrobras em 1980, sempre trabalhando na área de Produção, onde acumulou conhecimento sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi transferida para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para assumir a função de assessora do Diretor de Exploração e Produção em 2002, quando trabalhava como consultora de negócios de Exploração e Produção (E&P) na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras. Na ANP, logo após assumir a assessoria, também assumiu as superintendências de Exploração e Definição de Blocos, com foco nas rodadas de licitações. Foi responsável pela implementação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras. Assumiu a Diretoria Executiva da ANP em 2008 e a Diretoria-Geral em 2012, liderando a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, da Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relacionados a estudos e elaboração de contratos e editais, os estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, bem como as licitações tradicionais de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Ministério Público, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativo-Financeiro, Relações Governamentais, além das relacionadas ao segmento de E&P. Em junho de 2024, assumiu a Presidência do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), bem como a Presidência do Conselho de Administração da Transpetro.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Magda Chambriard possui mestrado em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ (1989) e graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1979), com especialização em Engenharia de Reservatórios e Avaliação de Formações e especialização em Produção de Petróleo e Gás, realizadas na que hoje é conhecida como Universidade Petrobras. Ela realizou diversos cursos, além dos relacionados à produção de petróleo e gás, incluindo Desenvolvimento em Gestão na Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria de Petróleo, Gestão de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança e Desenvolvimento para Conselhos de Administração.



Nascimento
12 de setembro de 1963



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Diretora Executiva de Assuntos Corporativos desde maio de 2023



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

CLARICE COPPETTI



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Clarice Coppetti foi nossa Diretora Executiva de Sustentabilidade e Relações Institucionais de março a abril de 2023. Anteriormente, foi Vice-Presidente de Tecnologia da Informação da Caixa Econômica Federal ("Caixa"). Também atuou como Diretora de Operações e Serviços na Autoridade Pública Olímpica (APO) e Diretora de Relações Institucionais da Norte Energia S.A., acumulando o cargo de Diretora Financeira. Foi Diretora Comercial da Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul (PROCERGS). Foi membro do Comitê de Auditoria Externa da Caixa. Na Caixa, atuou como membro titular do Comitê de Auditoria e do Comitê de Riscos, além de Presidente do Comitê de Tecnologia da Informação. Também foi membro do Conselho Deliberativo e do Conselho Fiscal da Fundação dos Economistas Federais (FUNCEF). Foi membro do Conselho de Administração da Caixa Capitalização S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Caixa Consórcios S.A..



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Clarice Coppetti é graduada em Ciências Contábeis e em Ciências Econômicas e possui pós-graduação em Gestão Estratégica de Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nascimento
28 de maio de 1955



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Diretora Executiva de Logística, Comercialização e Mercados desde abril de 2026



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

ANGÉLICA GARCIA COBAS LAUREANO



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Angélica Laureano atuou como Diretora de Transição Energética e Sustentabilidade de julho de 2025 a abril de 2026. A Sra. Angélica Laureano tem 45 anos de experiência, incluindo 37 anos trabalhando para a Petrobras, 21 dos quais em cargos de liderança. Trabalhou nas áreas de Materiais, *Downstream*, Gás e Energia, e foi Presidente da Gaspetro, uma subsidiária da Petrobras em parceria com a Mitsui Gás S.A., responsável pela gestão de participações em 19 distribuidoras de gás natural em vários estados brasileiros. Após se aposentar da Petrobras, trabalhou como consultora em projetos de gás natural. Foi Presidente da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA (TBG).



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Angélica Laureano é bacharel em Engenharia Metalúrgica pela Pontifícia Universidade Católica (PUC/RJ), mestre em Soldagem pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Engenheira de Qualidade Certificada pela *American Society for Quality Control* – EUA, Avaliadora Líder pelo *The Institute of Quality Assurance* – Registro Internacional de Auditores Certificados – Reino Unido. Possui MBA Executivo pela COPPEAD e cursos como Ética em Empresas Estatais, Governança Corporativa: Treinamento para Diretores e Conselheiros Petrobras, Direito Societário pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), Principais Aspectos da Lei 13.303/16 e Decreto 8.945/16 pela FGV e Ética Empresarial pela FGV.



Nascimento
11 de fevereiro de 1972



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores desde julho de 2024



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

FERNANDO SABBI MELGAREJO



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Fernando Melgarejo trabalhou durante 37 anos no conglomerado Banco do Brasil S/A, dos quais dedicou cerca de 30 anos à área financeira, onde foi Gerente Executivo na Diretoria de Finanças e Relações com Investidores do Banco do Brasil, na área de Estruturação e Análise Financeira. Foi Diretor de Participações da Previ (2022-2024), onde também ocupou o cargo de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ) (2022-2023), e Conselheiro Curador da Fundação Banco do Brasil. Também atuou como Conselheiro de Administração e membro do Comitê de Auditoria da Neoenergia (2023-2024); membro titular do Conselho de Administração da Invepar (2022-2023); Conselheiro Deliberativo Titular da Economus Instituto de Seguridade Social (2020-2022); membro titular do Comitê Financeiro da Cielo (2019-2022); membro titular do Comitê de Finanças da Cateno (2016-2019); Conselheiro Fiscal titular do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças (2009-2011); e Conselho Deliberativo titular da Cassi (2008-2010), onde também atuou como membro do Conselho Fiscal, do Comitê Financeiro e do Coaud. Atualmente, é Presidente do Conselho de Administração do Grupo Litel.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Fernando Melgarejo é formado em Economia pela União Educacional de Brasília (UNEB), possui pós-graduação em Negócios Internacionais pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e mestrado em Economia de Empresas pela Universidade Católica de Brasília (UCB).



Nascimento
24 de janeiro de 1974



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde abril de 2025



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

RICARDO WAGNER DE ARAUJO



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Ricardo Wagner tem mais de 18 anos de experiência na Administração Pública Federal, atuando como Auditor Federal de Finanças e Controle na Controladoria-Geral da União (CGU), onde ocupou vários cargos comissionados e de confiança, incluindo Corregedor-Geral da União, Coordenador-Geral de Monitoramento de Acordos de Leniência, Diretor de Responsabilidade de Agentes Públicos e Corregedor Adjunto da Área Econômica. Ele também atuou como Secretário Executivo da Comissão de Ética Pública e Membro do Conselho de Controle de Atividades Financeiras (COAF). É também professor do Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC/DF).



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Ricardo Wagner é bacharel em Administração de Empresas pela Universidade Federal da Bahia (UFBA), bacharel em Direito pelo Centro Universitário do Distrito Federal e mestre em Direito pela Universidade de Notre Dame.



Nascimento
12 de julho de 1967



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação desde junho de 2024



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

RENATA FARIA RODRIGUES BARUZZI LOPES



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Renata Baruzzi iniciou a sua carreira na Petrobras em 1986, na Refinaria de Cubatão (RPBC) e na Refinaria de Paulínia (REPLAN), onde contribuiu durante os primeiros oito anos na empresa. Em 2001, ela fez a transição para a gestão em Recursos Humanos, e posteriormente migrou para a Engenharia. Ao longo de 12 anos, ocupou cargos de gestão cada vez mais seniores, culminando na sua nomeação como Gerente Executiva da ETM-CORP (Engenharia, Tecnologia e Materiais – Corporativo) em 2012. A Sra. Renata Baruzzi possui uma sólida experiência internacional, tendo atuado como Gerente Corporativa da Petrobras America Inc. em Houston, Texas, de 2015 a 2019.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Renata Baruzzi é graduada em Matemática pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), possui especialização em Gestão Estratégica de Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ – COPPE/NCE) e especialização em Administração de Empresas pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC). Além disso, concluiu diversos cursos de educação executiva no exterior, incluindo o *Advanced Management Program (AMP)* pela Harvard Business School.



Nascimento
19 de julho de 1957



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Diretora Executiva de
Exploração e Produção
desde junho de 2024



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

SYLVIA MARIA COUTO DOS ANJOS



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Sylvia Anjos foi assessora especial do CEO da Petrobras em 2023, atuando como geóloga aposentada da Petrobras. Ela tem mais de 42 anos de experiência na área de Exploração e Produção (E&P), tendo ocupado vários cargos de gestão ao longo de sua carreira na empresa, com ênfase especial nas funções no Cenpes, na Gerência-Geral de Exploração, como Gerente-Geral de Tecnologias para o Ativo Libra. Também trabalhou no programa "Gás e Energia Competitivos", preparando a Petrobras para o novo cenário competitivo do gás natural no Brasil. Supervisionou inúmeras teses de mestrado e doutorado, com dezenas de publicações nacionais e internacionais. É membro e cofundadora do Comitê de Diversidade do IBP desde 2018. Foi presidente por dois mandatos da Associação Brasileira de Geólogos do Petróleo (ABGP) e também vice-presidente da *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) América Latina.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Sylvia Anjos é graduada em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), possui mestrado em Geologia pela *University of Illinois em Urbana-Champaign* e doutorado pela mesma universidade. Além disso, fez diversos cursos de extensão no exterior, incluindo Treinamento Gerencial no *Institut Européen d'Administration des Affaires* (INSEAD), *Kellogg School*, Fundação Dom Cabral e Fundação Getúlio Vargas (FGV).



Nascimento
31 de Agosto de 1960



Nacionalidade
Brasileiro



Cargo
Diretor Executivo de
Processos Industriais e
Produtos desde maio de
2023
e
Diretor Executivo Interino
de Transição Energética e
Sustentabilidade desde
abril de 2026



Mandato atual expira em
Abril de 2027



Relações Familiares
Não há

WILLIAM FRANÇA DA SILVA



EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. França da Silva ocupa, temporária e cumulativamente, o cargo de Diretor de Transição Energética e Sustentabilidade, posição anteriormente ocupada por Angélica Garcia Cobas Laureano, além de também ocupar o cargo de Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos. O Sr. William França atuou como Diretor Executivo de Refino e Gás Natural de março a abril de 2023. Iniciou sua carreira na Petrobras como engenheiro de processamento, em 1988, na Refinaria Duque de Caxias/RJ (Reduc). Sua experiência profissional inclui o cargo de gestor de ativos da Refinaria Guillermo Bell/Bolívia e o de Gerente-Geral das refinarias: RPBC/Cubatão-SP; REGAP/Betim-MG; RLAM/Mataripe-BA e REDUC/Duque de Caxias-RJ. Também foi Gerente Executivo e Diretor de Transporte Marítimo, Oleodutos e Terminais da Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), Diretor Presidente da Transpetro BEL 09 S.A., Diretor da Transpetro Internacional e membro do Conselho de Administração da Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.. Atualmente, o Sr. William França é membro dos Conselhos de Administração da Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) e da Refinaria de Petróleo Riograndense.



FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. William França é formado em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e em Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Possui MBA em Gestão Empresarial (COPPEAD/UFRJ) e diploma em Gestão Estratégica e Cadeia de Valor pelo *Institut Européen d'Administration des Affaires* (INSEAD).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Em 6 de abril de 2026, o Conselho de Administração aprovou a rescisão antecipada do mandato do Diretor de Logística, Comercialização e Mercados, Claudio Romeo Schlosser, com efeito imediato.

O Conselho também aprovou a nomeação de Angélica Laureano para o cargo de Diretora de Logística, Comercialização e Mercados, com início em 7 de abril de 2026 e mandato unificado até abril de 2027.

O Diretor de Processos Industriais e Produtos, William França, assumiu temporariamente e de forma cumulativa, sem prejuízo de suas demais funções, as atividades de Diretor de Transição Energética e Sustentabilidade, cargo anteriormente ocupado por Angélica Laureano.



Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria

Requisitos para eleição

Nosso estatuto social, conforme alterado pela Assembleia Geral Extraordinária de 16 de abril de 2025, estabelece que a eleição dos membros do Conselho de Administração e dos diretores executivos deve seguir os requisitos e restrições previstos na Lei nº 6.404/76, na Lei nº 13.303/2016 e no Decreto nº 8.945/16, bem como em nossa Política de Indicação. Sendo assim, para ser eleito, cada um dos nossos diretores executivos e cada membro do nosso Conselho de Administração deverá:

- não ser réu em quaisquer processos judiciais ou administrativos que tenham decisão desfavorável em segunda instância sobre assunto relacionado às atividades a serem exercidas em nossa empresa;
- não ter pendências comerciais ou financeiras reclamadas ou incluídas em cadastros oficiais de devedores, embora esclarecimentos sobre tais questões possam nos ser prestados;
- demonstrar diligência na resolução de questões levantadas em relatórios de órgãos de controle interno ou externo em processos e/ou atividades sob sua gestão, quando aplicável;
- não ter violado nosso Código de Conduta Ética, Programa de Compliance ou outras normas internas, quando aplicável;
- não ter sido incluído no sistema disciplinar de nenhuma de nossas subsidiárias ou coligadas, nem ter sido sujeito a penalidades trabalhistas ou administrativas em qualquer outra pessoa jurídica nos últimos três anos em decorrência de investigações internas, quando aplicável; e
- nossos diretores executivos devem ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente, em negócios ou em áreas afins, conforme especificado em nossa política de indicação.

Remuneração

De acordo com nosso Estatuto Social, nossos acionistas estabelecem a remuneração global, ou alocam a remuneração individualmente, a ser paga aos nossos conselheiros, diretores, membros do nosso Conselho Fiscal e comitês de assessoramento ao nosso Conselho de Administração. Caso os acionistas não distribuam a remuneração individualmente, nosso Conselho de Administração poderá fazê-lo.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, o valor total da remuneração que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e aos nossos Diretores Executivos foi de US\$ 6,4 milhões. Esses valores incluem o pagamento de remuneração variável aos nossos diretores. Em 31 de dezembro de 2025, contávamos com 9 diretores executivos e 11 membros do Conselho de Administração.

Para informações sobre nossos programas de remuneração variável e outros benefícios, como planos de previdência e saúde, consulte “Benefícios” nesta seção.



	2025 ⁽¹⁾		
	Diretores Executivos	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9,00	11,00	4,92
Média de membros remunerados no período	8,92	9,00	4,92
Valor da remuneração máxima (US\$)	533.801,32	33.874,43	30.795,10
Valor da remuneração mínima (US\$) ⁽²⁾	427.601,60	30.795,10	30.795,10
Valor médio da remuneração (US\$) ⁽³⁾	588.878,30 ⁽⁴⁾	31.155,91	30.843,75

(1) Os valores consideram todas as parcelas pagas no exercício de 2025 conforme estabelecido pela CVM.

(2) O valor da remuneração mínima anual individual foi determinado tendo em conta a remuneração efetivamente paga aos membros que trabalharam durante o ano. O membro com menor salário anual serviu por 12 (doze) meses no exercício social.

(3) O valor médio da remuneração corresponde ao valor total da remuneração anual paga dividido pela média do número de associados remunerados no período.

(4) O cálculo inclui os valores relativos à cessação do cargo (quarentena) e pagamento das parcelas diferidas da Remuneração Variável referentes aos ex-membros da Diretoria que deixaram nossa companhia. Consequentemente, o valor médio foi superior ao valor da remuneração máxima e não representa o valor efetivamente pago aos nossos atuais Diretores Executivos, que está apresentado nos valores de remuneração mínima e máxima indicados acima.

Para obter mais informações sobre a remuneração de nossos empregados e diretores, consulte as Notas 19 e 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além da remuneração, os membros da nossa Diretoria recebem benefícios adicionais, tais como assistência médica, vale-refeição/auxílio-alimentação, benefícios previdenciários complementares e auxílio-moradia. Os membros do Conselho de Administração têm direito a benefícios complementares de segurança social.

Os membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e os Diretores Executivos poderão ter legalmente direito à cessação de cargo (quarentena) após o término do mandato, cujas regras e exceções são previstas na legislação brasileira.

Nenhum dos membros de nossos Diretores e nenhuma de nossas subsidiárias fazem jus a benefícios por término de vínculo empregatício.

Para informações sobre nosso comitê de assessoramento, consulte "Comitês da Diretoria Estatutária" mais adiante nesta seção.

Não fomos obrigados a preparar uma atualização contábil que exigisse a recuperação de remunerações indevidamente concedidas, de acordo com nossa política de *clawback*. Adicionalmente, não havia saldo devedor em 31 de dezembro de 2025 de indenização atribuída erroneamente a ser recuperada da aplicação da apólice a uma atualização anterior.

Consulte o Anexo 97.1 deste relatório anual para uma cópia de nossa política de *clawback*.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Titularidade de Ações

Até onde temos conhecimento, com base nas informações publicamente disponíveis na data deste relatório anual, nenhum dos membros do nosso Conselho de Administração, dos nossos diretores executivos ou dos membros do nosso Conselho Fiscal detêm, como beneficiário, quaisquer ações do nosso capital social, exceto as seguintes pessoas:

Conselho de Administração	Ações ordinárias ⁽¹⁾	Ações preferenciais
José João Abdalla Filho	223.273.700	0
Marcelo Weick Pogliese	46	225
Diretores Executivos	Ações ordinárias ⁽¹⁾	Ações preferenciais
Sylvia Maria Couto dos Anjos	0	9.693
Conselho Fiscal ⁽²⁾	0	12.042

(1) Considera o número de ações ordinárias detidas em direito de usufruto por cada entidade, pessoa, diretor executivo ou conselheiro, determinado de acordo com as regras da SEC, e as informações não são necessariamente indicativas da titularidade em direito de usufruto para qualquer outro fim.

(2) Número total de ações detidas por todos os membros do Conselho Fiscal, em 28 de fevereiro de 2026.

As ações detidas por nossos Conselheiros, Diretores e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações da mesma espécie e classe detidas por nossos demais acionistas. Nenhum de nossos Conselheiros, Diretores e membros do Conselho Fiscal possui qualquer opção de compra de ações ordinárias ou preferenciais, nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra de nossas ações ordinárias ou preferenciais. Não possuímos plano de opção de compra de ações para nossos Diretores, Diretores ou empregados.

Comitês da Diretoria Estatutária

Nosso Conselho de Administração conta com um total de seis comitês estatutários de assessoramento:

- **Comitê de Investimentos:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração na definição de nossas diretrizes estratégicas, do plano estratégico, do plano anual de negócios, entre outros assuntos estratégicos e questões financeiras. O comitê também auxilia nosso Conselho de Administração na avaliação da estrutura e das condições das transações de investimento e desinvestimento, incluindo novas oportunidades de negócios, fusões, consolidações e cisões em que estamos envolvidos e que são de responsabilidade do Conselho de Administração. Além disso, o comitê assessoria nosso Conselho de Administração na análise de nosso programa anual de financiamento.
- **Comitê de Auditoria:** para mais informações sobre nosso comitê de auditoria, consulte "Comitê de Auditoria" nesta seção.
- **Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração sobre políticas e diretrizes relacionadas à gestão estratégica de SMS, ASG, mudanças climáticas, transição para uma economia de baixo carbono e questões de responsabilidade social, incluindo direitos humanos, entre outros assuntos. Este comitê acompanha, entre outros assuntos, indicadores e pesquisas sobre nossa imagem e reputação, relacionados às questões de SMS e sustentabilidade, sugerindo ações quando necessário. Além disso, o comitê aprova e monitora iniciativas ASG.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- **Comitê de Pessoas:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração nos aspectos relativos à gestão de ativos humanos de nível sênior, incluindo, mas não se limitando a: remuneração (fixa e variável), políticas de nomeações e sucessão, bem como os processos de seleção e elegibilidade. O Comitê de Pessoas atua em conformidade com a Lei n.º 13.303/2016 e o Decreto n.º 8.945/16, atuando como comitê de elegibilidade para auxiliar os acionistas na indicação de membros para o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal e supervisionando a realização das verificações de antecedentes exigidas em matéria de integridade e conformidade relativas aos candidatos a membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva, bem como aos membros externos dos comitês consultivos do Conselho de Administração. O comitê assessora nosso Conselho de Administração sobre a possível aplicação de sanções a diretores executivos e membros do Conselho de Administração e de seus comitês consultivos estatutários, além de avaliar recursos contra rescisões de contratos de trabalho caso o Comitê de Integridade não chegue a um consenso sobre medidas disciplinares. O comitê também acompanha pesquisas de imagem e reputação, recomendando ações quando necessário.
- **Comitê de Minoritários:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em transações com partes relacionadas envolvendo o governo federal brasileiro, suas entidades e fundações, ou empresas estatais federais em caso de transações fora do curso normal de nossos negócios, incluindo acompanhamento o processo de revisão do Acordo de Cessão de Direitos. O comitê de minoritários também assessora nossos acionistas emitindo sua opinião sobre determinados assuntos que necessitam de aprovação em assembleias gerais, nos termos do artigo 30, §4 do nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras:** aprovou o cumprimento dos requisitos da Lei nº 13.303/2016, que prevê a possibilidade de as empresas controladas compartilharem os custos e as estruturas de suas respectivas controladoras. O comitê é responsável pelas empresas do Conglomerado Petrobras que não possuem comitês de auditoria interna. Além disso, o comitê assessora nosso Conselho de Administração quanto às orientações para as empresas do Conglomerado Petrobras nas matérias previstas em seu estatuto social.

RESUMO DA COMPOSIÇÃO DOS NOSSOS COMITÊS DE ASSESSORAMENTO ESTATUTÁRIOS, NA DATA DESTE RELATÓRIO ANUAL

Membros	Comitês					
	Investimento	Auditoria	Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Pessoas	Minoritário	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Aloísio Macário Ferreira de Souza						●
Arthur Cerqueira Valerio				●		
Benjamin Alves Rabello Filho	●					
Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira		●				●
Evely Forjaz Loureiro			●			
Fábio Veras de Souza		●		●		●
Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis					●	
Gustavo Amarante Gabriel						●
Jerônimo Antunes		●		●	●	●
José Affonso de Albuquerque Netto				●		
José Fernando Coura	●		●			
José João Abdalla Filho	●				●	
Newton de Araujo Lopes		●				
Rafael Ramalho Dubeux	●					
Raoni Iago Pinheiro Santos			●			
Renato Campos Galuppo				●		
Rosangela Buzanelli Torres	●		●			

● PRESIDENTE DE CADA COMITÊ

● MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ

● MEMBROS RESTANTES

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Comitê de Auditoria

Nosso comitê de auditoria estatutário é um comitê consultivo do nosso Conselho de Administração e auxilia em questões que envolvem nossa contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e compliance. Nosso comitê de auditoria estatutário também recomenda a nomeação de nosso escritório de contabilidade registrado e independente para nosso Conselho de Administração e avalia a eficácia de nossos controles internos de conformidade financeira e legal. De acordo com a Lei nº 13.303/2016 e o Decreto nº 8.945/2016, nosso comitê de auditoria estatutário deve ter no mínimo três membros e no máximo cinco membros, que devem ser independentes de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e Resolução CVM 23/2021 e pelo menos um dos membros deverá ter reconhecida experiência em contabilidade societária. Adicionalmente, a Resolução CVM nº 23/2021 exige que pelo menos um membro do comitê de auditoria seja membro do conselho, embora permita a indicação de outros membros que não sejam membros do Conselho de Administração, desde que tais outros membros atendam aos requisitos de independência da CVM. Em 30 de novembro de 2020, nossos acionistas aprovaram uma alteração em nosso estatuto social exigindo que nosso comitê de auditoria seja composto por membros de nosso Conselho de Administração e pessoas externas.

Devido à sua composição, nosso comitê de auditoria estatutário não é equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA. Nos termos da Regra 10A-3(c)(3) da Lei de Valores Mobiliários, que prevê uma isenção no âmbito das normas da SEC relativas aos comitês de auditoria de companhias listadas, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a manter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos Estados Unidos se o emissor privado estrangeiro dispuser de um órgão constituído e selecionado nos termos da legislação de seu país de origem ou de normas de listagem que exijam ou permitam expressamente tal órgão, e se esse órgão atender aos seguintes requisitos: (i) ser separado do conselho de administração pleno; (ii) seus membros não serem eleitos pela administração; (iii) nenhum diretor executivo ser membro do órgão; e (iv) a legislação do país de origem ou as normas de listagem estabelecerem critérios para a independência dos membros do órgão.

Dado que nosso comitê de auditoria estatutário está sujeito a determinados requisitos previstos nas regras da CVM (Resolução CVM 23/2021), entendemos que ele atende a esses requisitos, e contamos com a isenção prevista na Regra 10A-3(c)(3) sob a Lei de Valores Mobiliários.

Nosso comitê de auditoria é composto atualmente por quatro membros, todos independentes, em conformidade com os requisitos de independência estabelecidos pela Lei nº 13.303/2016 e pela Resolução da CVM nº 23/2021. Desde junho de 2023, Fabio Veras de Souza, Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira e Newton de Araujo Lopes atuam como membros externos do nosso Comitê de Auditoria. Em 29 de julho de 2024, Jerônimo Antunes foi nomeado pelo nosso Conselho de Administração como membro do Conselho e presidente do Comitê de Auditoria, sucedendo a Francisco Petros, que ocupava o cargo de presidente desde abril de 2023. Tanto Jerônimo Antunes quanto Newton de Araujo Lopes são reconhecidos como especialistas financeiros em nosso comitê de auditoria.

Nosso comitê de auditoria é responsável, entre outros assuntos:

- Monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração com relação à nomeação e destituição de nossa empresa de contabilidade registrada independente, bem como avaliar a independência de nossa empresa de contabilidade registrada independente para emitir uma opinião sobre as demonstrações financeiras e suas qualificações e perícia.
- Assessorar nosso Conselho de Administração na revisão de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais, monitorando o cumprimento dos requisitos legais e de listagem relevantes e garantindo a divulgação adequada de nossa situação econômico-financeira arquivada na CVM e na SEC.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- Aconselhar o nosso Conselho de Administração e a nossa administração, em consulta com uma empresa de contabilidade registrada interna e independente e com as nossas unidades de gestão de risco e de controle interno, no acompanhamento da qualidade e integridade do nosso controle interno sobre os sistemas de relato financeiro, das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e de divulgações financeiras relacionadas.
- Revisar e submeter propostas ao nosso Conselho de Administração relacionadas à resolução de conflitos entre a administração e a empresa de contabilidade registrada independente relacionadas às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- Avaliar e monitorar, em conjunto com nossa área de gestão interna e auditoria, a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e à corrupção.
- Avaliar e monitorar, em conjunto com nossa administração e nossos auditores internos, nossas transações com partes relacionadas, incluindo uma revisão, pelo menos uma vez por ano, de todas as transações com partes relacionadas e uma análise prévia de transações com partes relacionadas envolvendo valores superiores a determinados níveis.
- Estabelecer e rever procedimentos para a recepção, retenção e processamento de reclamações relativas a matérias de contabilidade, controle interno e auditoria, incluindo procedimentos para a apresentação confidencial de reclamações internas e externas relativas ao âmbito das atividades da comissão, bem como recepção, retenção e processamento qualquer reclamação desse tipo.
- Avaliar os parâmetros subjacentes aos cálculos atuariais, bem como o resultado atuarial dos planos de benefícios mantidos pela nossa fundação de seguridade social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social.
- Realizar anualmente a avaliação formal do nosso gerente executivo de auditoria interna.

Com relação ao relacionamento do nosso comitê de auditoria com o nosso escritório de contabilidade registrado independente, conforme previsto em nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outros assuntos, a nomeação e destituição dos escritórios de contabilidade registrados independentes, os quais estão proibidos de fornecer serviços de consultoria para nós durante a vigência de um contrato de auditoria. Nosso comitê de auditoria tem autoridade para recomendar políticas e procedimentos de pré-aprovação para a contratação dos serviços de nossa empresa de contabilidade independente registrada. Nossa administração é obrigada a obter a pré-aprovação do comitê de auditoria antes de contratar uma empresa de contabilidade registrada independente para fornecer qualquer auditoria ou serviços permitidos de não auditoria para nós ou qualquer uma de nossas subsidiárias consolidadas. Nosso comitê de auditoria pré-aprovou uma lista detalhada de serviços de auditoria até limites monetários especificados. A lista de serviços pré-aprovados é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estejam incluídos na lista, ou que excedam os limites nela especificados, deverão ser aprovados diretamente pelo nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria monitora o desempenho dos serviços prestados por nossa empresa de contabilidade registrada independente e analisa e monitora a independência e objetividade de nossa empresa de contabilidade registrada independente.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Principais honorários e serviços de contador

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados de nós, em US\$ milhões, por nossa empresa de contabilidade independente registrada KPMG Auditores Independentes Ltda. (PCAOB ID 1124) durante os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024:

	2025	2024
Honorários de auditoria ⁽¹⁾	6,9	7,2
Honorários relacionados à auditoria ⁽²⁾	0,1	0,1
TOTAL DE HONORÁRIOS	7,0	7,3

(1) Os honorários de auditoria compreendem os honorários faturados (incluindo honorários por serviços relacionados à revisão tributária em relação a arquivamentos estatutários e regulatórios) em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas auditadas (IFRS Accounting Standards e BR GAAP), revisões intermediárias (IFRS Accounting Standards e BR GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS Accounting Standards e BR GAAP, entre outras), cartas de consentimento e revisão de documentos periódicos arquivados na SEC.

(2) Os honorários relacionados à auditoria referem-se a garantias e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou às revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são relatados em "honorários de auditoria".

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Empregados

Nossa força de trabalho é nosso ativo mais importante. Nossa abordagem de gestão está definida em nossa Política de Recursos Humanos e baseia-se nos Valores da Petrobras: cuidado com as pessoas, promoção da diversidade, equidade, inclusão nos países onde atuamos e bem-estar; integridade, agindo com ética, transparência e coerência entre discurso e prática; sustentabilidade, gerando valor para a empresa e seus stakeholders com uma visão de longo prazo e compromisso com a vida, a transição energética justa, o meio ambiente e a sociedade; inovação, construindo novos caminhos para a empresa, superando barreiras à colaboração, tecnologia, capacidade técnica e aprendizagem contínua; compromisso conosco e com o país, trabalhando com excelência e propósito para o nosso desenvolvimento e o do país.



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

	Em 31 de dezembro		
	2025	2024	2023
Nossos empregados por região (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)			
Sudeste do Brasil	36.079	35.332	34.363
Nordeste do Brasil	4.506	4.037	3.478
Outras localidades no Brasil	2.614	2.409	2.372
Total	43.199	41.778	40.213
Empregados de nossas subsidiárias por região			
Sudeste do Brasil	5.310	5.240	4.619
Nordeste do Brasil	747	746	729
Outras localidades no Brasil	817	813	568
No exterior	614	608	601
Total	7.488	7.407	6.517
TOTAL	50.687	49.185	46.730

Atraímos e retemos empregados talentosos por meio da oferta de benefícios competitivos e da participação em programa de remuneração variável. Oferecemos também como possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional baseado em desempenho, além de remuneração mensal.

A tabela abaixo apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US\$ milhões		
	2025	2024	2023
Salários, férias acumuladas e encargos relacionados	4.287	3.652	3.478
Treinamento de empregados ⁽¹⁾	114	165	94
Distribuições de participação nos lucros	663	464	595
Programa de Prêmio de Desempenho	697	468	416

(1) O treinamento de empregados não é considerado um benefício a empregados em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre distribuições de participação nos lucros e programa de remuneração variável, consulte, respectivamente, “Administração e Empregados – Relações Trabalhistas” e “Administração e Empregados – Benefícios – Remuneração Variável dos Empregados” neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Força de trabalho

Um dos principais desafios atuais e futuros da nossa gestão de pessoas é garantir a contínua adequação do nosso quadro de empregados ao portfólio de negócios.

Nossa metodologia de planejamento de força de trabalho é desenvolvida sob a perspectiva dos nossos processos de negócio e considera modificações de cenários estratégicos de médio e longo prazo. Considera requisitos de segurança operacional e de projetos, bem como decisões de gestão de portfólio e reestruturação organizacional.

Além disso, buscamos adequar nossa força de trabalho atual às nossas estratégias por meio de: melhoria das práticas internas de mobilidade da força de trabalho; flexibilidade para nossa estratégia de gestão de portfólio; treinamento e educação continuada relacionados a programas de mobilidade; análise de impactos e custos; pensamento crítico; gestão do conhecimento; e melhoria do perfil da nossa força de trabalho. Estes programas, que facilitam o aumento da produtividade e otimizam os nossos processos, também nos permitem ajustar melhor a nossa força de trabalho às necessidades do nosso negócio.

Os empregados são um dos ativos intangíveis mais importantes para nós e a capacidade de atrair empregados qualificados e talentosos, bem como reter e nutrir talentos internos é fundamental para o nosso sucesso e sustentabilidade. Focamo-nos em atrair os melhores talentos externos sem descuidar o talento interno dos empregados, que cresceram conosco e que compreendem a nossa organização, missão e cultura.

Para atender às nossas necessidades de pessoal, procuramos preencher as vagas disponíveis internamente por meio de processos estruturados de mobilidade profissional, com o objetivo de reter talentos e minimizar os custos com contratações externas. Posteriormente, avaliamos a necessidade de novas admissões com base nas demandas prioritárias, a fim de cumprir o Plano Estratégico atual. A contratação de novos empregados é possível principalmente por meio de Processo de Seleção Pública ("PSP") ou contratação direta (esta última essencialmente para cargos de gerência sênior). Até 40% do total de nossos cargos de gerência sênior podem ser preenchidos por meio de contratação direta.

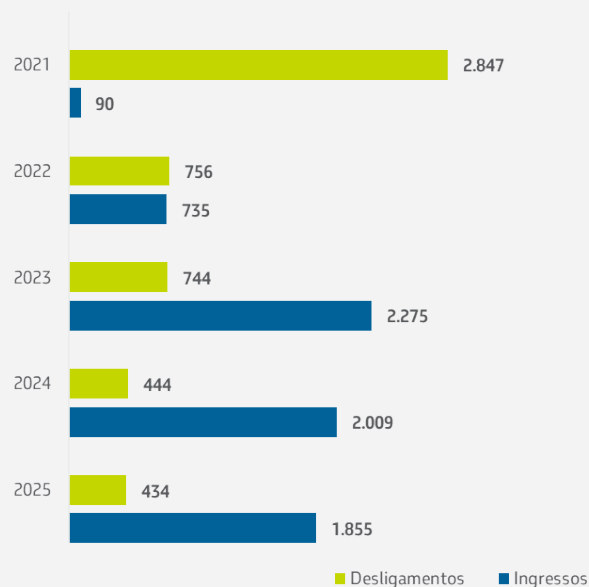
Desde 2021, retomamos as admissões pela PSP no Brasil, com especial atenção à diversidade, aumentando as contratações de pessoas com deficiência e de pessoas negras.

Consequentemente, em 2025, foram contratados 1.855 profissionais, dos quais 96,9% foram contratados por meio do PSP, incluindo 201 empregados com deficiência, 895 negros e 365 mulheres entre todos os novos contratados.

Além das novas contratações, nosso quadro de empregados foi afetado pela demissão de empregados inscritos nas novas edições dos Programas de Demissão Voluntária (o "PDV"), que foram introduzidos ao longo de 2019 e recentemente renovados pelo conselho de administração. Em 2025, 54 empregados deixaram a empresa por meio do Programa de Aposentadoria Incentivada. Além dos programas mencionados, em 2025 anunciamos um novo Programa de Demissão Voluntária, com inscrições abertas até 6 de fevereiro de 2026, cujo término só ocorrerá em 2026.

No total, 434 empregados nos deixaram em 2025, dos quais 337 foram desligamentos voluntários (inclui PDVs e outros tipos de desligamentos).

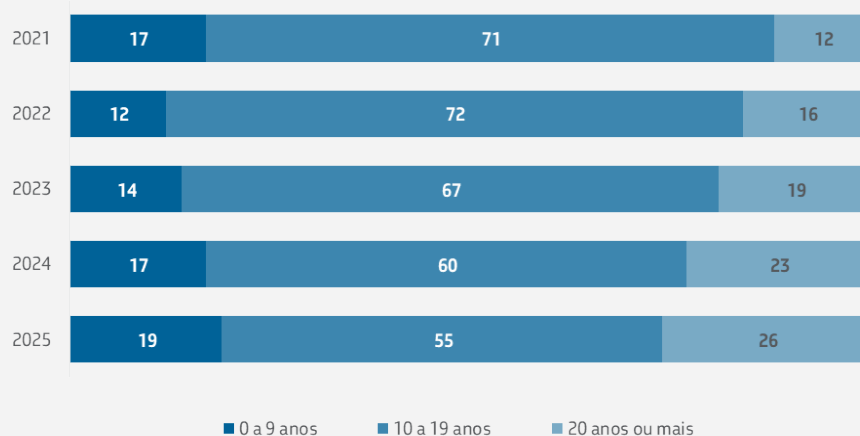
NOSSA ROTATIVIDADE (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)



Os empregados contratados em 2025 apoiam o nosso Plano Estratégico atual e possibilitam a renovação do quadro de empregados. Acreditamos que o nosso crescimento ajuda a garantir vantagem competitiva e valor ao nosso negócio, em termos de conhecimento e gestão de talentos.

A contratação de novos empregados por meio do PSP e as demissões contribuíram para uma ligeira alteração na distribuição da nossa força de trabalho por tempo de serviço, bem como na pirâmide etária.

TEMPO NA PETROBRAS (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas) (%)



AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Relações Trabalhistas

Respeitamos a liberdade de associação e reconhecemos o direito à negociação coletiva, conforme recomendado pelo Pacto Global das Nações Unidas. Esse compromisso é reforçado pela nossa Política de Recursos Humanos, que determina a implementação de acordos sustentáveis construídos por meio do diálogo, da ética e da transparência com os representantes dos empregados, e pelo nosso Código de Conduta Ética, que garante a liberdade de associação. Também seguimos e incentivamos o cumprimento da Constituição e das Convenções da Organização Internacional do Trabalho ratificadas pelo Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, todos os nossos empregados são representados por sindicatos independentes. Mantemos relações com 17 sindicatos e duas federações (ou seja, uma entidade sindical de alto nível) de trabalhadores petrolíferos, bem como cinco sindicatos e uma federação de trabalhadores marítimos. Valorizamos nosso relacionamento com todos os nossos stakeholders. Por esta razão, investimos no diálogo aberto e permanente com os sindicatos. Em 31 de dezembro de 2025, 39,02% dos nossos empregados eram sindicalizados.

Temos um Acordo Coletivo de Trabalho (CBA 2025-2027) com os sindicatos petrolíferos e marítimos, válido por dois anos, até 2027. Esses acordos incluem disposições econômicas e sociais relativas ao trabalho, condições de segurança, benefícios e outros assuntos

Os nossos acordos procuram estar alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, contribuindo principalmente para o trabalho digno e a igualdade de gênero.

Atualmente, 100% dos nossos empregados estão abrangidos por Acordos Coletivos de Trabalho.

Em 2025, ajustamos os salários dos funcionários do setor petrolífero em 0,5% acima da inflação e os benefícios com base na inflação específica de cada item, de acordo com as condições negociadas e estabelecidas no CBA 2025-2027.

Também possuímos um Contrato de Programa de Participação nos Lucros ("PLR") válido para 2024/2025, que determina as regras relativas ao pagamento da participação nos lucros.

Outro direito definido na legislação brasileira é o poder dos empregados de abraçar suas causas e promover greves sob os princípios definidos em lei. Respeitamos o direito à greve, mas mantemos nossas atividades em pleno funcionamento por meio de planos de contingência. Os planos de contingência são a forma como podemos lidar com diversos tipos de situações, sendo planos de backup de continuidade operacional e segurança que podemos utilizar em caso de situações inesperadas.

Benefícios

Remuneração Variável dos Empregados

Adotamos uma política de remuneração alinhada às práticas de mercado em que atuamos.

O modelo de remuneração variável para nossos empregados é composto pelo PLR, uma exigência legal e nossa principal prática de remuneração variável, e pelo Programa de Prêmios por Realizações (o "PRD"), que complementa o PLR. O Programa de Prêmios por Performance ("PPP") destina-se exclusivamente aos membros do Diretoria Executiva (DE). Enquanto o PLR leva em conta apenas o desempenho organizacional, o PRD e o PPP consideram o desempenho individual do funcionário. Esses programas estão alinhados com as novas diretrizes do Plano Estratégico e do Plano de Negócios para 2026-30, bem como com nossa política de remuneração.



PLR

No exercício fiscal de 2024, aprovamos o PLR para todos os empregados, independentemente do cargo, com exceção dos membros do nosso Diretoria Executiva, e ele passou a ser o nosso principal programa de remuneração variável.

O pagamento do PLR de 2025, que ocorrerá em 2026, está condicionado ao cumprimento das seguintes condições:

- declaração e pagamento da remuneração aos acionistas, referente a esse exercício social, aprovado pelo nosso Conselho de Administração;
- obtenção do lucro líquido do referido exercício; e
- atingimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores-alvo estabelecidos pelo Conselho de Administração.

Em 2025, constituímos provisões no valor de US\$ 663 milhões (R\$ 3.678 milhões) para a PLR de 2025.

PPP E PRD

O PPP (para membros da Diretoria Executiva) e o PRD (para todos os demais empregados) são programas que visam reconhecer o esforço e o desempenho individuais dos empregados na obtenção de nossos resultados.

Como nossos resultados de 2025 atenderam a todos os pré-requisitos mínimos estabelecidos para este ano, provisionamos US\$ 697 milhões (R\$ 3.865 milhões) para nossos empregados a título do PRD de 2025, uma vez que as métricas relacionadas ao desempenho individual e da empresa foram alcançadas.

O PRD e o PPP do exercício de 2025 serão pagos após a apuração dos resultados do exercício, desde que atendidas as seguintes condições estabelecidas pelos programas:

- declaração e pagamento de dividendos aos nossos acionistas, referentes a esse exercício social, aprovados pelo nosso Conselho de Administração; e
- obtenção do lucro líquido do exercício.

Além disso, os quadros de resultados das unidades organizacionais continuam a ser considerados como base para a avaliação de todos os empregados, refletindo-se no cálculo de sua remuneração variável, e incluem os seguintes itens: (i) os resultados de nossas principais métricas, como o Delta Valor Petrobras (que mede nosso desempenho econômico-financeiro com base no valor gerado por nossas atividades em determinado ano), o Indicador de Atendimento às Metas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e o Indicador de Compromisso com o Meio Ambiente (ICMA), representado pelo Volume Vazado de Petróleo e Derivados (VAZO); e (ii) as pontuações de métricas específicas de cada *scorecard* executivo (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que abordam fatores econômicos, ambientais e sociais) Quanto mais elevado for o nível hierárquico, maior será o peso das principais métricas e, portanto, as diversas remunerações associadas à concessão refletem o maior grau de responsabilidade do gestor em relação às métricas de sua área e às nossas métricas de desempenho.

Os valores são pagos após aprovação pela Diretoria Executiva, sujeita à aprovação do Conselho de Administração, com base nos resultados determinados por nossos indicadores de desempenho de nível superior e pelos indicadores de desempenho específicos de cada Área, bem como na conclusão do processo anual de avaliação de desempenho relacionado às metas individuais dos empregados.



Para os membros da Diretoria Executiva elegíveis ao PPP e para os membros da nossa Administração elegíveis ao PRD, conforme aprovado pelo nosso Conselho de Administração e pela SEST, os pagamentos de remuneração variável devem ser diferidos por cinco anos como incentivo de longo prazo. O valor de tais pagamentos baseia-se no valor de mercado de nossas ações, sem considerar qualquer opção de compra de nossas ações. Consequentemente, os pagamentos aos membros da nossa Diretoria e Administração deverão ser realizados da seguinte forma:

- uma parte do PPP ou do PRD, conforme o caso, é paga antecipadamente, enquanto o saldo restante é liquidado em quatro parcelas anuais. Essas parcelas diferidas são convertidas em ações-fantasma (PETR3) com base na média ponderada dos preços das ações nas últimas 60 sessões de negociação do ano de referência.
- a proporção entre o pagamento inicial e o valor diferido varia de acordo com o nível hierárquico do participante, com porcentagens de diferimento mais altas para níveis mais altos na hierarquia.
- para a Diretoria Executiva, composta pelo Presidente e pelos Diretores, 60% do valor do PPP é pago antecipadamente e 40% é diferido, sendo liquidado em quatro parcelas anuais. Para os Gerentes Executivos e Gerentes Gerais, o índice de PRD é de 70% e 80% pagos antecipadamente, respectivamente, enquanto o saldo remanescente (30% e 20%, respectivamente) também é liquidado em quatro parcelas anuais, convertidas em ações fantasmas (PETR3) utilizando a mesma base de cálculo.
- os membros de nossa Diretoria Executiva e Administração poderão exercer o direito de receber parcelas diferidas após o cumprimento dos prazos de carência estabelecidos.
- o valor de cada parcela deve ser equivalente à conversão das ações fantasmas em valor monetário, com base na média ponderada das nossas ações ordinárias durante os últimos 20 pregões anteriores à data do pedido.
- para os demais empregados, o pagamento é feito exclusivamente antecipadamente, mediante aprovação da Diretoria Executiva. O pagamento também está condicionado à aprovação, pelo Conselho de Administração, dos indicadores avaliados pela área de Desempenho, na sequência do processo de avaliação de desempenho referente ao respectivo exercício fiscal.

Principais Benefícios Concedidos aos Empregados

Oferecemos benefícios proporcionais ao nosso porte e buscamos valorizar nossos empregados. Todos os nossos empregados têm direito aos mesmos benefícios, independentemente de seus cargos ou funções. Não há diferenças entre os planos de benefícios do mais alto órgão de governança, dos executivos seniores e de todos os demais empregados. Oferecemos planos de previdência complementar, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas subsidiárias consolidadas possuem planos de benefícios próprios.

PLANOS DE APOSENTADORIA

Patrocinamos seis planos de benefícios pós-emprego, administrados pela Petros, com características previdenciárias:

- Plano Petros do Sistema Petrobras Renegociado ("PPSP-R") – modalidade Benefício Definido, fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Renegociado ("PPSP-NR") – Tipo de Benefício Definido, fechado a novos participantes.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- Plano Petros do Sistema Petrobras Renegociado Pré-70 – do tipo benefício definido, fechado a novos participantes.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Renegociado Pré-70 – do tipo benefício definido, fechado a novos participantes.
- Plano Petros -2 (o “PP-2”) – Tipo de contribuição variável, aberto a novos participantes.
- Plano Petros-3 (o “PP-3”) – Tipo de contribuição definida, fechado a novos participantes.

Juntos, esses planos abrangem 96% dos nossos empregados, considerando que atualmente apenas um plano (PP-2) está aberto a novos associados com adesão facultativa.

O principal objetivo de nossos planos de previdência é complementar os benefícios previdenciários de nossos empregados aposentados. Assim, nossos empregados realizam contribuições mensais obrigatórias como participantes de nossos planos, e nós fazemos o mesmo como patrocinadores.

Para tratar do histórico de insuficiências atuariais ocorridas nos últimos anos e buscar o reequilíbrio atuarial, atualmente, os planos PPSP-R e PPSP-NR patrocinados por nós têm planos de equalização (*DEPs - Deficit Equalization Plans*) em andamento. Isso significa a cobrança de contribuições extraordinárias que se somam às contribuições normais de seus planos de financiamento.

Assim, o PPSP-R inclui o DEP2018 e o DEP2021, enquanto o PPSP-NR inclui o DEP2018 e o DEP2022 em seus planos de financiamento. Todos são compostos por contribuições extraordinárias vitalícias e iguais (50%/50%) entre as Patrocinadoras e os Participantes e Beneficiários.

O saldo remanescente referente à Petrobras a ser liquidado por meio das contribuições extraordinárias contratadas por meio da totalidade desses DEPs nos planos PPSP-R e PPSP-NR era de US\$ 3,76 bilhões em 31 de dezembro de 2025, conforme registrado nos balanços patrimoniais dos Planos Petros pelo valor presente.

Para obter mais informações sobre os Planos de Equalização de Déficit, consulte a Nota 19.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, as contribuições feitas e os passivos de pensão pendentes para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023:

	US\$ milhões		
	2025	2024	2023
Total de benefícios pagos – planos de previdência	1.447	1.432	1.639
Contribuições totais – planos de previdência ⁽¹⁾	757	757	746
Passivos atuariais líquidos ⁽²⁾	4.699	3.900	6.720

(1) Contribuições de patrocinadoras, incluindo contribuições definidas reconhecidas na demonstração do resultado (PP-2 e PP-3).

(2) Obrigações não financiadas de planos de previdência.

Para obter mais informações sobre o plano Petros, consulte “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual e Notas 4.4 e 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Plano de Benefícios de Saúde e Farmácia

Oferecemos um plano de saúde complementar, o “AMS”, que oferece serviços de assistência médica, hospitalar e odontológica a todos os empregados ativos e aposentados e seus dependentes. Em 2025, pagamos 70% dos custos com saúde e nossos empregados (ativos e aposentados) pagaram 30%.

Um consultor atuário independente calcula anualmente nosso compromisso relacionado aos benefícios futuros para os participantes do plano, com base no método de crédito unitário projetado. O plano de saúde não é financiado ou de outra forma garantido por ativos. Em vez disso, efetuamos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

O benefício também oferece cobertura de programas complementares, como o programa Benefício Farmácia. Este programa abrange medicamentos com custo unitário superior a R\$ 150 e medicamentos de qualquer valor utilizados no tratamento de determinadas doenças crônicas não transmissíveis. Ao optar pela utilização do Benefício Farmácia, o beneficiário deverá incorrer em custos determinados pelo sistema de coparticipação.

Além disso, a APS também oferece o Programa Cuidar, um tipo de assistência que visa promover a saúde preventiva, proporcionando uma melhor qualidade de vida a todos os beneficiários, sem custo adicional.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pós-emprego pagos e as responsabilidades médicas pendentes nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023:

	US\$ milhões		
	2025	2024	2023
Total de benefícios pagos – plano médico ⁽¹⁾	542	488	413
Passivos atuariais líquidos ⁽²⁾	11.661	7.498	9.662

(1) Composto pelos valores Saúde Petrobras e Benefício Farmácia.

(2) Obrigações de planos médicos não financiados.

Para obter mais informações sobre nossos benefícios a empregados, consulte as Notas 4.4 e 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Compliance e **Controles** **Internos**





Compliance

Os princípios éticos norteiam nossos negócios e nossas relações com terceiros. Nossas atividades seguem políticas, diretrizes, padrões e procedimentos claramente articulados que foram formalmente estabelecidos por nós. Essas políticas e procedimentos são comunicados a todos os empregados e acessíveis em qualquer dispositivo da empresa, estando nossas principais políticas corporativas também disponíveis em nosso site.

Nossas atividades estão sujeitas a leis nacionais e internacionais destinadas a prevenir fraudes e corrupção, lavagem de dinheiro, violações de sanções, conflitos de interesse, violações das leis antitruste, discriminação, assédio moral e violência sexual, tais como a Lei Anticorrupção Brasileira (Lei 12.846/13), a Lei de Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA (FCPA) e a Lei Anticorrupção do Reino Unido.

Além disso, trabalhamos continuamente para fortalecer nosso sistema de integridade. Possuímos um Código de Conduta Ética, que orienta sobre o comportamento que exigimos de nossa força de trabalho e contrapartes, além de ferramentas de autorreflexão para ajudar os empregados a cumprir nossos princípios éticos no desempenho de suas funções.

Para integrar e fortalecer ainda mais nosso sistema de integridade, destacamos nossa Política de Compliance corporativa, o Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa de Compliance.

Além disso, nossa Política de Compliance Competitiva orienta nossa força de trabalho sobre as regras que regulam a livre concorrência, a fim de prevenir e mitigar violações da Lei nº 12.529/2011 (Lei de Defesa da Concorrência) e fornecer mecanismos para detectar e tratar quaisquer casos de práticas anticompetitivas.

Para garantir um ambiente ético aos nossos negócios, trabalhamos: (i) para promover o princípio da integridade em nossa cultura corporativa; (ii) para prevenir, detectar e corrigir incidentes de fraude, corrupção, conflitos de interesse e lavagem de dinheiro, assédio e discriminação; e (iii) para administrar nossos controles internos.

Oferecemos treinamento a todos os nossos empregados, principalmente aos empregados que atuam em atividades com maior exposição a riscos de compliance, bem como aos membros da nossa Diretoria e do nosso Conselho de Administração.

Em setembro de 2025, lançamos o curso on-line sobre o novo Código de Conduta Ética, com prazo de conclusão até 31 de dezembro de 2025. A iniciativa foi obrigatória para todos os empregados e contou com 42.310 participantes, representando 97,9% do público-alvo (ao considerar o público-alvo do treinamento, que inclui profissionais solicitados de outras subsidiárias e entidades externas, excluindo empregados em licença de longa duração e aqueles destacados para outras empresas do Sistema Petrobras e entidades externas, a porcentagem de conclusão alcançada foi de 99,5%). O curso on-line foi elaborado de forma colaborativa e desenvolvido em formato de estudo de caso interativo.

Em 2025, também ministramos treinamentos para diretores e diretores executivos, abordando principalmente os seguintes temas:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e processo de tomada de decisão;
- Lei anticorrupção brasileira;
- Compliance, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Divulgação de Informações ao Mercado, Informações e Negociação de Valores Mobiliários incluindo período de blackout; e
- Gestão de riscos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Código de Conduta Ética

Nosso Código de Conduta Ética (“Nosso Código”) define os princípios éticos que norteiam nossas ações, explicitando o sentido ético da nossa missão, da nossa visão e do nosso Plano Estratégico.

Este documento, na qualidade de política corporativa, é submetido a revisões periódicas. Nosso Código orienta o comportamento e as ações da empresa, e espera-se que a conduta descrita em nosso Código reflita concretamente a expressão desses valores no local de trabalho.

Em consonância com as melhores práticas em matéria de integridade corporativa, o nosso Código de Conduta Ética representa mais um passo no fortalecimento do princípio da integridade em toda a nossa cultura corporativa.

Nosso Código de Conduta de Ética está disponível em nosso site.

Política de Compliance

O objetivo da Política de Compliance é garantir que cumprimos as leis e regras dos órgãos reguladores, agindo para corrigir e prevenir más condutas.

Em outubro de 2025, foi aprovada uma nova versão da Política de Compliance, incorporando ajustes importantes que reforçam a integridade como um valor fundamental. A política amplia as diretrizes para promover a integridade e os compromissos ASG e introduz medidas de governança e supervisão que enfatizam o papel da liderança.

Guia de Conduta Ética para Fornecedores

Nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores é o primeiro documento direcionado exclusivamente aos nossos fornecedores, com orientações sobre valores esperados e comportamento ético. Aplica-se a todos os fornecedores, no Brasil ou no exterior, que estejam envolvidos em processos de negócios e tenham assinado contratos, acordos e termos de cooperação conosco. Foi elaborado de acordo com as melhores práticas internacionais e está alinhado às diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade, o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3.

O documento também reforça que os fornecedores, exigindo uma postura semelhante de seus (sub)fornecedores, devem promover condições de trabalho dignas e seguras para os seus empregados, prevenir e combater o assédio e a discriminação moral e sexual, combater o trabalho infantil e escravo e respeitar o meio ambiente. Além disso, determina que os fornecedores devem promover a diversidade, a igualdade de gênero e racial e a inclusão de pessoas com deficiência. Este Guia de Conduta Ética reúne em um único documento as diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores.

A observância deste Guia de Conduta Ética por todos os fornecedores é fundamental para atingirmos nossos objetivos de forma ética e transparente e está alinhada aos nossos padrões ASG. Por isso, avaliamos a conformidade dos fornecedores por meio do sistema de gestão de desempenho, conforme reforçado em nosso Guia de Qualidade para Fornecedores, que pode ser encontrado em <https://canalfornecedor.petrobras.com.br>.

Programa de Compliance Petrobras

O Programa Petrobras Compliance é um conjunto de mecanismos destinados a prevenir, detectar e remediar quaisquer desvios de conduta e atos lesivos praticados contra nós, incluindo atos relacionados a fraude e corrupção, lavagem de dinheiro, assédio moral e sexual, discriminação e conflitos de interesse e violações antitruste.

O Diretor de Governança e Compliance é responsável tanto pelo Programa de Compliance da Petrobras quanto por nossas práticas de integridade.

O Programa Petrobras Compliance é destinado aos nossos diversos públicos de interesse, incluindo alta administração, empregados, subsidiárias e coligadas, clientes, fornecedores, investidores, parceiros, poder público e todos aqueles que se relacionam ou representam nossos interesses em nossas operações.

Comissão de Ética

Nossa comissão de ética atua como fórum de discussão de assuntos relacionados à ética. Também atua como assessor aos nossos administradores e empregados, fazendo recomendações sobre temas relacionados a questões de gestão ética, propondo regras para incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguindo as melhores práticas que reforçam nossa abordagem de tolerância zero à má conduta.

Nossa comissão de ética é composta por empregados indicados após processo seletivo interno que consiste em verificação de antecedentes e entrevistas. Nosso Conselho de Administração e nossos Diretores Executivos aprovam cada nova nomeação.

Combate à lavagem de dinheiro e sanções

Cumprimos rigorosamente todas as sanções aplicáveis impostas pelas Nações Unidas, pelos Estados Unidos e por outras jurisdições que regem nossas operações. Para cumprir esse compromisso, mantemos controles rigorosos, em conformidade com a legislação pertinente, as obrigações contratuais e as melhores práticas do setor.

Nossas Diretrizes para Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções, conforme aprovadas pelo nosso Diretor de Governança e Compliance, são compostas por requisitos específicos destinados a mitigar o risco de lavagem de dinheiro e violações de sanções.

Os princípios que norteiam a nossa política de sanções são:

- Antes de iniciar uma transação, nossas áreas organizacionais deverão examinar a contraparte em relação à Lista de Sanções disponibilizada pelo Compliance.
- Caso a área organizacional identifique que a contraparte pretendida é sancionada, o Compliance deverá ser consultado sobre a aplicabilidade e restrições da sanção antes de prosseguir com a transação. Compliance contando com o apoio do nosso departamento Jurídico, orienta a área sobre como proceder.
- Treinamentos e ferramentas são disponibilizados às áreas organizacionais para garantir o cumprimento dos regulamentos de sanções aplicáveis.
- Os membros da nossa alta administração, gestores e força de trabalho devem reportar irregularidades relacionadas à lavagem de dinheiro e violações de sanções por meio do nosso canal de denúncias.
- Monitoramos as transações mais expostas a riscos de lavagem de dinheiro ou sanções e tomamos as medidas cabíveis quando necessário.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Políticas de negociação com informações privilegiadas

Adotamos políticas e procedimentos de negociação com informações privilegiadas que regem a compra, a venda e outras disposições de nossos títulos por diretores, executivos seniores e empregados, que são razoavelmente projetados para promover a conformidade com as leis, regras e regulamentos de negociação com informações privilegiadas aplicáveis e os padrões de listagem aplicáveis a nós. Consulte o Anexo 11.1 deste relatório anual para obter uma cópia de nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Títulos.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Transações com Partes Relacionadas

Nosso objetivo é promover a transparência em nossos procedimentos e conduzir melhores práticas de governança corporativa. Nossa Política de Transações com Partes Relacionadas também visa garantir o processo de tomada de decisão adequado e diligente por parte da nossa administração, observando as condições de mercado ou o pagamento compensatório adequado, em caso de potenciais conflitos de interesse.

Algumas transações com partes relacionadas devem ser previamente analisadas pelo nosso comitê de auditoria quando atendem a determinados critérios estabelecidos em nossa política.

Nossa política prevê um rigoroso procedimento de governança para propostas de transações que envolvam direta ou indiretamente nosso acionista controlador. No caso específico de transações com partes relacionadas a serem aprovadas pelo nosso Conselho de Administração, envolvendo o Governo Federal, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, quando classificadas como fora do curso normal dos negócios pelo nosso Comitê de Auditoria, aplicam-se os seguintes procedimentos: (i) tais transações devem ser analisadas pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê Minoritário antes de serem submetidas ao nosso Conselho de Administração, e (ii) tais transações devem ser aprovadas por dois terços dos membros participando de nossa reunião do Conselho de Administração.

Nossa atual Política de Transações com Partes Relacionadas foi aprovada em julho de 2024.

Para obter informações adicionais sobre nossas transações pendentes com partes relacionadas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, consulte a Nota 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com nosso Conselho de Administração ou Diretores Executivos

As transações diretas com as empresas dos membros do nosso Conselho de Administração ou dos nossos diretores devem seguir as condições de uma transação comercial e as práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum dos membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros próximos de suas famílias teve qualquer interesse direto em qualquer transação que realizamos que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou relevante para nossos negócios durante o ano, e que permaneça de alguma forma excelente ou não executado. Do exercício social anterior até 17 de março de 2026, não celebramos nenhuma transação com as empresas dos membros do nosso Conselho de Administração ou dos nossos diretores. Não temos empréstimos pendentes ou garantias aos membros do nosso conselho de administração, diretores executivos, pessoal-chave da administração ou qualquer membro próximo de suas famílias.

Para obter uma descrição das ações detidas beneficentemente pelos membros do nosso conselho de administração e familiares próximos, consulte “Administradores e Empregados – Administradores – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretores – Propriedade Acionária” neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Transações com o Governo Federal Brasileiro

Nós nos envolvemos, e esperamos continuar a nos envolver, no curso normal dos negócios, em inúmeras transações com nosso acionista controlador, o governo federal brasileiro, e com bancos e outras entidades sob seu controle, incluindo financiamento e operações bancárias, gestão de ativos e outras transações. Essas transações resultaram em um ativo de US\$ 16.760 milhões e um passivo de US\$ 4.969 milhões com o governo federal brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2025.

Além disso, estamos autorizados a investir em valores mobiliários emitidos pelo governo federal brasileiro, desde que atendidos os requisitos legais e regulamentares e tenhamos levado em consideração as melhores práticas de mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de títulos emitidos pelo governo federal brasileiro que foram diretamente adquiridos e detidos por nós totalizava US\$ 552 milhões.

Para obter mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 34 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Controles e Procedimentos

Controles e procedimentos de divulgação

Nós, juntamente com nosso CEO e CFO, avaliamos a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2025. Nosso CEO e CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação eram eficazes para fornecer uma garantia razoável de que as informações que somos obrigados a divulgar nos relatórios que arquivamos ou apresentamos sob o *Exchange Act* estavam sendo registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro dos prazos especificados nas regras e formulários aplicáveis. Eles também concluíram que tais divulgações foram compiladas para e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso CEO e CFO, conforme apropriado, para permitir decisões oportunas sobre a divulgação exigida.

Relatório da Administração sobre Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, manter adequadamente e avaliar a eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros. Tal controle interno é um processo projetado por, ou sob supervisão de nosso CEO e CFO, e efetuado por nosso conselho de administração, administração e outros empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantias razoáveis quanto à confiabilidade das demonstrações financeiras e da preparação de nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com o IFRS, conforme emitido pelo IASB.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação da eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas ao risco de tornarem-se inadequadas devido a mudanças em suas condições e suposições.

Nossa administração avaliou a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros até 31 de dezembro de 2025 com base nos critérios estabelecidos no "Internal Controls – Integrated Framework (2013)" emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission* ("COSO"). Nossa administração concluiu que nosso controle interno sobre relatórios financeiros era eficaz.

Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossa empresa de contabilidade registrada e independente auditou a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros até 31 de dezembro de 2025, conforme declarado em seu relatório, que está incluído aqui.

Alterações no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve alterações significativas em nosso controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2025 que tenham afetado materialmente, ou que sejam razoavelmente prováveis de afetar materialmente, nosso controle interno sobre relatórios financeiros.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Ouvidoria e Investigação Interna

Nosso escritório de ouvidoria geral fornece canais para receber comentários de nosso público interno e externo, como reclamações, solicitações de informações, pedidos gerais, sugestões, elogios e queixas, incluindo relatos de discriminação e todo tipo de assédio.

Para receber reclamações, fornecemos um canal específico para denunciante, operado por uma empresa externa independente, permitindo o anonimato dos informantes.

Todas as reclamações recebidas por meio do canal de denúncias são encaminhadas ao escritório de ouvidoria, que as analisa, classifica e encaminha aos órgãos relevantes para acompanhamento. As denúncias relativas a questões de conformidade (fraude, corrupção e outros assuntos) e violência no local de trabalho (violência sexual, assédio moral, discriminação e retaliação) são encaminhadas ao Diretor de Governança e Compliance, que possui total acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar exaustivamente denúncias dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação pela Corregedoria, caso alguma conclusão indique que um funcionário atual ou ex-funcionário não cumpriu determinada política interna, o caso é encaminhado para processo disciplinar. O resultado do processo é encaminhado ao Comitê de Integridade para decisão, um órgão colegiado que atua de forma independente e se reporta ao Conselho de Administração, podendo ser aplicadas medidas disciplinares e ações corretivas adequadas (de acordo com as leis trabalhistas aplicáveis e as políticas internas).

Continuamos a alocar recursos significativos para investigar alegações de má conduta e responder adequadamente às conclusões das investigações, e para melhorar nossos procedimentos de investigação interna para garantir que as investigações sejam conduzidas de forma completa e eficiente e que medidas disciplinares sejam impostas de maneira justa, uniforme e prontamente. Permanecemos cooperativos com as autoridades, no esforço de descobrir irregularidades e responsabilizar os responsáveis.

Independentemente das conclusões de nossas investigações internas, a fim de mitigar os riscos potenciais de futuras não conformidades com nossas políticas internas, continuamos a desenvolver e implementar medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, incluindo aquelas relacionadas a fraude e corrupção.

Informações aos **Acionistas**



Listagem

Somos uma empresa de capital aberto e estamos listados no Brasil e no exterior da seguinte forma:

-  Ações Ordinárias
-  Ações Preferenciais

		
REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS	CVM	SEC
BOLSA DE VALORES ¹		
GOVERNANÇA CORPORATIVA	NÍVEL 2	NÍVEL 3
AÇÕES E CÓDIGOS ISIN	 PETR3 BRPETRACNOR9  PETR4 BRPETRACNPR6	PBR US71654V4086 PBRA US71654V1017
PREÇO DE FECHAMENTO <i>31 de dezembro de 2025</i>	PETR3 R\$ 33,78 PETR4 R\$ 31,46	PBR R\$ 12,66 PBRA R\$ 11,82
NÚMERO TOTAL DE AÇÕES ² <i>31 de dezembro de 2025</i>	12.888.732.761	
	PETR3: 7.442.231.382 ações PETR4: 5.446.501.379 ações	PBR: 2.096.275.376 ADRs PBRA: 658.390.458 ADRs

CAPITAL TOTAL



Investidores
brasileiros



Grupo
controlador²



Investidores
estrangeiros

¹ Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, na Espanha, desde 2002, sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente.

² Em 31 de dezembro de 2025, o grupo controlador era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Governança Corporativa da B3 – Nível 2

Estamos listados no segmento de listagem de governança corporativa Nível 2 da B3.

Abaixo estão algumas de nossas práticas de governança corporativa devido à nossa listagem no segmento de listagem Nível 2:

- os papéis de nosso comitê de minoritários são expandidos;
- nosso Conselho de Administração é composto por pelo menos 40% de membros independentes;
- divulgamos um calendário anual de eventos corporativos;
- devemos garantir 100% de *tag along* aos detentores de nossas ações preferenciais - nas mesmas condições concedidas aos detentores de nossas ações ordinárias; e
- nossos estatutos preveem a arbitragem como método de resolução de disputas.

Para obter mais informações sobre nossas práticas de governança corporativa, consulte "Ambiental, Social e Governança - Governança Corporativa" neste relatório anual.



Ações e Acionistas

Nosso capital social é composto por ações ordinárias e preferenciais, todas sem valor nominal e denominadas em reais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, o número de nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do total de nossas ações.

Nossas ações são negociadas na B3 e registradas em forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custódia e transferência de ações.

Os detentores de nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ações ordinárias detidas. Os detentores de nossas ações preferenciais não têm direito a voto, exceto: (i) o direito de nomear um membro do nosso Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal; e (ii) certas questões relacionadas às ações preferenciais (como criação, aumento, alterações nas preferências ou criação de uma nova classe), sempre que os direitos dos detentores de ações preferenciais forem prejudicados.

Nos EUA, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por ADRs, são listadas na forma de ADSs na NYSE. Os ADSs são registrados e entregues por um banco depositário (JPMorgan), que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como depositário tanto de nossos ADSs ordinários quanto preferenciais. A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para um ADR.

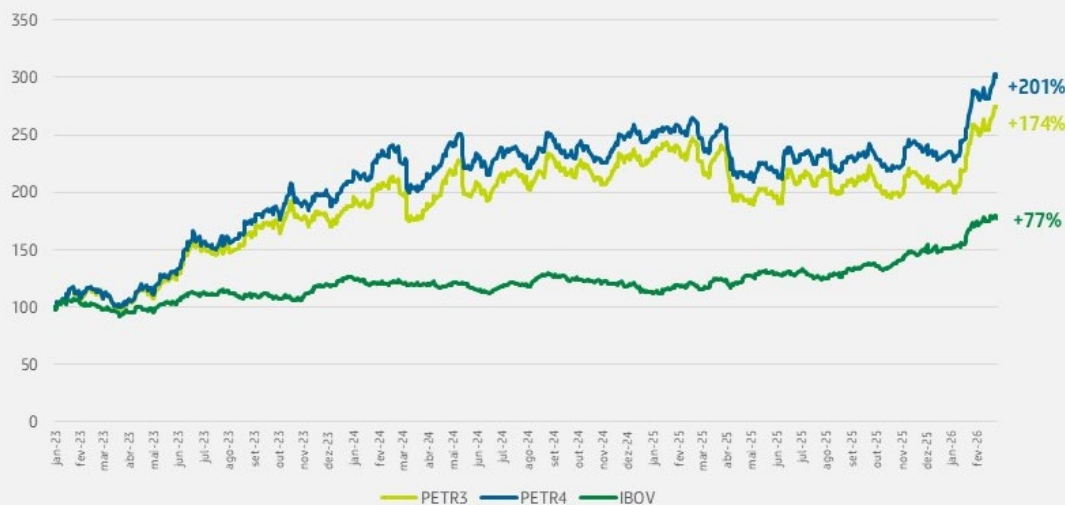
Os direitos dos detentores de ADSs diferem dos direitos dos acionistas. No que diz respeito aos direitos de voto, os detentores de ADSs só podem votar por meio de cédulas de voto por procuração enviadas ao banco depositário de ADSs, enquanto os acionistas têm o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 31 de dezembro de 2025, havia 2.096.275.376 ações ordinárias em circulação e 658.390.458 ações preferenciais representadas por ADSs. Não houve alteração nos últimos cinco anos fiscais no montante do nosso capital social emitido, bem como no número de nossas ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos de voto de nossas ações ordinárias e preferenciais. Em 29 de janeiro de 2025, nosso Conselho de Administração aprovou o cancelamento de 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais mantidas em tesouraria, algumas das quais foram resultado do programa de recompra de ações encerrado em 2024 e outras anteriores ao programa. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia de nossos Estatutos Sociais.

No início de 2026, o valor de nossas ações aumentou e, em 28 de fevereiro de 2026, o preço de nossas ações era de US\$ 16,63 (PBR) e US\$ 15,40 (PBR/A). Em 2025, nossas ações tiveram desempenho inferior ao do IBOV na B3 e ao da ARCA Oil (antiga AMEXOIL) na NYSE. Tanto em 2023 quanto em 2024, nossas ações superaram o desempenho do IBOV na B3 e da ARCA Oil na NYSE.



DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2023¹ N° do Índice = 100 em 01/01/2023

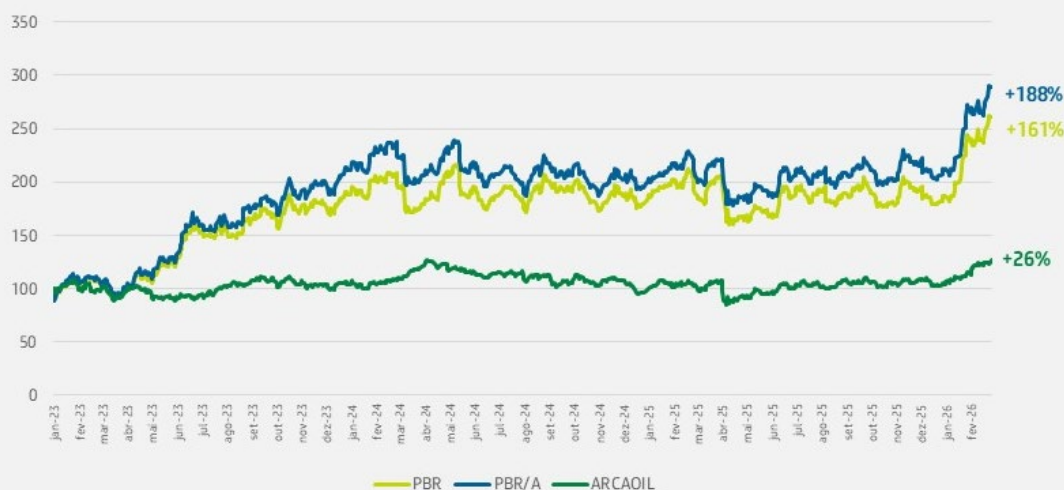


Valorização em 2025:	Ações Ordinárias (PETR3): - 8,6%	Ações Preferenciais (PETR4): - 5,2%	Valor de mercado ² : R\$ 532,2 bilhões / + 9,4%
Valor da ação em 28 de fevereiro de 2026:	R\$ 42,73	R\$ 39,33	IBOV ² : + 53,7%
Valorização LTM de 28 de fevereiro de 2026:	+ 21,0%	+ 21,8%	

¹ Considera dividendos ajustados. ² Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2026.
Fonte: Bloomberg



DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2023¹ N° do Índice = 100 em 01/01/2023



Valorização em 2025:	ADR's representando Ações Ordinárias (PBR): + 1,9%	ADR's representando Ações Preferenciais (PBRA): + 5,7%	Valor de mercado ² : US\$ 103,8 bilhões / + 25,2%
Valor em 28 de fevereiro de 2026:	US\$ 16,63	US\$ 15,40	ARCA OIL ² : + 21,5%
Valorização LTM de 28 de fevereiro de 2026:	+ 37,7%	+ 40,1%	ÓLEO BRENT ² : - 16,8%

¹ Considera dividendos ajustados. ² Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2026.
Fonte: Bloomberg

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



A tabela a seguir apresenta informações sobre a propriedade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 07 de abril de 2026, pelo governo federal brasileiro e determinadas entidades do setor público:

Acionistas	Ações Ordinárias	%	Ações preferenciais	%	Total de ações	%
Governo Federal do Brasil/	3.740.470.811	50,26			3.740.470.811	29,02
BNDES			135.248.258	2,48	135.248.258	1,05
BNDES Participações S.A. – BNDESPar			900.210.496	16,53	900.210.496	6,98
Todos os membros de nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal ⁽¹⁾	223.273.746	3,00	21.960	0,00	223.295.706	1,73
Outros	3.478.486.825	46,74	4.411.020.665	80,99	7.889.507.490	61,21
TOTAL	7.442.231.382	100	5.446.501.379	100	12.888.732.761	100

(1) Considera o número de ações ordinárias de propriedade efetiva de cada entidade, pessoa, executivo ou diretor, determinado de acordo com as regras da SEC, e as informações não são necessariamente indicativas de propriedade efetiva para qualquer outra finalidade.

Para obter informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte "Administração e Empregados" neste relatório anual.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e a Lei nº 13.303/2016, o governo federal brasileiro é obrigado a deter pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto.

Embora o governo federal brasileiro não tenha direitos de voto diferentes dos nossos outros acionistas, ele é obrigado por lei a deter a maioria das nossas ações com direito a voto. Como resultado, qualquer mudança em nosso controle exigiria uma alteração nas leis aplicáveis. Nossos Estatutos Sociais também estabelecem regras aplicáveis a uma potencial transferência de controle de nossos principais acionistas.

A maioria das nossas ações com direito a voto também confere ao governo federal brasileiro o direito de eleger a maioria dos nossos diretores, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter para tal eleição de acordo com nossos Estatutos Sociais.

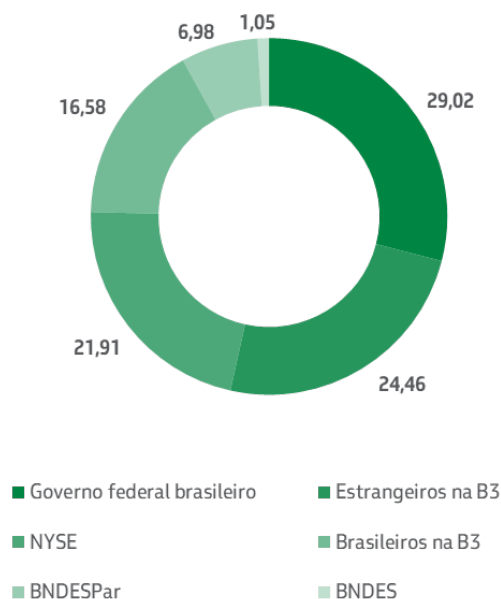
Além disso, nossos Estatutos Sociais afirmam claramente que podemos ter nossas atividades orientadas pelo governo federal brasileiro para contribuir com o interesse público que justificou nossa criação. No entanto, se as diretrizes do governo federal brasileiro nos levarem a assumir obrigações e responsabilidades em condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado que atua no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades serão definidas por lei ou regulamento e terão seus custos e receitas detalhados e divulgados. Além disso, o governo federal brasileiro deverá nos compensar, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico dessa obrigação.

Nossa base acionária inclui mais de 1.000.000 de acionistas na B3 e contas de ADR na NYSE.

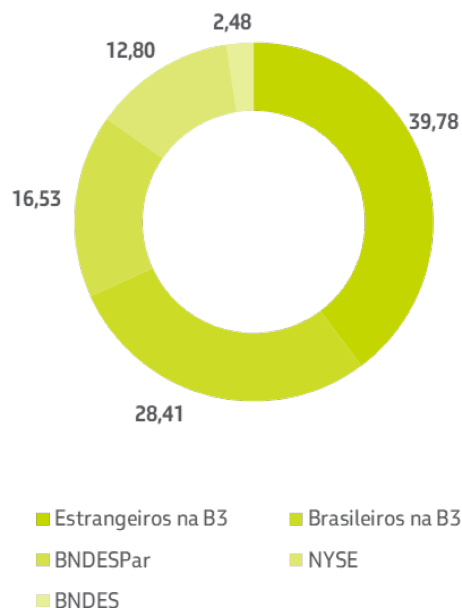
AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



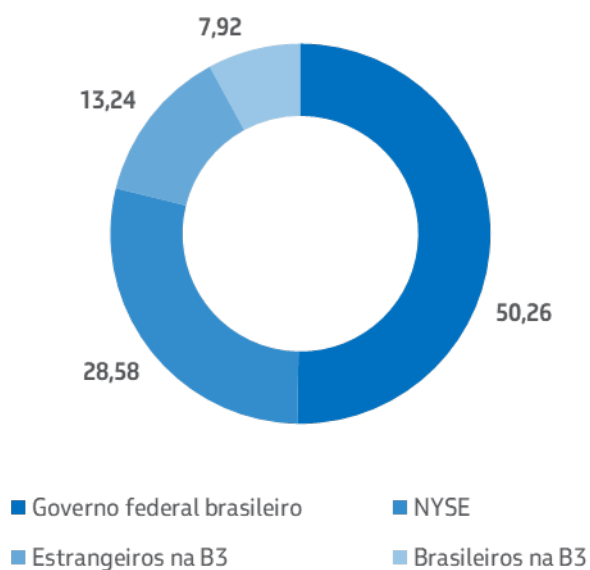
CAPITAL TOTAL⁽¹⁾ (%)



CAPITAL NÃO VOTANTE⁽¹⁾ (%)



CAPITAL VOTANTE⁽¹⁾ (%)



A maior parte de nossos direitos de voto é detida pelo governo federal brasileiro, que detém 50,26% de nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre nossos acionistas em 28 de fevereiro de 2025.

De acordo com as regras da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que tenha eleito membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal de uma empresa pública brasileira, e (iii) pessoa ou grupo de pessoas que representam o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido diretamente ou indiretamente um interesse que exceda (para cima ou para baixo) o limiar de 5%, ou múltiplos desse valor, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve ser divulgado por tal empresa pública brasileira, imediatamente após a aquisição ou venda de ações, para a CVM e a B3.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Compras de títulos patrimoniais pelo emitente e compradores afiliados

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento das ações mantidas em tesouraria, sem redução do capital social.

Período	Número total de ações preferenciais adquiridas	Preço médio pago por ação preferencial	Número total de ações preferenciais adquiridas como parte de planos ou programas anunciados publicamente ⁽¹⁾	Número máximo (ou valor aproximado em dólares) de ações que poderiam ser compradas de acordo com os planos ou programas
Setembro de 2023	28.735.700	6,87	28.735.700	129.081.247
Outubro de 2023	27.596.600	7,03	27.596.600	101.484.647
Novembro de 2023	17.479.900	7,27	17.479.900	84.004.747
Dezembro de 2023	30.251.800	7,16	30.251.800	53.752.947
Janeiro de 2024	15.171.400	7,81	15.171.400	38.581.547
Março de 2024	15.678.200	7,25	15.678.200	22.903.347
Abril de 2024	383.000	7,38	383.000	22.520.347
Mai de 2024	13.012.500	7,24	13.012.500	9.507.847
Junho de 2024	7.159.400	7,25	7.159.400	2.348.447
TOTAL	155.468.500	7,18	155.468.500	2.348.447

(1) Em 3 de agosto de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou um programa de recompra de ações, com um prazo máximo de 12 meses (começando em 4 de agosto de 2023 e terminando em 4 de agosto de 2024), limitado a ... 816.947.

Restrições de Autonegociação

De acordo com nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários, é proibido o uso de informações relevantes ainda não divulgadas, por qualquer pessoa que tenha tido acesso a elas, com o objetivo de obter vantagem, para si ou para outros, por meio da negociação de valores mobiliários.

A Resolução CVM 44/21, individualmente ou em combinação, considera as seguintes situações ao caracterizar o uso de informações relevantes ainda não divulgadas, por qualquer pessoa que tenha tido acesso a elas, com o objetivo de obter vantagem, para si ou para outros, por meio da negociação de valores mobiliários, como ato ilícito ("Informação Privilegiada"):

- a pessoa que negociou valores mobiliários possui informações relevantes ainda não divulgadas e usa essas informações na referida negociação;
- acionistas controladores, diretos ou indiretos, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, e a própria companhia, com acesso a todas as informações relevantes ainda não divulgadas e que negociem valores mobiliários de emissão da companhia;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- as pessoas listadas no inciso II, bem como aquelas que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a empresa e que, ao terem acesso a informação relevante ainda não divulgada, saibam que se trata de Informação Privilegiada;
- um Diretor que deixa a empresa com conhecimento de informações relevantes ainda não divulgadas e usa essas informações para negociar títulos emitidos pela empresa em um período de três meses após deixar a empresa;
- a informação será considerada relevante a partir do momento em que se iniciarem estudos ou análises relacionadas ao assunto, ou se for informação sobre operações corporativas como cisões totais ou parciais, fusões, transformações ou qualquer forma de reorganização societária ou combinação de negócios, alteração no controle da empresa, incluindo a execução, alteração ou rescisão de um acordo de acionistas, decisão de fechamento de capital ou mudança no segmento de negociação de seus valores mobiliários, independentemente de outras questões que também possam constituir fato relevante; e
- são consideradas informações relevantes as informações sobre o pedido de recuperação judicial ou extrajudicial de empresas e o pedido de falência feito pela empresa, a partir do momento em que forem iniciados os estudos ou análises relacionados a esses pedidos.

Período de Vedação

No período de 15 dias antes da divulgação de nossas informações trimestrais e informações anuais, com exceção das disposições sobre planos individuais de investimento/desinvestimento em nossa Política e na Resolução CVM 44/2021; a empresa, acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, estabelecidos por disposição estatutária, estão proibidos de negociar valores mobiliários emitidos pela empresa, ou referenciados a ela, independentemente de esses indivíduos terem conhecimento do conteúdo nas informações contábeis trimestrais da empresa e nas demonstrações financeiras anuais. O período vedado exclui o dia da divulgação das demonstrações financeiras; no entanto, os títulos só poderão ser negociados no dia da divulgação após a divulgação efetiva.

Essa restrição não se aplica a:

- negociação de títulos de renda fixa, quando realizada por meio de operações com compromisso de recompra conjunta pelo vendedor e revenda pelo comprador, em que a liquidação tenha sido predefinida para uma data que pode ser anterior ou na data de vencimento das referidas operações, com rentabilidade ou parâmetros de remuneração predefinidos;
- operações destinadas ao cumprimento de obrigações assumidas antes do início do período de restrição decorrentes de empréstimos de ações, exercício de opções de compra ou venda por terceiros e contratos de compra e venda a termo; e
- negociações realizadas por instituições financeiras e pessoas jurídicas que fazem parte de seu grupo econômico, desde que sejam realizadas em seu curso normal de negócios e em conformidade com os parâmetros estabelecidos na política de negociação da empresa.

Além disso, a restrição não se baseia em uma avaliação sobre a existência de informações relevantes e sua divulgação pendente ou sobre a intenção da atividade de negociação.



O Diretor de Relações com Investidores ("IRO") pode, independentemente da justificativa, estabelecer períodos nos quais a empresa e as Partes Relacionadas não podem negociar títulos emitidos por nós, suas Subsidiárias e Afiliadas (que são empresas de capital aberto). Se essa opção for executada, o IRO deverá indicar claramente o prazo inicial e o prazo final do Período de Blackout, e a empresa e as Partes Relacionadas deverão manter esses períodos em sigilo. A falta de comunicação pela IRO com relação ao Período de Blackout não isentará ninguém de cumprir a Política, bem como as disposições da Resolução CVM 44/21 e outros atos normativos da CVM.

Exceções às restrições de negociação

Qualquer pessoa que mantenha relacionamento com companhia aberta que a torne potencialmente sujeita às presunções referidas no § 1º do artigo 13 da Deliberação CVM 44/21 poderá formalizar plano individual de investimento ou desinvestimento regulando suas negociações com Valores Mobiliários de emissão da companhia ou a eles referenciados, de forma a afastar a aplicabilidade das referidas presunções. O plano individual de investimento será regido pela Resolução CVM nº 44/21.

Resolução de Disputas

Como companhia listada no Nível 2 da B3, nosso Estatuto Social prevê a obrigatoriedade de solução de controvérsias, por meio de *arbitragem* perante a *Câmara de Arbitragem do Mercado*, em relação a qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre nós, nossos acionistas, nossos administradores e membros do nosso Conselho Fiscal, relacionada ou decorrente da aplicação, validade, eficácia, interpretação violação e efeitos das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações aplicável, Lei nº 13.303/2016, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado geral de ações, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento de Arbitragem, do Contrato de Participação e do Regulamento de Sanções do Nível 2.

Entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como nossa empresa e nosso acionista controlador, podem utilizar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas apenas para litígios envolvendo direitos econômicos negociáveis. Como resultado, tais entidades não podem submeter a arbitragem quaisquer direitos considerados não negociáveis segundo a lei brasileira (direitos indisponíveis), como aqueles considerados relacionados ao interesse público. Portanto, não se espera que as decisões do governo federal brasileiro exercidas em qualquer assembleia geral de acionistas, se baseadas ou relacionadas ao interesse público, estejam sujeitas a um processo de arbitragem.

Direito dos Acionistas

Assembleias de Acionistas e Direitos de Voto

Nossos acionistas têm direitos de voto nas assembleias de acionistas para decidir sobre quaisquer assuntos relacionados aos nossos objetivos corporativos e para aprovar quaisquer resoluções que considerem necessárias para nossa proteção e desenvolvimento, exceto por certas questões cuja autoridade para resolver são exclusivamente de responsabilidade de nossos órgãos de governança corporativa.

Nossa assembleia de acionistas anual ocorre em nossa sede, no Rio de Janeiro, Brasil, em abril de cada ano. Além disso, nosso Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil, nossos acionistas ou Conselho Fiscal, podem convocar assembleias de acionistas extraordinárias. Em 2025, nossa reunião foi realizada parcialmente de forma virtual (via videoconferência), de acordo com a Resolução CVM nº 81/2022. Portanto, os acionistas podem participar da reunião por meio da plataforma digital que fornecemos ou pessoalmente em nossa sede. O aviso da assembleia geral anual de acionistas e documentos relacionados devem ser publicados pelo menos 30 dias calendário antes da data agendada para a reunião.

Para os detentores de ADRs, somos obrigados a fornecer aviso ao depositário dos ADRs pelo menos 30 dias calendário antes de uma assembleia de acionistas. Após o recebimento do aviso da assembleia de acionistas, o depositário deve fixar a data de registro dos ADRs e distribuir aos detentores de ADRs um aviso. Este aviso deve conter (i) informações finais específicas para tal voto e reunião e quaisquer materiais de solicitação, (ii) uma declaração de que cada titular na data de registro estabelecida pelo depositário terá direito a instruir o depositário quanto ao exercício dos direitos de voto, sujeito a quaisquer disposições aplicáveis da lei brasileira, bem como nossos estatutos sociais, e (iii) uma declaração sobre a maneira como essas instruções podem ser dadas, incluindo instruções para dar um mandato discricionário a uma pessoa designada por nós.

A participação pessoal ou eletrônica nas assembleias de acionistas não está disponível para os detentores de ADSs, que só podem votar por meio de cartões de voto por procuração enviados ao banco depositário de ADRs.

Quórum

Quórum de presença. Para iniciar, os acionistas representando pelo menos um quarto de nossas ações com direito a voto emitidas e em circulação devem comparecer à nossa assembleia de acionistas, exceto quando o assunto a ser decidido visa emendar nossos estatutos sociais. Neste caso, uma reunião válida requer a presença de acionistas representando pelo menos dois terços de nossas ações com direito a voto emitidas e em circulação. Se o quórum necessário não for atingido, nosso Conselho de Administração poderá convocar uma segunda reunião enviando um aviso pelo menos oito dias calendário antes da nova data da reunião agendada. Os requisitos de quórum de presença não se aplicarão a essa segunda reunião, mas os requisitos de quórum de votação descritos abaixo deverão ser observados.

Quórum de votação. As questões a serem aprovadas em nossa assembleia de acionistas devem ser aprovadas pelos quóruns especificados abaixo.

Matéria aprovada por maioria de votos (dos titulares de ações ordinárias presentes na reunião):

- alterar nossos estatutos sociais;
- aprovar qualquer mudança de capital;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- eleger ou destituir membros de nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes), sujeito ao direito de nossos acionistas preferenciais de eleger ou destituir um membro de nosso Conselho de Administração e de eleger um membro de nosso Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes) e ao direito de nossos empregados de eleger ou destituir um membro de nosso Conselho de Administração;
- receber as demonstrações financeiras anuais preparadas por nossa administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações financeiras da administração, incluindo a alocação do lucro líquido para pagamento do dividendo obrigatório e alocação para as diversas contas de reservas;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto para a emissão de debêntures não conversíveis e não garantidas ou a venda de tais debêntures quando em tesouraria, que podem ser aprovadas por nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista em consideração ao aumento do capital social;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integralmente controladas e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração dos ex-membros de nossa Diretoria Executiva, nosso Conselho de Administração, nosso Conselho Fiscal, incluindo a remuneração devida durante o período de seis meses de perda previsto em nossos estatutos sociais, e dos comitês consultivos;
- aprovar o cancelamento de nosso registro como empresa de capital aberto;
- aprovar os requisitos de nossa política de nomeação, além dos requisitos previstos pela lei aplicável aos conselhos de administração e conselhos fiscais; e
- aprovar, no caso de empresa de capital aberto, a execução de transações com partes relacionadas e a venda ou contribuição de ativos para outra empresa, se o valor da transação corresponder a mais de 50% do valor dos ativos totais listados no último balanço aprovado.

Matéria aprovada por pelo menos metade das ações ordinárias de nosso capital social total:

- reduzir a distribuição de dividendos obrigatórios;
- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- participar de um grupo de empresas, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- alterar nosso objeto social, o que deve ser precedido por uma alteração em nossos estatutos sociais por lei federal, já que somos controlados pelo governo federal brasileiro e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- cisão de uma parte de nossa empresa, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integralmente controladas ou associadas;
- decidir sobre nossa dissolução;
- criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções de qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado em nossos estatutos sociais;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais; e
- criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

Matéria aprovada por um quórum especial:

- Selecionar uma empresa especializada para elaborar a avaliação de nossas ações por valor econômico no caso de cancelamento de nosso registro como empresa de capital aberto, matéria que deve ser aprovada pela maioria dos votos dos titulares das ações em circulação que estiverem presentes na reunião. Segundo a regulamentação do Nível 2 da B3, as ações em circulação significam todas as ações emitidas por uma empresa, exceto as ações detidas pelo acionista controlador, por pessoas vinculadas a tal acionista controlador e por nossos administradores, bem como aquelas ações em tesouraria e ações preferenciais de classe especial cujo objetivo seja garantir direitos políticos diferenciados e serem intransferíveis e propriedade exclusiva da entidade privatizadora. Esta matéria só pode ser discutida em uma assembleia de acionistas instalada com a presença de pelo menos 20% dos titulares das ações em circulação em uma primeira chamada, ou a presença de qualquer número de titulares das ações em circulação em uma segunda chamada.

De acordo com a Lei nº 13.303/2016, nenhuma decisão tomada em qualquer assembleia de acionistas pode alterar o status corporativo da nossa empresa (ou seja, *sociedade anônima*).

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, se um acionista tiver um conflito de interesses com uma empresa em relação a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar em qualquer decisão relacionada a essa transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista com conflito de interesses pode ser anulada e tal acionista pode ser responsabilizado por quaisquer danos causados e ser obrigado a devolver à nós qualquer ganho que possa ter obtido como resultado da transação.

Também de acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, os acionistas minoritários representando pelo menos 10% de nosso capital com direito a voto têm o direito de exigir que seja adotado um procedimento de voto cumulativo para conceder a cada ação ordinária tantos votos quantos forem os membros do conselho de administração e dar a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente em apenas um candidato do nosso conselho de administração ou distribuir seus votos entre vários candidatos. Conforme as regulamentações promulgadas pela CVM, o requisito de limite de 10% para o exercício de procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzido dependendo do montante do capital social que possuímos. Para uma empresa como a nossa, o limite é de 5%. Portanto, os acionistas representando 5% de nosso capital com direito a voto podem exigir a adoção do procedimento de voto cumulativo.

Quanto ao direito de nomear membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, destacam-se os seguintes pontos:

- nossos acionistas preferenciais minoritários que, juntos, detêm pelo menos 10% do capital social total (excluindo as ações detidas pelo nosso acionista controlador) têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração em uma assembleia de acionistas, por meio de um procedimento de votação separado;
- nossos acionistas comuns minoritários têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração, se um número maior de diretores não for eleito por tais acionistas minoritários por meio do procedimento de votação cumulativa;
- nossos empregados têm o direito de eleger diretamente um membro do nosso Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação separado, conforme a Lei nº 12.353/10; e

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- sujeito às disposições da lei aplicável, o Ministro da Economia do Brasil tem o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração.

A Lei das Sociedades por Ações do Brasil e nossos Estatutos Sociais estabelecem que, independentemente do exercício pelos nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de votação cumulativa, o governo federal brasileiro sempre tem o direito de nomear a maioria dos membros de nosso conselho de administração e nosso conselho fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além de seus direitos de voto, os acionistas têm os seguintes direitos:

Direitos de preferência: Cada um de nossos acionistas tem um direito geral de preferência para subscrever ações ou títulos conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária. Um período mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital é garantido para o exercício do direito, e o direito é transferível. Sob nossos Estatutos Sociais e a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, e sujeito à exigência de aprovação pelos acionistas de qualquer aumento necessário em nosso capital autorizado, nosso Conselho de Administração pode decidir não estender os direitos de preferência aos nossos acionistas, ou reduzir o período de 30 dias para o exercício dos direitos de preferência, em cada caso, com relação a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou warrants no contexto de uma oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, detentores de ADSs e detentores de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto em circunstâncias descritas acima, direitos de preferência para subscrever qualquer classe de nossas ações recém-emitidas. No entanto, os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações ordinárias e preferenciais subjacentes aos seus ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários esteja eficaz em relação a esses direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da Lei de Valores Mobiliários esteja disponível.

Para mais informações, consulte "Riscos – Fatores de Risco – Riscos relacionados a ações e títulos de dívida" neste relatório anual.

Resgate e direitos de retirada: A Lei das Sociedades por Ações do Brasil estabelece que, em circunstâncias limitadas, os acionistas têm o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber pagamento pela parte do patrimônio líquido do acionista atribuível à sua participação acionária.

Este direito de retirada pode ser exercido pelos titulares das ações ordinárias ou preferenciais afetados adversamente, desde que certas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil sejam atendidas, no caso de decidirmos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções para qualquer outra classe de ações preferenciais;
- alterar as preferências, privilégios, condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa;
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido pela Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nossos objetivos sociais;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- cisão de uma parte da nossa empresa;
- transferir todas as nossas ações para outra empresa ou receber ações de outra empresa para nos tornar uma subsidiária integral, conhecida no Brasil como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra empresa a um preço que exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações do Brasil.

Este direito de retirada também pode ser exercido no caso de a entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma empresa listada e nós não negociarmos novas ações no mercado secundário, dentro de 120 dias a partir da data da assembleia de acionistas que aprovar a transação, de acordo com as regulamentações aplicáveis da SEC.

Considerando que nossos Estatutos Sociais não preveem regras para determinar qualquer valor de resgate, nos termos da Lei das Sociedades por Ações do Brasil, qualquer resgate de ações decorrente do exercício desses direitos de retirada seria realizado com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço aprovado pelos nossos acionistas. No entanto, se uma assembleia de acionistas que dê origem a direitos de resgate ocorreu mais de 60 dias após a data do último balanço aprovado, um acionista teria direito a exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo balanço patrimonial datado dentro de 60 dias após tal assembleia de acionistas. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do valor do reembolso calculado com base no último balanço e, após a elaboração do balanço patrimonial especial, pagaríamos o saldo dentro de 120 dias a partir da data da resolução da assembleia de acionistas. O direito de retirada caduca 30 dias após a publicação da ata da assembleia de acionistas que aprovou os assuntos descritos acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem a direitos de retirada dentro de dez dias após a publicação da ata da reunião que ratificar a decisão se o pagamento do preço de reembolso das ações aos acionistas discordantes comprometer a nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Direitos de conversão: Nossas ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais, nem as ações preferenciais são conversíveis em ações ordinárias.

Responsabilidade dos nossos acionistas por novas chamadas de capital: Nem a Lei das Sociedades por Ações do Brasil nem nossos Estatutos Sociais preveem responsabilidade dos nossos acionistas por novas chamadas de capital. A responsabilidade dos nossos acionistas pelo capital social está limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos não sujeitos a renúncia: De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, nem os Estatutos Sociais de uma empresa nem as decisões tomadas em uma assembleia de acionistas podem privar um acionista de alguns direitos específicos, tais como o direito de:

- participar na distribuição de lucros;
- participar de quaisquer ativos residuais remanescentes no caso de nossa liquidação;
- supervisionar a gestão do negócio corporativo, conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações do Brasil;
- exercer direitos de preferência no caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou warrants de subscrição (exceto em relação a uma oferta pública desses títulos, conforme estabelecido nos Estatutos Sociais); e
- retirar-se de nós nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações do Brasil.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Remuneração dos acionistas

Pagamento de Dividendos, Juros sobre Capital e Recompra

Os pagamentos aos nossos acionistas estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações brasileira e às leis e regulamentos locais aplicáveis, bem como aos nossos Estatutos Sociais e à nossa política de remuneração aos acionistas.

Nossa política de remuneração aos acionistas, aprovada em julho de 2023, prevê o pagamento de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio – JCP e/ou a recompra de ações de nossa emissão ("buyback").

A recompra, quando ocorrer, deverá ser realizada por meio de programa estruturado aprovado pelo Conselho de Administração. O pagamento de dividendos e/ou juros sobre o capital para cada exercício fiscal deve ser aprovado pelos nossos acionistas na assembleia geral ordinária de acionistas.

No que diz respeito ao pagamento de dividendos e/ou juros sobre o capital, os lucros são distribuídos às ações em circulação na proporção do número de ações detidas por cada acionista na data de registro aplicável. Nossas ações preferenciais têm preferência na distribuição de dividendos e juros sobre capital. Portanto, o pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital aos detentores de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detido pelos detentores de ações preferenciais. Em nossa Política atual, definimos que os pagamentos de distribuição de dividendos devem ser feitos trimestralmente.

O pagamento de juros sobre o capital aos nossos acionistas está sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, conforme as leis fiscais brasileiras, o que não é aplicado aos pagamentos de dividendos. Os detentores de ADRs também estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte, salvo disposição em contrário pela legislação aplicável a eles.

Emenda legislativa. De acordo com a Lei Brasileira nº 15.270, de 26 de novembro de 2025, a partir de janeiro de 2026, o pagamento de lucros e dividendos pela mesma pessoa jurídica, dentro do mesmo mês, em valor superior a R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) por mês, estará sujeito à retenção e recolhimento de 10% de imposto de renda retido na fonte (IRRF) sobre o valor pago.

Nossa política atual de remuneração aos acionistas estabelece os seguintes parâmetros para a distribuição da remuneração, que devem ser seguidos nas decisões do Conselho de Administração e nas propostas da Administração para a Assembleia Geral Anual:

1. Estabelecemos uma compensação mínima anual de US\$4 bilhões para os exercícios fiscais em que o preço médio do Brent esteja acima de US\$40/bbl, que pode ser distribuída independentemente do nosso nível de endividamento, desde que os princípios estabelecidos na política sejam observados.
 - 1.1. A compensação anual mínima será a mesma para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que exceda o valor mínimo para as ações preferenciais estabelecido em nosso Estatuto Social.
2. Em caso de endividamento bruto igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no Plano Estratégico 2050 e no Plano de Negócios 2026-30 e resultado positivo acumulado, a ser verificado no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, distribuiremos aos nossos acionistas 45% do fluxo de caixa livre, conforme equação abaixo, desde que o resultado dessa fórmula seja superior ao valor previsto no item 1 e não comprometa nossa sustentabilidade financeira:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Remuneração dos acionistas: 45% do Fluxo de Caixa Livre

Fluxo de caixa livre: fluxo de caixa operacional menos aquisições de propriedades, instalações e equipamentos, ativos intangíveis e participações acionárias.

Fluxo de caixa operacional: fundos líquidos gerados pelas atividades operacionais demonstrados no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa.

Aquisições de ativos fixos e ativos intangíveis e participações societárias: pagamentos feitos por nós para a aquisição de propriedade, planta e equipamento, ativos intangíveis e participações societárias, apresentados no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa. As aquisições de participações societárias incluem contribuições, adiantamentos para aumento de capital futuro e aquisição e/ou aumento da participação percentual, incluindo em subsidiárias. Os recibos e/ou pagamentos de outras transações de atividades de investimento e financiamento apresentadas no demonstrativo consolidado de fluxo de caixa não serão adicionados, assim como os pagamentos relacionados à recompra de ações emitidas por nós.

3. Em casos excepcionais, podemos distribuir remuneração extraordinária aos acionistas, excedendo o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos nos itens 1 e 2, desde que a nossa sustentabilidade financeira seja preservada.

Além disso, podemos, excepcionalmente, aprovar a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na ausência de lucro líquido, desde que as regras referentes a dividendos estabelecidas na Lei nº 6.404/76 sejam cumpridas e os critérios definidos na política de remuneração aos acionistas sejam observados. Em todos os cenários de distribuição, a remuneração aos acionistas deve seguir as regras estabelecidas na Lei 6.404/76 (por exemplo, Artigos 201 a 205: dividendo obrigatório; dividendos sobre ações preferenciais; dividendos intermediários; pagamento de dividendos) em nossos Estatutos Sociais, e não deve comprometer nossa sustentabilidade financeira a curto, médio e longo prazo.

Conforme nossos Estatutos Sociais, dividendos intermediários e dividendos intermediários e juros sobre capital serão alocados como dividendo mínimo obrigatório conforme estabelecido pela Lei das Sociedades por Ações, inclusive para o pagamento dos dividendos prioritários mínimos de ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95, conforme alterada, prevê a distribuição de juros sobre capital aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Tais juros são limitados à variação pró rata diária da taxa de juros TJLP. O pagamento ou crédito efetivo de juros sobre capital depende da existência de lucros, calculados antes de deduzir juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior ao dobro do valor dos juros a serem pagos ou creditados.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre capital como despesa dedutível para o cálculo do lucro real, mas a dedução não pode exceder o maior de:

- 50% do lucro líquido antes de considerar tal distribuição, caso sejam consideradas despesas, com base no lucro calculado após levar em consideração quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o lucro líquido e antes de deduzir o imposto de renda para o período em que o pagamento é feito; ou
- 50% dos lucros acumulados e reservas de lucros.

Com relação à distribuição de remuneração, nossos acionistas também devem considerar o seguinte:

- **Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos detentores ou acionistas de ADSs, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito a impostos brasileiros retidos na fonte a uma

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



alíquota de 17,5% (em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026), ou 25%, sujeito a possível redução por um tratado fiscal aplicável. A alíquota de 25% se aplica apenas se o beneficiário for residente em paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre capital, líquido de qualquer imposto retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição obrigatória de dividendos. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após o pagamento por nós dos impostos retidos na fonte brasileiros aplicáveis em relação à distribuição de juros sobre capital, seja pelo menos igual ao dividendo mínimo obrigatório conforme estabelecido pela lei brasileira.

Para mais informações sobre a tributação brasileira de ADSs e nossas ações, consulte "Legal e Fiscal - Tributação - Tributação relacionada às ADSs e nossas ações ordinárias e preferenciais" neste relatório anual.

- **Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nossos Estatutos Sociais, os dividendos geralmente devem ser pagos dentro de 60 dias após a data em que forem declarados, a menos que uma resolução dos acionistas estabeleça outra data de pagamento, que, em qualquer caso, deve ocorrer antes do final do ano fiscal em que o dividendo foi declarado.
- **Ajustes:** Nosso Conselho de Administração poderá aprovar o pagamento de dividendos antecipados ou juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas, os quais, para fins de cálculo do valor total distribuído aos acionistas em determinado exercício social, serão devidamente ajustados pela taxa SELIC desde a data do pagamento até o final do exercício social.
- **Dividendos não reclamados:** Os acionistas têm um período de três anos a partir da data de pagamento do dividendo para reivindicar os dividendos ou pagamentos de juros sobre capital com relação às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reclamados reverte para nós.

Espera-se que nossas distribuições totais aos acionistas para 2025 sejam de US\$ 7.507 milhões e serão votadas na assembleia geral anual de nossos acionistas a ser realizada em abril de 2026. Para mais informações, consulte a Nota 32.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Distribuição obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nossos Estatutos Sociais, devemos cumprir duas distribuições mínimas obrigatórias de dividendos, ambas previstas em nossa política de remuneração aos acionistas:

- devemos pagar pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado, após deduzir as alocações para a reserva legal e outras alocações eventualmente exigidas pela Lei das Sociedades por Ações do Brasil; e
- os detentores de nossas ações preferenciais têm prioridade para receber o valor do dividendo obrigatório, bem como para receber um pagamento no caso de reembolso de capital. Eles também têm direito a dividendos preferenciais mínimos anuais não cumulativos no caso de declararmos dividendos iguais ao maior valor entre (a) 5% de sua parcela proporcional do nosso capital integralizado, ou (b) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Na medida em que declaramos dividendos em nossas ações ordinárias em um determinado ano em um montante que excede os dividendos preferenciais mínimos, os detentores de ações preferenciais têm direito a um valor adicional de dividendo por ação no mesmo valor por ação pago aos detentores de ações ordinárias. Os detentores de ações preferenciais também participam igualmente com os acionistas ordinários nos aumentos de capital decorrentes da incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades Anônimas, no entanto, permite que uma empresa de capital aberto, como a nossa, suspenda a distribuição mínima obrigatória de dividendos caso nosso Conselho de Administração e nosso Conselho Fiscal informem à assembleia geral ordinária de acionistas que a distribuição não seria aconselhável devido à nossa condição financeira. Nesse caso, nosso Conselho de Administração deve apresentar à CVM uma explicação para a suspensão da distribuição de dividendos. Os lucros não distribuídos devido a essa suspensão devem ser alocados em uma reserva especial e, se não absorvidos por perdas subsequentes, devem ser distribuídos assim que nossa condição financeira permitir tais pagamentos.

Alocação do lucro líquido

Em cada assembleia geral anual de acionistas, nosso Conselho de Administração e Diretores Executivos são obrigados a recomendar como alocar o lucro líquido do exercício fiscal anterior. A Assembleia Geral de Acionistas pode discordar de tal recomendação e decidir por outras alocações, como a alocação para as reservas estatutárias. De acordo com a Lei Societária brasileira, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estatutárias dos empregados, gerentes e partes beneficiárias.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, um montante igual ao nosso lucro líquido, adicionalmente reduzido pelos valores alocados à reserva legal, à reserva de investimento em incentivos fiscais, à reserva de contingência ou à reserva de lucros não realizados estabelecida por nós em conformidade com a legislação aplicável (discutida abaixo) e aumentado pelas reversões de reservas constituídas em anos anteriores, está disponível para distribuição aos acionistas em um determinado ano. Após a distribuição dos dividendos preferenciais, uma porcentagem do lucro líquido pode ser alocada a uma reserva de contingência para perdas antecipadas que são consideradas prováveis para os anos futuros. Qualquer montante assim alocado em um ano anterior deve ser ou (i) revertido no ano fiscal em que os motivos que justificam a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado no caso de ocorrer a perda antecipada.

Uma parte do lucro líquido proveniente de doações ou subsídios governamentais para investimentos também pode ser alocada para a criação de uma reserva de incentivo fiscal.

Se o valor da distribuição obrigatória, determinado sem deduzir o montante dos lucros não realizados de sua base de cálculo, exceder a soma dos lucros líquidos realizados em um determinado ano, esse excesso pode ser alocado a uma reserva de receita não realizada. A Lei das Sociedades por Ações define lucro líquido realizado como o montante de lucro líquido que excede a soma do resultado líquido positivo dos ajustes de patrimônio líquido e dos lucros ou receitas das operações cujos resultados financeiros ocorrem após o término do próximo exercício fiscal subsequente. Desde que sejamos capazes de fazer a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um montante equivalente a 0,5% do capital subscrito e integralizado no final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é utilizada para custear os programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado desta reserva não pode exceder 5% do capital social subscrito e integralizado. Além disso, podemos alocar até 70% do lucro líquido ajustado do ano para uma reserva de remuneração de capital, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações do Brasil e a Política de Remuneração de Acionistas, até o limite do capital social. O objetivo da reserva é garantir recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio ou outras formas de remuneração aos acionistas previstas por lei, dividendos intermediários ou intercalares, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e incorporação ao capital social. O saldo acumulado das

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



duas reservas, juntamente com o saldo das outras reservas de lucros, de acordo com o art. 199 da Lei das Sociedades Anônimas, não poderá exceder o capital social.

A Lei das Sociedades por Ações brasileira também prevê a retenção de lucros, que não pode ser aprovada no caso de distribuição de dividendos obrigatória e deve estar de acordo com os termos do nosso orçamento de capital previamente aprovado pela assembleia de acionistas. Uma parte de nosso lucro líquido que excede a distribuição mínima obrigatória pode ser alocada para financiar necessidades de capital de giro e projetos de investimento, desde que essa alocação seja baseada em um orçamento de capital previamente aprovado por nossos acionistas. Orçamentos de capital para mais de um ano devem ser revisados em cada assembleia anual de acionistas.

A criação de reservas estatutárias e a retenção de lucros não podem ser aprovadas em detrimento do dividendo obrigatório.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Informações adicionais para acionistas não brasileiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente na B3 (para não residentes brasileiros) ou por meio de ADRs na NYSE. Não há restrições à propriedade de nossas ações ordinárias ou preferenciais no Brasil por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil e todas elas têm direito às prerrogativas e preferências de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

A capacidade de converter pagamentos de dividendos e receitas provenientes da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de remeter tais valores para fora do Brasil está sujeita a restrições previstas na legislação sobre investimentos estrangeiros (controles cambiais brasileiros). No entanto, se os investidores estrangeiros estiverem registrados na CVM, de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024, eles poderão usar os pagamentos de dividendos e os recursos provenientes da venda de ações para comprar e vender títulos diretamente na B3, o que geralmente exige, entre outras etapas, o registro do investimento relevante no Banco Central do Brasil. No entanto, qualquer detentor não brasileiro que se registre na CVM de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024 pode comprar e vender títulos diretamente na B3. Tais detentores não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil que será obrigado, entre outras atribuições, a registrar e manter atualizado junto ao Banco Central do Brasil o registro de todas as transações desses investidores na B3.

O direito de converter pagamentos de dividendos e receitas provenientes da venda de ações em moeda estrangeira e remeter tais valores para fora do Brasil também pode estar sujeito a restrições conforme a legislação de investimento estrangeiro. Se houver restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior, isso poderá dificultar ou impedir a Central Depositária, como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelos ADSs, ou os detentores registrados que tenham trocado os ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou os recursos provenientes da venda de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares americanos e remeter os dólares americanos para o exterior.

Detentores não brasileiros na B3

De acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

- designar pelo menos um representante no Brasil, com poderes para realizar ações relacionadas ao investimento do investidor;
- registrar-se como investidor estrangeiro na CVM;
- nomear pelo menos um custodiante autorizado no Brasil para os investimentos do investidor;
- registrar todos os investimentos em carteira do investidor estrangeiro no Brasil, por meio do representante do investidor, no Banco Central do Brasil; e
- cumprir com outros requisitos previstos na Resolução CVM nº 13/2024.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá operar nos mercados financeiro e de capitais brasileiros.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos pelos investidores nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários detidos nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024 e da Resolução CVM nº 13/2024 deve ser realizada nas bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, exceto para transferências resultantes de transações privadas.

Titulares de ADS

A Resolução Conjunta nº 13/2024 permite que empresas brasileiras emitam certificados de depósito de ações em mercados de câmbio. A Resolução CVM 13 é a norma que atualmente trata do registro desses investidores junto à CVM. Atualmente, temos um programa de ADR (*American Depositary Receipt*) para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registrado na CVM e no Banco Central do Brasil. Os recursos provenientes da venda de ADSs por detentores fora do Brasil estão livres dos controles cambiais brasileiros.

Desde 2 de janeiro de 2020, a JPMorgan é a depositária de nossas ADSs comuns e preferenciais. A depositária registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais atualmente representa (i) duas ações (ou um direito de receber duas ações) depositadas junto a um agente da depositária atuando como custodiante, e (ii) quaisquer outros títulos, numerário ou outros bens que possam ser detidos pelo depositário. O escritório de confiança corporativa da Depositária, onde as ADSs serão administradas, está localizado no 383 Madison Avenue, 11º andar, Nova York, Nova York 10179, Estados Unidos.

A Depositária obteve do Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro em relação aos nossos programas de ADR existentes. Conforme o registro, o custodiante e a Depositária poderão converter dividendos e outras distribuições referentes às ações relevantes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter os recursos para fora do Brasil.

No caso de um detentor de ADSs trocar ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o detentor deverá obter o registro como investidor estrangeiro no Brasil, de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024, nomeando um representante local e obtendo um certificado de registro do Banco Central do Brasil. A falta de adoção dessas medidas pode sujeitar o detentor à impossibilidade de converter os proventos da disposição das ações pertinentes ou distribuições relacionadas a elas em moeda estrangeira e de remeter os proventos para fora do Brasil. Além disso, o detentor pode estar sujeito a um tratamento tributário brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs. Se o investidor estrangeiro residir em uma jurisdição de paraíso fiscal, também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável.

Para obter mais informações, consulte "Riscos - Fatores de Risco - Riscos relacionados a ações e títulos de dívida" e "Legal e Fiscal - Tributação - Tributação relacionada aos ADSs e nossas Ações Comuns e Preferenciais" neste relatório anual.

Taxas a serem pagas pelos detentores de ADSs

O Depositário poderá cobrar várias taxas dos detentores de ADSs, incluindo: (i) uma taxa anual de US\$ 0,05 (ou menos) por ADS para administrar o programa de ADRs e (ii) valores referentes a despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos detentores de ADSs, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão de fac-símile ou conversão de moeda estrangeira em dólares norte-americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, buscar o pagamento diretamente faturando os investidores ou deduzindo o valor aplicável das distribuições em dinheiro. Os detentores de ADSs também podem ser obrigados a pagar taxas adicionais por determinados serviços prestados pelo Depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Serviços do Depositário	Taxas a serem pagas pelos detentores de ADSs
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de distribuição de ações ou direitos ou outros ativos	US\$ 5,00 (ou menos) por 100 ADSs (ou parte correspondente)
Distribuição de dividendos	US\$ 0,05 (ou menos) por ADS
Cancelamento de ADSs com o objetivo de retirada	US\$ 5,00 (ou menos) por 100 ADSs (ou parte correspondente)

Taxas Pagas pelo Depositário

O Depositário reembolsa-nos por certas despesas que incorremos relacionadas à administração e manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis incluem, entre outras, despesas de relações com investidores, taxas de listagem e honorários legais.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Legal^e *Fiscal*



Regulamentação

Regulamentação de negócios

Exploração e Produção

Nos termos da lei brasileira, o governo federal detém a propriedade de todas as acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção dessas acumulações de petróleo e gás natural no país. Existem três tipos diferentes de contratos de E&P: (i) Regime de Concessão; (ii) Partilha de Produção; e (iii) Transferência de Direitos.

REGIME DE CONCESSÃO

Até 1997, éramos o agente exclusivo do governo federal brasileiro para realizar a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

Em 1997, o governo federal brasileiro estabeleceu um arcabouço regulatório baseado em concessões e criou uma agência reguladora independente para regular a indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, conhecida como ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Este arcabouço e a ANP criaram um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás.

O arcabouço regulatório baseado em concessões nos concedeu o direito de explorar reservas de petróleo em cada um de nossos campos já existentes em produção, sob contratos de concessão, por um prazo inicial de 27 anos a partir da data em que foram declarados comercialmente rentáveis. Esses são conhecidos como os contratos de concessão "Rodada Zero". Esse período inicial de 27 anos para produção pode ser prorrogado mediante solicitação do concessionário, sujeito à aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não estavam sujeitas a concessões tornaram-se disponíveis para licitação pública realizada pela ANP. Nós participamos dessas licitações tanto de forma independente quanto por meio de parcerias com empresas privadas (como operadora ou não-operadora, em uma análise caso a caso).

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e conforme nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos direito ao petróleo e gás explorados das áreas concedidas e somos obrigados a distribuir ao governo federal brasileiro uma parte das receitas correspondentes.

Para obter informações relacionadas à tributação sob o regime de concessão de petróleo e gás, consulte o item "Legal e tributário - Tributação - Assunção do governo em diferentes regimes regulatórios" neste relatório anual.

REGIME DE CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO PARA ÁREAS PRÉ-SAL NÃO LICENCIADAS E POTENCIALMENTE ESTRATÉGICAS

Descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal da Bacia de Campos e da Bacia de Santos motivaram uma mudança na legislação relativa às atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Em 2010, foram promulgadas leis para regular contratos sob um regime de partilha de produção na área do pré-sal, conforme definido pela Lei nº 12.351/2010 e em áreas potencialmente estratégicas. A legislação promulgada não impactou os contratos de concessão.

Não somos obrigados a ser o operador exclusivo das áreas do pré-sal, mas antes de qualquer rodada de licitação, o governo federal brasileiro deve nos oferecer o direito de manifestar nosso interesse em exercer o direito de preferência para operar os blocos sob o regime de partilha de produção com no mínimo 30% de participação. Caso não haja proposta para as áreas às quais expressamos interesse, aquela área não será

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

concedida e, portanto, não temos mais obrigações remanescentes. O direito de preferência só se torna efetivo em (i) casos de propostas vencedoras acima do lucro mínimo em óleo, caso decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos previamente manifestado interesse e (ii) casos em que a proposta vencedora esteja no lucro mínimo em óleo, então somos obrigados a ser o operador, com mínimo de 30% de participação, conforme aplicável de acordo com a Resolução Governamental pertinente. Independentemente de exercermos nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo de licitação para aumentar nossa participação em qualquer uma das áreas do pré-sal.

A licitante vencedora será a empresa que oferecer ao governo federal brasileiro o maior percentual de “petróleo lucro”, que é a receita bruta da produção de determinado campo após dedução dos royalties e “petróleo custo”, que é o custo associado com a produção de petróleo. A taxa de royalties é de 15% aplicável à produção bruta de petróleo e gás natural e não há nenhuma outra taxa governamental a pagar ao governo federal brasileiro.

Os contratos de partilha de produção são celebrados entre as empresas privadas vencedoras da licitação, a empresa estatal não operacional PPSA, que representa os interesses do governo federal brasileiro nos contratos de partilha de produção e administra a participação do governo federal brasileiro do petróleo lucro e a ANP. A PPSA participa dos comitês operacionais, com voto de qualidade e poder de veto, e administra e controla os respectivos custos, tudo isso de acordo com cada contrato específico de partilha de produção.

CESSÃO ONEROSA

Em 2010, celebramos um acordo com o governo federal brasileiro, segundo o qual o governo nos atribuiu o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal, sujeito a um limite máximo produção de cinco bilhões de boe. O preço inicial do contrato pelos nossos direitos sob o Acordo de Transferência de Direitos foi de US\$ 42,5 bilhões (R\$ 74,8 bilhões), que foi pago integralmente em 1º de setembro de 2010.

Tanto a Lei nº 12.276/2010 (a “Lei de Cessão Onerosa”) quanto o Acordo de Cessão Onerosa preveem um procedimento de revisão. O principal objetivo do procedimento de revisão é verificar se o preço pago ao governo federal brasileiro por nós em 2010 foi adequado em relação ao preço pela outorga dos direitos de explorar e produzir cinco bilhões de barris de óleo equivalente em determinadas regiões do pré-sal. áreas.

De acordo com o Acordo de Cessão Onerosa, a revisão deverá ser baseada em relatórios técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes a serem contratadas pela ANP e pela cessionária, que deverão considerar as melhores práticas da indústria do petróleo, incluindo os seguintes itens: (a) informações contidas no relatório final do programa exploratório obrigatório (conforme tal termo é definido no Contrato de Cessão Onerosa); (b) os preços de mercado do petróleo e do gás natural; e (c) especificação do produto que está sendo produzido. Além disso, conforme previsto no Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deverá seguir as premissas previstas em tal contrato.

Foi criado um comitê interno para negociar a revisão do Acordo de Cessão Onerosa com representantes do governo federal brasileiro (ou seja, representantes do MME, do Ministério da Fazenda e da ANP). As negociações resultaram na revisão do Acordo de Cessão Onerosa que foi submetido à análise do TCU, por recomendação do MME.

Em 2019, a alteração do Acordo de Cessão Onerosa foi aprovada por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética.

A alteração consolida um dos vários cenários discutidos entre o governo federal brasileiro e nossas comissões e resultou em um crédito de US\$ 9,058 bilhões em nosso favor, que foi integralmente pago em dezembro de 2019. Adicionalmente, a alteração estabelece novos percentuais de conteúdo local: 25% para construção de poço; 40% para sistema de coleta e descarte da produção; e 25% para unidade estacionária

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

de produção. Para obter informações relacionadas ao novo modelo de tributação para o setor de petróleo e gás ("Repetro"), consulte "Legal e Fiscal - Tributário - Atuação do Governo em Diferentes Regimes Regulatórios" neste relatório anual.

ALIENAÇÃO DE DIREITOS E OBRIGAÇÕES EM CONTRATOS DE UNITIZAÇÃO DA PRODUÇÃO

Em janeiro de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.164/2025, que inseriu o Capítulo VI-A na Lei nº 12.351/2010, estabelecendo um novo marco regulatório para a transferência dos direitos e obrigações da União decorrentes dos Acordos de Unitização da Produção (AIPs) em áreas não licenciadas ou não concedidas na região do Pré-sal e em áreas consideradas estrategicamente significativas.

A legislação autoriza o governo federal a transferir seus direitos e obrigações por meio de licitação pública conduzida em formato de leilão, com o objetivo de otimizar a monetização de ativos de petróleo em reservatórios compartilhados. A PPSA é responsável por preparar os editais de licitação e conduzir os leilões, enquanto o CNPE estabelece os valores mínimos e os parâmetros técnicos e econômicos aplicáveis aos processos de licitação.

Os licitantes vencedores ficarão sub-rogados nos direitos e obrigações do governo federal, assumindo uma posição equivalente à de outros não operadores em áreas adjacentes, sem qualquer transferência das prerrogativas exclusivas da PPSA. Os lances são avaliados com base no maior valor oferecido, com pagamento devido em 90 dias, e a legislação prevê expressamente que o governo federal não fornecerá nenhuma garantia nem assumirá nenhum risco com relação a isso.

A lei também prevê sua aplicação excepcional a contratos de compartilhamento de produção com relação à transferência do excedente de petróleo do governo federal.

Refino, Transporte e Comercialização

Com relação ao refino de petróleo, pela Resolução nº 852/2021, a ANP exige uma notificação específica antes de iniciar a construção de uma nova unidade de processo, unidade de tratamento de produto e/ou unidade auxiliar de uma refinaria de petróleo e uma autorização específica para a operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo. A comercialização de derivados de petróleo está sujeita ao cumprimento das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (e.g. gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações mensais sobre as atividades de importação, exportação, produção, processamento, movimentação, transporte e transferência, armazenamento e distribuição de petróleo, derivados, produtos de gás natural e produtos de xisto.

Em relação ao armazenamento de combustíveis, a ANP, por meio da Resolução nº 868/2022, estabeleceu que as informações devem ser prestadas diariamente e mensalmente por nós e demais agentes.

Desde 2013, a ANP exige que os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e os distribuidores de combustíveis garantam estoques mínimos de gasolina e diesel. Em 2015, a ANP estabeleceu a mesma obrigação para os produtores de GLP e querosene de aviação.

A ANP exige ainda que as refinarias e os importadores de derivados de petróleo divulguem publicamente suas tabelas de preços eletronicamente (preços-padrão), bem como os preços dos 12 meses anteriores, com descrição das condições comerciais específicas para: (i) gasolina regular e premium; (ii) óleo diesel e diesel marítimo; (iii) combustível de aviação; (iv) GLP; (v) óleo combustível; e (vi) asfalto.

O descumprimento das regras da ANP pode acarretar uma série de multas e penalidades, inclusive a revogação da autorização.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Em dezembro de 2016, o governo federal brasileiro lançou o programa “RenovaBio” para estimular a produção de biocombustíveis no mercado local, nomeadamente etanol, biodiesel, biogás e biocombustível para aviação. Em junho de 2019, o CNPE fixou as metas anuais obrigatórias de redução das emissões de carbono e a ANP estabeleceu (i) a individualização das metas anuais obrigatórias de redução das emissões de gases de efeito estufa para a comercialização de combustíveis (Resolução nº 791/2019) e (ii) os procedimentos para emissão primária de créditos de redução de emissões de carbono (Resolução nº 802/2019).

Nossa área de refino de petróleo e gás natural também está sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em 2019, assinamos um compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta) que consolida nosso entendimento sobre o desinvestimento de ativos de refino no Brasil. Em novembro de 2023, solicitamos formalmente a revisão do acordo firmado com o CADE em linha com o Plano Estratégico. Assim, em 2024, nós e o CADE chegamos a um acordo e estabelecemos novos compromissos que atendiam aos interesses de ambas as partes. Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação a nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Nossos Negócios – Fusões e Aquisições – Acordos com o CADE” neste relatório anual.

Gás e Energias de Baixo Carbono

LEIS DO GÁS NATURAL

A Lei nº 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”), regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, representa um novo marco regulatório para o mercado brasileiro de gás natural, introduzindo inovações legais relevantes e garantindo segurança jurídica às regras administrativas decorrentes do Programa “Novo Mercado de Gás”, instituído pelo governo federal brasileiro em meados de 2019.

Entre outras matérias, a Nova Lei do Gás prevê: (i) acesso negociado a gasodutos, UPGNs e Terminais de GNL; (ii) a implementação do modelo de entrada e saída para o transporte de gás natural; (iii) a mudança no regime de utilização de dutos de transporte e instalações de armazenamento (da concessão para autorização); (iv) a desagregação dos segmentos de transporte e distribuição de gás natural; e (v) a mudança de competência para aprovar a importação e exportação de gás natural (do MME para a ANP).

Em 2022 o CNPE publicou a Resolução nº 3, estabelecendo (i) as diretrizes estratégicas para o novo mercado de gás natural, (ii) o aprimoramento das políticas energéticas relacionadas à livre concorrência neste mercado, (iii) os fundamentos do período de transição, e (iv) a revogação, entre outras, da Resolução CNPE nº 4/2019.

Em novembro de 2023, a ANP publicou a Resolução ANP nº 961/2023, com revisão específica das Resoluções ANP nº 51/2013 e nº 11/2016, que regulamentam, respectivamente, a atividade de carregamento e o serviço de transporte de gás natural, a fim de adaptar e simplificar o processo de oferta e contratação de capacidade firme de transporte de acordo com o novo enquadramento legal do gás natural. Com esta publicação, tornou-se possível contratar capacidade nos sistemas de transporte diretamente através do Portal de Oferta de Capacidade, sem necessidade de chamada pública prévia.

Em agosto de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.153/2024, que alterou o Decreto nº 10.712/2021, introduzindo mudanças significativas na regulamentação da Nova Lei do Gás, relacionada às atividades de gás natural.

Apesar da importância da publicação da Nova Lei do Gás e da regulamentação de alguns aspectos importantes dessa lei pela ANP, esperamos uma ação adicional da ANP para estabelecer medidas que serão necessárias para implementar a maioria das mudanças trazidas pela nova lei.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Em setembro de 2025, a ANP publicou uma revisão de sua agenda regulatória para os anos de 2025-2026. Para obter mais informações, consulte: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>.

Em julho de 2019, assinamos compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta) que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil, incluindo a venda de participação societária em empresas que atuam neste setor. Em novembro de 2023, solicitamos formalmente a revisão do acordo firmado com o CADE em linha com o Plano Estratégico. Assim, em 2024, o CADE e nós chegamos a um acordo e estabelecemos novos compromissos que atendiam aos interesses de ambas as partes. Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte "Nossos Negócios - Acordos com o CADE" neste relatório anual.

Energia renovável e carbono

Em agosto de 2024, foi promulgada a Lei nº 14.948. Ele representa uma nova estrutura regulatória para o hidrogênio no Brasil, introduzindo inovações legais relevantes. No entanto, essa estrutura regulatória ainda precisa ser regulamentada para entrar em vigor.

Em 8 de outubro de 2024, foi publicada a Lei nº 14.993 (*Lei Combustível do Futuro*) foi publicada, estabelecendo o seguinte: i) o Programa Nacional de Combustíveis Sustentáveis para Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e de Incentivo ao Biogás e ao Biometano; ii) ajustes nos limites máximo e mínimo da mistura de etanol anidro na gasolina C vendida ao consumidor final e da mistura de biodiesel no diesel vendido ao consumidor final; iii) regulamentação para a fiscalização das atividades de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono e produção e comercialização de combustíveis sintéticos; iv) integração das iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa de Mobilidade e Inovação Verde (*Programa Mover*), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve). Não obstante a publicação do Decreto nº 12.614, em 5 de setembro de 2025, que dispõe sobre o Programa Nacional de Descarbonização de Produtores e Importadores de Gás Natural e Incentivos ao Biometano, outros aspectos previstos na Lei ainda precisam ser regulamentados para entrar em vigor.

Em 12 de dezembro de 2024, foi publicada a Lei nº 15.042, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), visando ao cumprimento da Política Nacional sobre Mudanças do Clima e dos compromissos assumidos no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, por meio da definição de compromissos ambientais e da disciplina financeira para a comercialização de ativos. No entanto, essa estrutura regulatória ainda precisa ser regulamentada para entrar em vigor.

Em 10 de janeiro de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.097, que regulamenta a utilização do potencial energético *offshore* e prevê o uso de ativos federais para a geração de energia elétrica a partir de empreendimentos *offshore*. Entretanto, alguns aspectos dessa lei ainda precisam ser regulamentados para entrar em vigor.

Também em janeiro de 2025, a Lei nº 15.103, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), que visa a: (i) promover o financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável, especialmente aqueles relacionados à infraestrutura, pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica; (ii) aproximar as instituições financiadoras das empresas interessadas em desenvolver projetos de desenvolvimento sustentável; (iii) permitir a utilização de créditos detidos por pessoas jurídicas de direito privado contra a União como instrumento de financiamento; (iv) promover a geração e o uso eficiente de energia de baixo carbono por meio de projetos sustentáveis alinhados com os compromissos assumidos pelo Brasil para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, com especial atenção ao potencial de mitigação das tecnologias de geração de energia a partir da recuperação de resíduos e da valorização energética; e (v) incentivar atividades relacionadas à transição energética nas regiões produtoras de carvão, visando ao desenvolvimento de setores econômicos que possam substituir as atividades do carvão e ao desenvolvimento de atividades que resultem em uma redução significativa das emissões de gases de efeito estufa provenientes das atividades do carvão. Alguns aspectos dessa lei ainda precisam ser regulamentados para entrar em vigor.

Em 25 de novembro de 2025, foi promulgada a Lei nº 15.269 que, entre outras disposições, estabelece as diretrizes para a regulamentação das atividades de armazenamento de energia elétrica e cria incentivos para sistemas de armazenamento de energia por bateria.

Regulamento de Preços

Até 1997, o governo federal brasileiro tinha o poder de regular todos os aspectos da precificação do petróleo bruto, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo federal brasileiro eliminou os controles de preços para petróleo bruto e derivados, embora tenha mantido a regulamentação sobre certos contratos de venda de gás natural e contratos de eletricidade existentes (especificamente os contratos de comércio de energia elétrica no mercado regulado – CCEAR).

Para obter informações sobre nossa política de preços, consulte “Nossos Negócios – Refino, Transporte e Comercialização” neste relatório anual.

Regulação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo bruto e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenças relacionadas à proteção da saúde humana e do meio ambiente, e estão sob a autoridade regulatória do CONAMA.

Nossas atividades *offshore* estão sujeitas à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças de operação e perfuração. Somos obrigados a enviar relatórios regularmente, incluindo relatórios de monitoramento de poluição ao IBAMA e auditorias ambientais de terceiros, para manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação contínuo com as autoridades ambientais, a fim de melhorar as questões relacionadas à gestão ambiental de nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural.

Além disso, para ajudar a garantir a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também trabalha na prevenção da poluição ambiental, com vistorias aleatórias ou periódicas em unidades *offshore*.

A maior parte das condições ambientais, de saúde e de segurança *onshore* são controladas em nível federal ou estadual, dependendo da localização de nossas instalações e do tipo de atividade em desenvolvimento. No entanto, também é possível que essas condições sejam controladas em nível local sempre que as atividades gerarem um impacto local ou forem estabelecidas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, há uma responsabilidade estrita e solidária por danos ambientais,

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

mecanismos para a aplicação de normas ambientais e requisitos de licenciamento para atividades poluidoras.

Os indivíduos ou entidades cuja conduta ou atividades causem danos ao meio ambiente estão sujeitos a sanções criminais, civis e administrativas. Os órgãos governamentais de proteção ambiental também podem impor sanções administrativas pelo não cumprimento das leis e regulamentações ambientais, inclusive:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- requisitos para financiar projetos ambientais e de recuperação;
- caducidade ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- caducidade ou suspensão da participação em linhas de crédito junto de estabelecimentos de crédito oficiais.

Regulamento Governamental

Como uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a determinadas regras que limitam nossos investimentos e somos obrigados a enviar nosso orçamento anual de despesas de capital (Orçamento Anual de Investimentos, ou OAI) ao MGI e ao MME. Após a revisão por essas autoridades governamentais, o Congresso Brasileiro deve aprovar nosso orçamento. Portanto, pode haver uma redução ou alteração em nossos investimentos planejados. Como resultado, talvez não consigamos implementar todos os nossos investimentos planejados, inclusive aqueles relacionados à expansão e ao desenvolvimento de nossos campos de petróleo e gás natural, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

Todas as dívidas de médio e longo prazo contraídas por nós ou por nossas subsidiárias exigem a aprovação do Gerente Executivo de Finanças em conjunto com outro Gerente Executivo dentro dos parâmetros estabelecidos por nossos Diretores Executivos e pelo Conselho de Administração.

As exceções são a emissão de dívida pública nos mercados de capitais e obrigações de dívida garantidas e a emissão de debêntures sem garantia, que exige a aprovação de nossos Diretores Executivos, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures garantidas, que exige a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/2016 exige que definamos em nosso Estatuto Social o interesse público que buscamos e quais ações orientadas para o público estamos autorizados a tomar na busca de tal interesse público. A fim de cumprir a Lei nº 13.303/2016, alteramos nosso Estatuto Social para incluir a definição de interesse público e declarar que o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades para buscar o interesse público em determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que opera no mercado de petróleo e gás. Consulte "Riscos - Fatores de risco - 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir daqueles de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo" neste relatório anual.

Mais especificamente, o governo federal brasileiro pode nos orientar a assumir obrigações ou responsabilidades de orientação pública, incluindo a execução de projetos de investimento e a assunção de determinados custos operacionais, quando duas condições forem atendidas: (i) o cumprimento de obrigações ou responsabilidades deve ser definido por lei ou regulamentação e prevista em contrato ou acordo celebrado com qualquer entidade pública com poderes para negociar tal contrato ou acordo; e (ii) os

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



projetos de investimento deverão ter seus custos e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nosso comitê financeiro e nosso comitê minoritário, exercendo sua função de assessorar nosso Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades assumidas por nós, em conexão com a busca do interesse público, são diferentes daquelas de qualquer outra entidade privada. empresa que atua no mercado de petróleo e gás. A avaliação dos nossos comitês é baseada em determinados aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimentos planejados e na análise de determinados custos operacionais previamente adotados pela nossa administração.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais relacionados principalmente a questões civis, tributárias, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de nossos negócios. Esses processos envolvem reivindicações de quantias substanciais de dinheiro e outros recursos. Várias disputas individuais são responsáveis por uma parte significativa do valor total das reclamações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que podemos incorrer em relação a processos pendentes. Também somos parte em outras reivindicações relacionadas a questões administrativas, corporativas e criminais.

Alguns de nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

Investigação jurídica

Em 2009, a polícia federal brasileira iniciou uma investigação voltada para organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros. Em 2014, a investigação foi ampliada para se concentrar em nossas operações. A investigação revelou um amplo esquema de pagamento envolvendo nossos contratados, fornecedores e ex-empregados. Fomos reconhecidos pelas autoridades brasileiras como uma vítima desse esquema e não como alvo da investigação.

Cooperamos com as autoridades brasileiras durante toda a Investigação Legal como vítima do esquema de pagamentos indevidos e continuamos a buscar medidas legais contra empresas e indivíduos que possam ter causado danos financeiros e à nossa reputação.

Desde 2021, os tribunais superiores do Brasil anularam algumas condenações criminais decorrentes da investigação. Outros processos foram indeferidos por motivos de prescrição. Outros casos permanecem pendentes, e seus resultados podem afetar nossos interesses.

Para obter mais informações sobre processos decorrentes de investigações anteriores relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção, consulte "Riscos - Fatores de Risco - 1.t) Podemos enfrentar processos adicionais decorrentes de investigações anteriores relacionadas a supostas irregularidades ou corrupção" e Nota 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Reivindicações de investidores

Holanda: Ação coletiva na Holanda

Em 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation entrou com uma ação coletiva no tribunal distrital de Roterdã, Holanda, contra a Petrobras e as subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), nossa antiga joint venture Petrobras Oil & Gas B.V. (a "POGBV") e alguns de nossos ex-diretores, alegando conduta ilegal em relação aos investidores com base nas conclusões da Investigação Legal.

Em julho de 2023, o Tribunal Holandês emitiu uma decisão intermediária rejeitando as reivindicações contra a PIBBV, a POGBV e alguns ex-administradores, declarando que a PGF e nós agimos ilegalmente em relação aos investidores, embora o Tribunal tenha expressado que não se considerava suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileiras, argentinas e luxemburguesas para decidir definitivamente sobre os méritos da reivindicação, e as reivindicações de decisão sob a lei espanhola expiraram.

Em 30 de outubro de 2024, o Tribunal holandês aceitou amplamente nossos argumentos e decidiu:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- de acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados são qualificados como indiretos e não podem ser indenizados; e
- de acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem solicitar indenização por supostos danos, e a Fundação não conseguiu demonstrar representação suficiente dos investidores.

O Tribunal rejeitou todas as reivindicações dos acionistas de acordo com a legislação brasileira e argentina.

Para alguns detentores de títulos, o Tribunal considerou que nós e a PGF agimos ilegalmente de acordo com a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente de acordo com a legislação holandesa.

A Fundação, a PGF e nós recorremos ao Tribunal de Apelações de Haia.

Mesmo para os detentores de títulos, a Fundação não pode reivindicar indenização no âmbito da ação coletiva. Qualquer compensação requer ações judiciais separadas, nas quais os investidores devem provar todos os elementos de responsabilidade. Nós nos defenderemos vigorosamente contra qualquer ação desse tipo.

Não podemos estimar de forma confiável as possíveis perdas decorrentes desse processo, que dependem de ações judiciais subsequentes. Com base nas avaliações dos consultores, não existem elementos suficientes para qualificar os possíveis beneficiários ou quantificar os danos, tornando impossível prever a responsabilidade pela indenização em ações individuais futuras.

Continuamos a negar as acusações apresentadas pela Fundação e continuaremos a defender-nos vigorosamente.

Outras reivindicações de investidores relacionadas

ARBITRAGENS NO BRASIL

Em 31 de dezembro de 2024, éramos parte em um processo de arbitragem movido por investidores brasileiros e estrangeiros que alegavam perdas financeiras com base nas conclusões da Investigação Legal.

Devido às incertezas substanciais inerentes a esses tipos de processos e aos impactos altamente incertos de tais alegações, não nos é possível identificar possíveis riscos relacionados a esta ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Dependendo dos resultados, poderemos ter que pagar valores substanciais que poderão afetar significativamente nossa condição financeira.

Em setembro de 2024, uma arbitragem coletiva decidiu a nosso favor, concluindo que a associação reclamante não tinha legitimidade para apresentar uma reclamação coletiva. A arbitragem é confidencial.

Em janeiro de 2025, outra arbitragem decidiu a nosso favor, estabelecendo que os danos alegados pelos investidores são indiretos e não indenizáveis. A sentença é final e a arbitragem é confidencial.

Outras arbitragens continuam pendentes. Em um caso envolvendo investidores institucionais, uma sentença parcial de maio de 2020 indicou nossa responsabilidade, mas não ordenou nenhum pagamento. Essa arbitragem é confidencial, assim como as outras em andamento, e a sentença parcial representou apenas a posição dos três árbitros desse painel de arbitragem e não foi estendida às outras arbitragens existentes. Em julho de 2020, entramos com uma ação judicial para a anulação dessa sentença arbitral parcial, considerando nossa opinião de que ela continha sérias falhas e impropriedades. Em novembro de 2020, o juiz de primeiro grau do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro declarou nula a sentença parcial. A decisão do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro após o recurso ainda não foi divulgada. Em conformidade com as regras da Câmara de Arbitragem do Mercado, os casos são confidenciais. Reiteramos que continuaremos a nos defender vigorosamente, por respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens das quais fizemos parte.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

ARBITRAGEM E AÇÃO COLETIVA NA ARGENTINA

Em 2018, recebemos uma ação arbitral movida pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa, atualmente denominada Consumidores Damnificados Asociación Civil, (a "Associação") contra nós e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o "Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires" ("Tribunal Arbitral").

Entre outras questões, a Associação alegou nossa responsabilidade por uma suposta perda de valor de mercado de nossas ações na Argentina, devido a procedimentos relacionados à Investigação Legal.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral determinou a retirada da reivindicação devido ao não pagamento das taxas arbitrais. Os recursos da Associação foram rejeitados pelos tribunais, incluindo a Suprema Corte Argentina, e a arbitragem foi enviada ao Tribunal Arbitral. Não podemos fornecer uma estimativa confiável da perda potencial.

A Associação também entrou com uma ação coletiva no Tribunal Civil e Comercial de Buenos Aires em abril de 2023, alegando responsabilidade por perdas de valor de mercado devido à Investigação Legal e seus efeitos nas demonstrações financeiras anteriores a 2015. Após nossa defesa em agosto de 2023, o Tribunal ordenou o incidente de certificação de classe em maio de 2024. Entramos com um recurso contra a decisão de primeira instância que rejeitou parcialmente nossa defesa no incidente de certificação de classe. Os procedimentos principais permanecerão suspensos até que uma decisão sobre a certificação da classe seja definitivamente proferida. Negamos as alegações e nos defenderemos vigorosamente. Não podemos fornecer uma estimativa confiável da perda potencial.

AÇÕES PENAIS NA ARGENTINA

Fomos acusados destas duas ações criminosas na Argentina, conforme descrito abaixo:

Ação criminal alegando o não cumprimento por nós da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino a existência de uma ação coletiva apresentada pela Associação, perante os Tribunais Comerciais Judiciais (Ação Comercial Judicial), de acordo com as disposições da lei do mercado de capitais argentino. Em 25 de março de 2025, o Tribunal Econômico Penal nº 3 da cidade de Buenos Aires encerrou a ação por considerar que não havia nenhum fato relevante que devesse ser relatado de acordo com a legislação local. Como não houve recurso, a decisão se tornou definitiva.

Ação criminal alegando oferta fraudulenta de títulos agravada por supostamente ter declarado dados falsos em nossas demonstrações financeiras emitidas em 2015. Em 27 de dezembro de 2024, antes de uma decisão final da Suprema Corte sobre nossa imunidade à jurisdição criminal, o tribunal de primeira instância emitiu uma ordem para a continuação do processo e uma medida cautelar contra nós. Posteriormente, recorreremos e, em abril de 2025, o Tribunal de Apelações anulou a decisão do tribunal de primeira instância de nos processar e suspendeu as medidas cautelares. Em setembro de 2025, o tribunal de primeira instância declarou a prescrição da ação criminal e ordenou seu arquivamento. Posteriormente, a Associação entrou com um recurso contra a decisão do tribunal inferior. Em 2 de março de 2026, a segunda instância da Corte Argentina rejeitou o recurso da Associação contra o arquivamento do processo criminal. A decisão está sujeita a recurso.

PROCEDIMENTO DE REIVINDICAÇÃO E MEDIAÇÃO DE INVESTIDORES DA SETE BRASIL

Fomos parte em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Colúmbia em Washington, D.C. (o "Tribunal Distrital de D.C.") movida pela EIG em 2016, referente à sua compra indireta de participações acionárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir sondas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que induzimos investidores a investir na Sete Brasil e que fomos uma das partes

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que entrou com um processo de recuperação judicial no Brasil.

Em outra ação movida pela EIG, em 26 de agosto de 2022, o Tribunal Distrital de Amsterdã concedeu uma ordem de penhora contra alguns de nossos ativos na Holanda. A licença para fazer essas penhoras pré-julgamento foi concedida pelo Tribunal Distrital de Amsterdã com base em um julgamento sumário e serve para garantir a satisfação das reivindicações da EIG nos processos acima mencionados nos EUA.

Em 7 de março de 2025, chegamos a um acordo para resolver a ação judicial com a EIG. De acordo com os termos do acordo, pagamos à EIG US\$ 283 milhões. Em troca, a EIG solicitou o arquivamento da ação judicial pendente no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia, o cancelamento da penhora pré-julgamento de nossos ativos na Holanda, bem como a liberação de quaisquer direitos relacionados à disputa.

O acordo não constitui uma admissão de culpa ou ato ilícito de nossa parte e é celebrado em nosso melhor interesse e de nossos acionistas, considerando as peculiaridades da legislação dos EUA aplicável às disputas, bem como o estágio da ação judicial e as características do litígio perante os tribunais federais dos EUA.

Também participamos de arbitragens no Brasil movidas por investidores da Sete Brasil. Uma delas foi concluída em 2017 e as outras arbitragens foram concluídas em 2020. Em 2017 e 2020, duas sentenças arbitrais favoráveis foram concedidas a nós. Em 2020, divulgamos a resolução de três outras arbitragens relacionadas ao investimento na Sete Brasil.

Em dezembro de 2024, o juiz emitiu uma sentença de falência para a Sete Brasil. No entanto, essa decisão foi suspensa depois que a Sete Brasil entrou com um recurso, que permanece sob revisão judicial.

Em 6 de junho de 2025, fomos citados em uma ação judicial movida pela Sete Brasil e subsidiárias buscando indenização por supostas perdas relacionadas ao projeto das sondas de perfuração.

Além disso, rescindimos os contratos de fretamento e, como resultado, estamos aplicando as penalidades contratuais pela não entrega das sondas de perfuração, conforme estipulado nos contratos.

Não detemos mais qualquer participação direta ou indireta nas empresas do Grupo Sete Brasil.

Outros processos judiciais

Processos Trabalhistas

RMNR

A Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR) consiste em uma remuneração mínima garantida para os empregados, com base no nível salarial, no regime de trabalho e na localização geográfica. Estabelecido em 2007 por meio de negociação coletiva, o método de cálculo foi posteriormente contestado no tribunal.

Em março de 2024, o Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada por nós é válida e está de acordo com o que foi negociado entre as partes. Em maio de 2025, o Tribunal Superior do Trabalho (TST) publicou uma decisão (Tema 13) alinhada com a posição do STF e revogando seu posicionamento anterior.

Como havia várias ações em diversos estágios processuais, monitoramos a aplicação da decisão do STF aos respectivos casos, que estão sendo encerrados à medida que avançam no judiciário.

Com base na decisão do TST, a empresa reverteu, em sua maior parte, os valores anteriormente reconhecidos como perdas prováveis e possíveis para perda remota. Esse ajuste está refletido em nossas demonstrações financeiras de acordo com as normas contábeis do IFRS.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

UNIFICAÇÃO DE CAMPOS

Entramos com cinco arbitragens sob a administração da ICC contestando a decisão da ANP de unificar nossos campos de petróleo não conectados (Parque das Baleias, Tupi e Cernambi; Baúna e Piracaba; Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça; Sururu e Berbigão). A arbitragem do Parque das Baleias foi encerrada por meio de um acordo firmado entre as partes.

No caso da arbitragem de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o tribunal arbitral reconheceu sua competência para decidir sobre a unificação de tais campos. A ANP entrou com uma ação judicial para anular a sentença arbitral, e a Justiça Federal do Rio de Janeiro permitiu que a arbitragem continuasse.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, a liminar judicial que a mantinha suspensa foi revertida.

Além disso, o consórcio BM-S-11, formado pela Shell e pela Petrogal, do qual somos a operadora, contestou a decisão da ANP sobre a unificação dos campos de Tupi e Cernambi. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Tribunal Superior do Brasil.

Recentemente, o consórcio BM-S-11A, formado por nós, Petrogal, Total Energies e Shell, entrou com uma arbitragem para reverter a unificação pela ANP dos campos de Sururu e Berbigão.

Os procedimentos arbitrais de Baúna e Piracaba, Tartaruga Verde e Mestiça, Tupi e Cernambi e Sururu e Berbigão estão em andamento.

PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

A ANP emitiu autos de infração cobrando participação especial adicional nos termos do inciso III do artigo 45 e do artigo 50 da Lei Federal nº 9.478/1997 em contratos de concessão operados exclusivamente ou em consórcio por nós.

O primeiro auto de infração abrange os campos de Albacora Leste, Barracuda, Jubarte, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi para o período do terceiro trimestre de 2020 ao segundo trimestre de 2022.

O segundo auto de infração abrange os campos de Albacora Leste, Barracuda, Berbigão, Jubarte, Marlim Sul, Mexilhão, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi para o período do terceiro trimestre de 2022 ao terceiro trimestre de 2024.

A ANP alega que o gás combustível consumido em unidades estacionárias de produção e produzido pelo próprio campo não é dedutível da base de cálculo da participação especial. Nós e nossos parceiros de consórcio discordamos, argumentando que o termo "aquisição" estabelecido no artigo 17, I da Resolução ANP nº 12/2014 também engloba a "aquisição original". Dessa forma, acreditamos que a parte do gás natural produzida no campo e reintegrada ao processo de produção como insumo nas unidades de produção estacionárias é a parte do gás natural produzida no campo os turbogeradores devem ser incluídos entre as despesas dedutíveis previstas no regulamento.

O primeiro processo já tem uma decisão administrativa final e desfavorável. Nós e nossos parceiros de consórcio estamos avaliando possíveis medidas judiciais. O resultado é difícil de avaliar. O segundo processo está na fase de primeira instância, e apresentamos uma defesa administrativa.

A ANP também emitiu uma decisão administrativa desfavorável em relação à cobrança de uma diferença de participação especial adicional decorrente de uma auditoria de despesas dedutíveis relacionadas ao preço de transferência do FPSO Paraty para o campo de Tupi, localizado na Bacia de Santos. A auditoria abrange o período do segundo trimestre de 2013 até o quarto trimestre de 2020, excluindo o terceiro trimestre de 2014.

Entramos com um recurso administrativo contra essa decisão e, no momento, estamos aguardando o julgamento da segunda instância administrativa da ANP. Esse processo está na fase administrativa, e é difícil avaliar o resultado."

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

PETROS

As ações classificadas como "Ações Coletivas Petros" foram movidas por sindicatos e associações relacionadas à Petros. Nesses casos, estamos sendo processados, *inter alia*, para (i) contribuição direta ao plano de pensão, (ii) suspensão do plano de equacionamento, (iii) pagamento de aumento de benefícios aos participantes e beneficiários, e (iv) pagamento de todas as insuficiências atuariais e financeiras do plano, bem como o valor econômico estimado atribuído aos participantes para equacionar os déficits acumulados da entidade, com base em alegações de fraude e má gestão da Petros.

Há também ações judiciais movidas pela Petros contra nós, buscando (i) o pagamento de contribuições patronais resultantes do aumento dos benefícios ordenados judicialmente e (ii) o pagamento de valores necessários para repor a reserva matemática. Também entramos com uma ação judicial contra a Petros para obter o reembolso dos valores que pagamos em decorrência de decisões judiciais que consideraram a responsabilidade solidária entre nós e a Petros.

Até a data deste relatório, nenhuma decisão final foi emitida nos processos acima mencionados.

TAXA APLICÁVEL

Devido à mudança legislativa (Lei 14.905/24) e à jurisprudência relativa à correção de dívidas civis, a empresa implementou essas mudanças no passivo reportado.

AMBIENTAL

O Ibama emitiu multas devido a um vazamento no oleoduto OSPAR no estado do Paraná em julho de 2000. Após o processo administrativo, houve um processo judicial, e a decisão atual foi desfavorável para nós. Recorremos e a decisão sobre nosso recurso ao Tribunal Superior está pendente. Em 4 de dezembro de 2025, uma ação civil pública foi ajuizada pelo Ministério Público Federal contra o IBAMA e nós, contestando a licença ambiental para a perfuração de poços *offshore* no Bloco FZA-M-59. O Ministério Público alega irregularidades técnicas no processo de licenciamento, falta de avaliação ambiental sedimentar e não realização de consulta prévia às comunidades tradicionais. IBAMA e defendemos a legalidade do licenciamento ambiental. Uma liminar para suspender o licenciamento foi negada, mas foram impostas restrições à comunicação com as comunidades indígenas, exigindo a presença da FUNAI. A ação foi julgada improcedente em primeira instância e atualmente está aguardando o julgamento de um recurso do Ministério Público Federal.

Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

PROCESSOS FISCAIS

Atualmente, somos parte em processos judiciais relacionados a reivindicações fiscais. Para obter mais informações sobre nossos processos fiscais relevantes, consulte a Nota 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Impostos

Estratégia tributária e efeito dos impostos sobre nossa renda

Em janeiro de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou uma Política Tributária, em linha com a melhoria contínua de nossa governança, estabelecendo princípios e diretrizes para orientar adequadamente a conduta de nossos líderes e profissionais no que diz respeito ao desenvolvimento de nossa estratégia tributária.

Nossa Política Tributária visa atender à legislação tributária do Brasil e dos países onde atuamos, definindo nossa estratégia baseada na interpretação técnica das regras, padrões e processos, alinhada ao objetivo de negócio e nossa gestão de riscos fiscais. Assumimos o compromisso de não deter participações societárias em jurisdições de baixa tributação, bem como de observar as regras de preços de transferência previstas no Brasil e nos países onde atuamos, em relação a todas as transações com partes relacionadas ou não relacionadas, quando exigido por lei.

Nossa estratégia tributária descreve a conformidade com as leis tributárias do Brasil e de outros países. Também buscamos nos envolver com as autoridades fiscais e outras autoridades públicas de maneira ética e transparente, com base no respeito mútuo, na cooperação e na conformidade com nosso Código de Conduta Ética. Considerando que somos o maior contribuinte no Brasil, nossas operações podem resultar em vários efeitos sobre a arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, bem como sobre a cobrança governamental aplicável à produção de petróleo e gás natural.

Estamos sujeitos a imposto sobre nossa renda a uma alíquota corporativa legal brasileira de 34%, composta por uma alíquota de imposto de renda de 25% e uma contribuição social a uma alíquota de 9%. Desde 2015, reconhecemos os resultados contábeis de nossas subsidiárias estrangeiras para fins de imposto de renda brasileiro com base nas alíquotas corporativas legais brasileiras, conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores ao governo federal brasileiro, bem como aos governos estaduais e municipais, como o imposto sobre valor agregado (ICMS), somos obrigados a pagar três encargos principais sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil sob no âmbito da ANP: (i) royalties, (ii) participações especiais e (iii) bônus de retenção. Consulte "Atuação do governo em diferentes regimes regulatórios" abaixo e "Riscos - Fatores de risco - 2.a) Nosso acionista controlador pode buscar determinados objetivos que podem diferir dos objetivos de determinados acionistas minoritários ou que podem afetar nossa estratégia de longo prazo" neste relatório anual.

Em dezembro de 2023, a Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023 foi promulgada, estabelecendo a reforma tributária sobre o consumo, a ser implementada a partir de 2026.

Como principais medidas, a CE criou a Contribuição sobre Mercadorias e Serviços (CBS) e o Imposto sobre Mercadorias e Serviços (IBS) em substituição às contribuições PIS/Pasep e COFINS, ao Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e à Prestação de Serviços. Serviços de Transporte e Comunicação Interestadual e Intermunicipal (ICMS) e Imposto sobre Serviços (ISS). Além disso, a CE também criou o Imposto Seletivo (IS). A implementação destes novos impostos requer a promulgação de leis complementares e outras regulamentações legais. Em janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214 para regulamentar a reforma tributária sobre o consumo. Essa Lei Complementar manteve os créditos tributários de ICMS e PIS/Pasep e COFINS, de modo que consideramos que a reforma não afetou a recuperação de créditos, porém aguardamos a regulamentação para uma análise mais precisa.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A transição para CBS terá início em 2026, com sua implementação definitiva em 2027, quando serão extintas as contribuições para PIS/Pasep e COFINS. No caso do IBS, o período de transição será maior, começando também em 2026, mas com a extinção do ICMS e do ISS apenas em 2033.

Com relação aos créditos tributários de PIS, COFINS e ICMS em 31 de dezembro de 2025, a Companhia avalia que esses créditos permanecem disponíveis, de acordo com as disposições constitucionais do período de transição, e não espera sua extinção ou qualquer impedimento à sua recuperação em decorrência da reforma.

A cobrança do IS terá início em 2027, quando a maior parte dos produtos industrializados estará isenta do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). O IPI não será extinto, mas não será aplicado cumulativamente com o Imposto Seletivo.

Alterações nas leis de imposto de renda corporativo em determinados países a partir de 2022 poderão impactar nossas atividades e resultados. Como referência, realizamos nossas atividades por meio da implementação do Pilar II em países-alvo que seguem as Diretrizes da OCDE (como Holanda, Espanha, Colômbia e Cingapura). No caso dos Estados Unidos, a Lei de Redução da Inflação de 2022 introduziu um Imposto Mínimo Alternativo Corporativo (CAMT) de 15% do “rendimento das demonstrações financeiras ajustadas” em vigor para exercícios fiscais iniciados em 2023. O Brasil publicou a Lei nº 15.079 em 27 de dezembro de 2024, implementando um dos mecanismos previstos no Pilar II a partir de 2025, instituindo a CSLL Adicional, que está alinhada com o *Qualified Domestic Top Up Tax* (QDMTT). Tanto no Pilar II como no CAMT, os países procuram uma taxa de imposto efetiva mínima de 15% sobre os lucros gerados antes de impostos. No Brasil, destacamos as recentes mudanças na legislação de preços de transferência alinhadas com as Diretrizes da OCDE implementadas pela Lei nº 14.596 publicada em 14 de junho de 2023.

Para obter mais informações sobre o Pilar II, consulte a Nota 18.1.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Para mais informações sobre nossa Política Tributária ou sobre nossa arrecadação tributária divulgada em nosso Relatório Fiscal, acesse nosso site www.petrobras.com.br/ri.

A participação do governo em diferentes regimes regulatórios

A Participação Governamental é uma compensação financeira devida ao Governo Federal brasileiro, paga por empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural em território brasileiro. A arrecadação é feita à Secretaria do Tesouro Nacional e os valores são distribuídos aos beneficiários definidos pela legislação, com base em cálculos realizados pela ANP. A participação governamental é composta por royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção da área. O seu objetivo é fazer uma retribuição pecuniária à sociedade pela exploração destes recursos não renováveis.

Em 25 de julho de 2025, foi publicado um Ato Normativo da Agência Nacional de Petróleo e Gás (RANP nº 986/2025), que altera a RANP nº 874/2022 para promover alterações nos parâmetros de fixação do preço de referência do petróleo produzido em cada campo petrolífero. A nova metodologia de cálculo entrou em vigor em 1º de setembro de 2025 e, em geral, aumentou os valores das taxas governamentais cobradas no Brasil.

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e em razão dos contratos de concessão firmados com a ANP, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- Royalties estabelecidos nos contratos de concessão a uma taxa de 10% da receita bruta de produção com base nos preços de referência para petróleo bruto ou gás natural estabelecidos pela ANP em seus atos regulatórios. Ao estabelecer as alíquotas de royalties, a ANP também considera os riscos geológicos e os níveis de produtividade esperados para cada concessão e pode conceder uma redução da alíquota em um valor correspondente a pelo menos 5%. A maior parte de nossa produção de petróleo bruto e gás natural paga atualmente a taxa máxima de royalties. Para contratos de compartilhamento de produção, a taxa é fixada em 15% sobre a receita bruta de produção do campo.
- Participação especial com alíquota que varia de zero a 40% da receita líquida proveniente da produção de campos que atinjam elevado volume de produção ou rentabilidade, conforme critérios estabelecidos na legislação aplicável. O cálculo considera a Receita Bruta (volume de produção de petróleo e gás multiplicado pelo preço) de cada campo de produção, com base nos preços de referência para petróleo bruto ou gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705/1998 e atos regulatórios da ANP, menos os royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e depreciação aplicável e ajustes fiscais. Em 2025, os pagamentos dessa participação do governo foram feitos em 12 de nossos campos, a saber: Berbigão, Jubarte, Leste do Urucu, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi.
- O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação e corresponderá ao pagamento oferecido na proposta para obtenção da concessão. Ele deve ser pago no momento da assinatura do contrato de concessão.
- Pagamento pela retenção ou ocupação de áreas contratadas para exploração e produção, conforme taxa estabelecida pela ANP nos respectivos editais de licitação, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão.

As Leis nº 9.478/1997 e nº 12351/2010 também exigem que os produtores em campos terrestres paguem aos proprietários de terras uma participação equivalente a uma porcentagem da cota que varia de 0,5% a 1,0% da produção do campo, a critério da ANP, que deve ser incluída nos contratos de concessão.

A seguir, descrevemos como a participação do governo está estruturada em cada um dos diferentes regimes regulatórios para a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos nos quais operamos.

Regimes regulatórios

CONCESSÃO

- Contratação por processo licitatório.
- Governo federal brasileiro concede direito de exploração às empresas vencedoras.
- A produção é da concessionária.

CONCESSÃO ONEROSA

- Petrobras contratada diretamente para produção.
- Direito de produzir até cinco bilhões de barris de petróleo equivalente.

COMPARTILHAMENTO DE PRODUÇÃO

- Regime específico para áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- Contratação por meio de licitação, onde as empresas vencedoras formam consórcio com a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), representando o governo federal brasileiro.
- Vence a maior oferta de petróleo excedente para o governo federal brasileiro.
- Produção partilhada entre o Estado e o consórcio contratado, sendo a quota de cada um calculada descontando os royalties devidos e todas as despesas de investimento e operacionais ("custo em petróleo").

Participação do Governo	Frequência	Concessão	Compartilhamento	Cessão Onerosa
Royalties	Mensal	10% sobre a renda bruta do campo, que pode ser reduzido em até 5%	15% sobre o valor bruto Receita do campo	10% sobre o valor bruto Receita do campo
Participação especial	Trimestral	Taxas de zero a 40% (nominal) sobre a receita líquida de campos com alta produção	Não aplicável	Não aplicável
Bônus de assinatura	Mediante contrato assinatura	Valor oferecido pelas empresas em licitação	Valor predefinido	Não aplicável
Retenção de Área	Anual	Valor por Km ² definido no edital e contrato de concessão (atualizado por índice IGP DI)	Não aplicável	Não aplicável

Modelo de Tributação da Indústria de Petróleo e Gás (Repetro-SPED)

A Lei nº 13.586/2017 delineou um novo modelo de tributação para o setor de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos denominado Repetro-Sped, que expirará em dezembro de 2040.

Este regime prevê a continuação da desoneração tributária total sobre bens importados com permanência temporária no Brasil, conforme estabelecido anteriormente pelo antigo Repetro (regime aduaneiro especial para exportação e importação de bens destinados à exploração e produção de reservas de petróleo e gás natural), e acrescenta essa isenção aos bens mantidos permanentemente no Brasil. Esse benefício permitiu a migração de todos os bens adquiridos no antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Em 2018, começamos a transferir a propriedade de ativos de petróleo e gás sob este regime de nossas subsidiárias estrangeiras para nossa controladora e as joint ventures (consórcios) no Brasil. A transferência foi concluída em 2022.

Além disso, a legislação prescreve a Repetro-Industrialização, regime tributário especial, regulamentado em 2019, que isenta as aquisições da cadeia produtiva de petróleo e gás estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e da Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, por decisão do Conselho Nacional de Políticas Financeiras ("CONFAZ"), concordaram em conceder incentivos fiscais relativos ao Imposto sobre Valor Agregado (ICMS) sobre transações sob estes regimes, na medida em que cada estado promulgue a sua regulamentação específica que prevê benefícios fiscais para a indústria do petróleo e do gás.

Com relação às novas mudanças na legislação brasileira devido à reforma tributária, mencionadas acima no capítulo Estratégia tributária e efeito dos impostos sobre nossa receita, não prevemos impactos significativos em nossos resultados no momento.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Tributação relacionada às ADSs e às nossas ações ordinárias e preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal no Brasil e nos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor. Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não seja o Brasil e os Estados Unidos.

Este resumo baseia-se nas leis tributárias do Brasil e dos Estados Unidos em vigor na data deste relatório anual, que estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo também se baseia nas declarações do depositário e na suposição de que as obrigações do contrato de depósito e quaisquer documentos relacionados serão cumpridas de acordo com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações fiscais que podem ser relevantes para qualquer investidor específico, incluindo considerações fiscais que surgem de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores ou regras que os investidores geralmente presumem conhecer. Os detentores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Não existe tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos têm mantido discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como afetará os detentores norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Considerações sobre impostos brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais brasileiras relevantes da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um detentor que não seja considerado domiciliado no Brasil para fins de tributação brasileira, também chamado titular não brasileiro.

De acordo com a legislação brasileira, os investidores (detentores não brasileiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024 ou da Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução Conjunta nº 13/2024 permitem que os investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. De acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliados ou com sede no exterior.

De acordo com esta norma, os investidores estrangeiros deverão: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados ao seu investimento estrangeiro (como registrar e manter registros atualizados de todas as transações junto ao Banco Central do Brasil); (ii) preencher o formulário de registro de investidor estrangeiro apropriado; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro na CVM; e (iv) registrar o investimento estrangeiro no Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários está restrita às operações realizadas em bolsas de valores ou em mercados de balcão organizados autorizados pela CVM.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Tributação de Dividendos

Até 31 de dezembro de 2025 dividendos pagos por nós, inclusive dividendos sobre ações e outros dividendos pagos em espécie ao Depositário em com relação a ADSs, ou a um detentor não brasileiro em com relação a ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte no Brasil, na medida em que tais valores estejam relacionados aos lucros gerados após 1º de janeiro de 1996.

No entanto, de acordo com a Lei 15.270, a partir de janeiro de 2026, os lucros ou dividendos creditados ou remetidos ao exterior estarão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 10% (dez por cento). Excepcionalmente, os lucros e dividendos relativos aos resultados apurados até o ano-calendário de 2025, cuja distribuição tenha sido aprovada até 31 de dezembro de 2025, não estarão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte.

Se for constatado que a soma da alíquota efetiva do imposto sobre o lucro da pessoa jurídica domiciliada no Brasil que distribui os lucros e dividendos mais a alíquota de 10% (dez por cento) excede a soma das alíquotas nominais do imposto de renda de pessoa jurídica e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), será concedido um crédito calculado sobre o valor dos lucros e dividendos creditados ou remetidos que tenham sido tributados, a critério do beneficiário residente ou domiciliado no exterior.

O valor do crédito corresponderá ao resultado obtido pela multiplicação do valor dos lucros e dividendos creditados ou remetidos pela pessoa jurídica pela diferença entre a alíquota efetiva do imposto sobre lucros corporativos mais dez pontos percentuais e o percentual de 34% (alíquota aplicável a empresas em geral, exceto bancos e empresas de seguros privados e capitalização).

O Poder Executivo regulamentará a forma de formalização da opção pelo crédito, bem como a forma de requerimento do residente ou domiciliado no exterior, no prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias, contados de cada exercício fiscal.

Gostaríamos também de informar que nós devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo detentores não brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos pagáveis a eles, atualizados pela taxa SELIC, desde o final de cada ano fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados rendimentos de rendimento fixo e estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte a taxas variáveis, dependendo da duração do período de acumulação de juros. A alíquota do imposto para pagamentos efetuados a beneficiários residentes ou domiciliados no Brasil varia de 15%, no caso de juros vencidos por período superior a 720 dias, 17,5% no caso de juros vencidos por período entre 361 e 720 dias, 20% no caso de juros vencidos por um período entre 181 e 360 dias, e a 22,5%, no caso de juros vencidos por um período até 180 dias. Entretanto, quando o beneficiário for um detentor não brasileiro, de acordo com as regras da Resolução Conjunta nº 13/2024, a alíquota geral aplicável de imposto de renda retido na fonte sobre os juros é de 15%, exceto no caso de o beneficiário ser residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não imponha imposto de renda ou que o imponha a uma alíquota máxima de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdição de Imposto Baixo ou Nulo) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição em que a legislação local não permita o acesso a informações relacionadas à composição acionária de pessoas jurídicas, à sua propriedade ou à identidade do beneficiário efetivo da renda atribuída aos acionistas (a "Regra de Não Transparência"), quando a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável será de 25%. Consulte "Legal e Fiscal - Considerações Tributárias Brasileiras – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Baixa ou Nula Tributação" neste relatório anual.

Tributação sobre Juros sobre Capital Próprio

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos detentores de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte no Brasil no momento em que registramos essa obrigação, quer o pagamento efetivo seja feito nesse momento ou não. Até 2025, a alíquota de imposto era de 15% e, a partir de 1º de janeiro de 2026, é de 17,5%. Consulte "Informações aos acionistas - Direitos dos acionistas" neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros residentes em uma jurisdição com tributação baixa ou nula (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras, as jurisdições às quais a Regra de Não Transparência se aplica), a alíquota de imposto de renda retida na fonte aplicável é de 25%. Consulte "Legal e Fiscal - Considerações sobre impostos brasileiros - Esclarecimentos sobre detentores não brasileiros residentes ou domiciliados em uma jurisdição com impostos baixos ou nulos" neste relatório anual. O pagamento de juros relativos à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC aplicável aos pagamentos de dividendos aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre capital próprio. A determinação se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital próprio ou na forma de dividendos é feita pelo nosso Conselho de Administração no momento que as distribuições serão feitas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração tomará essas decisões em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de detentores não brasileiros devem ser considerados: (i) detentores não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ações ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Reduzida ou Nula e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham se registrado no Banco Central do Brasil e na CVM de acordo com a Resolução Conjunta nº. 13/2024; e (ii) qualquer outro detentor não brasileiro, incluindo detentores não brasileiros que invistam no Brasil não de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024 (incluindo o registro nos termos da Lei nº 4.131/1962) e que sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Imposto Baixo ou Nulo. Consulte "Legal e Fiscal - Considerações sobre impostos brasileiros - Esclarecimentos sobre detentores não brasileiros residentes ou domiciliados em uma jurisdição com impostos baixos ou nulos" neste relatório anual.

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por detentores não brasileiros, sejam ou não para outros não residentes e sejam feitos fora ou dentro do Brasil, podem estar sujeitos a tributação no Brasil. Com relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, por tratarem de ativos localizados no Brasil, o titular não brasileiro poderá estar sujeito ao imposto de renda sobre quaisquer ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente de as transações serem realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. É possível argumentar que as ADSs não se enquadram na definição de ativos localizados no Brasil para fins desta lei, mas ainda não há manifestação das autoridades fiscais nem decisões judiciais a esse respeito. Portanto, não podemos prever se tal entendimento prevalecerá nos tribunais do Brasil.

Embora haja motivos para alegar o contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs poderá estar sujeito à tributação brasileira sobre ganhos de capital se o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias for inferior ao preço médio por ação preferencial ou ordinária.

A diferença entre o custo de aquisição e o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias será considerada ganho de capital realizado, sujeito à tributação conforme descrito abaixo. Há motivos para sustentar que essa tributação não é aplicável com relação a detentores não brasileiros registrados de acordo com as regras da Resolução Conjunta nº 13/2024 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada como dando origem a um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que, no recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro cumpra o procedimento de registro junto ao Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em "Capital Registrado".

Os ganhos de capital realizados por um detentor não brasileiro na venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada em uma bolsa de valores brasileira (que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) são:

- isentos de imposto de renda quando o detentor não brasileiro (i) tiver registrado seu investimento de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024 e (ii) não for residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Imposto Baixo ou Nulo;
- sujeito a imposto de renda à alíquota de 25%, nos casos de ganhos realizados por titular não brasileiro residente ou domiciliado em Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula ou em jurisdição à qual se aplique a Regra de Não Transparência. Neste caso, incide sobre a operação imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, inclusive no caso de ganhos de capital realizados por um detentor não brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução Conjunta nº 13/2024, sujeito ao imposto de renda às seguintes alíquotas progressivas: 15% que não exceda R\$ 5 milhões, 17,5% sobre os ganhos entre R\$ 5 milhões e R\$ 10 milhões, 20% sobre os ganhos entre R\$ 10 milhões e R\$ 30 milhões e 22,5% sobre os ganhos que ultrapassam R\$ 30 milhões. Nestes casos, incide sobre a transação imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer ganhos de capital realizados em uma alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda acima de alíquotas no caso de ganhos realizados por um detentor não brasileiro domiciliado ou residente em uma jurisdição com impostos baixos ou nulos ou uma jurisdição à qual a Regra de Não Transparência se aplica. Neste último caso, para os ganhos de capital relativos a operações realizadas no mercado de balcão não organizado brasileiro com intermediação, também será aplicável o imposto de renda retido na fonte de 0,005%, que poderá ser compensado com o eventual imposto de renda devido sobre o Ganho de capital.

No caso de resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs ou de redução de capital feita por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo detentor não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratado como ganho de capital proveniente de venda ou permuta de ações não realizada em bolsa de valores brasileira e, portanto, geralmente está sujeito às taxas acima. Consulte " Legal e Fiscal - Considerações sobre impostos brasileiros - Esclarecimentos sobre detentores não brasileiros residentes ou domiciliados em uma jurisdição com impostos baixos ou nulos" neste relatório anual.

Qualquer exercício de direito de preferência relativo às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. Qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência estará sujeito ao imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Não se pode garantir que o atual tratamento preferencial dos detentores não brasileiros das ADSs e de alguns detentores não brasileiros das ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024 continuará a ser aplicado no futuro.

Regras adicionais relativas à tributação de ganhos

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

A Lei nº 13.259/2016 estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis aos ganhos de capital decorrentes da alienação de ativos por pessoas físicas brasileiras, prevendo alíquotas que variam de 15% a 22,5%, dependendo do valor do ganho reconhecido pela pessoa física brasileira, da seguinte forma: (i) 15% sobre ganhos que não excedam R\$ 5 milhões; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedam R\$ 5 milhões e não excedam R\$ 10 milhões; (iii) 20% sobre ganhos que excedam R\$ 10 milhões e não excedam R\$ 30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos que excedam R\$ 30 milhões. Nos termos do artigo 18 da Lei nº 9.249/95, o tratamento tributário aplicável aos ganhos de capital auferidos por pessoas físicas brasileiras também se aplica aos ganhos de capital auferidos por residentes não brasileiros (exceto nos casos que permanecem sujeitos à aplicação de regras específicas).

Esclarecimentos sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Reduzida ou Nula A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, exceto em circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição com Tributação Reduzida ou Nula estará sujeita à retenção de imposto de renda à alíquota de 25%. Uma Jurisdição com Impostos Baixos ou Nulos é geralmente considerada um país ou outra jurisdição que não impõe qualquer imposto sobre o rendimento ou que impõe esse imposto a uma taxa máxima inferior a 17%. Em determinadas circunstâncias, a Regra de Não Transparência também é tida em conta para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de “regime tributário privilegiado”, que é definido como um regime tributário que (i) não tributa a renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a entidades ou indivíduos não residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição ou (b) contingente ao não exercício de uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição; (iii) não tributa ou tributa rendimentos de origem estrangeira a uma alíquota máxima inferior a 17%; ou (iv) não fornece acesso a informações relativas à composição acionária, titularidade de bens e direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o conceito de “regime tributário privilegiado” será aplicado exclusivamente para fins das regras de preços de transferência em transações de exportação e importação, dedutibilidade do imposto de renda corporativo brasileiro e das regras de subcapitalização e, portanto, geralmente não teria impacto na tributação de um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido aqui. No entanto, não podemos determinar se o conceito de regime tributário privilegiado também se aplicará no contexto das regras aplicáveis a Jurisdições com Tributação Baixa ou Nula, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com a nossa posição, tendo em vista as disposições do Manual do Imposto de Renda Retido na Fonte (MAFON – 2024), emitido pela Receita Federal do Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio (“IOF/Câmbio”)

A lei brasileira impõe o IOF/Câmbio na conversão de reais em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em reais. Atualmente, para a maioria das transações de câmbio, a alíquota de IOF/Câmbio é de 0,38% para entrada de recursos do Brasil e de 3,5% para saída de recursos. No entanto, as transações cambiais relacionadas à entrada de recursos no Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros estão geralmente sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de 0%. As transações cambiais relacionadas a saídas de recursos do Brasil relacionadas a investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de 0%. Essa alíquota de 0% se aplica a pagamentos de dividendos e juros sobre capital recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos feitos por um titular não brasileiro, conforme descrito na Resolução Conjunta nº 13/2024. A autoridade fiscal brasileira tem permissão por lei para aumentar essas taxas a qualquer momento, até 25% do valor da transação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários ("IOF/Títulos")

A legislação tributária brasileira impõe IOF/Títulos sobre transações envolvendo títulos patrimoniais, títulos e outros valores mobiliários, inclusive aquelas realizadas em bolsa de valores brasileira. A alíquota do IOF/Títulos aplicável às operações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias é atualmente zero. No entanto, as autoridades fiscais brasileiras podem aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, mas o aumento do imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre a transferência de ações negociadas na Bolsa de Valores Brasileira que tenham a finalidade específica de lastrear a emissão de certificados de depósito negociados no exterior, foi reduzido de 1,5% para zero desde 24 de dezembro de 2013.

Outros impostos brasileiros

Não há impostos brasileiros sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não brasileiro, exceto impostos sobre doações e herança que são cobrados por certos estados do Brasil sobre doações feitas ou heranças concedidas por titular não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas nesses estados do Brasil. Não há impostos ou taxas brasileiras de selo, emissão, registro ou similares devidos pelos titulares de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detido por um detentor não brasileiro que obtenha o registro nos termos da Resolução Conjunta nº 13/2024, ou pelo depositário que represente esse detentor, é elegível para registro no Banco Central do Brasil; e esse registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa de mercado comercial, adquirida com os rendimentos de distribuições e valores realizados com relação à alienação dessas ações preferenciais ou ordinárias. O valor registrado ("Capital Registrado") para cada ação preferencial ou ordinária adquirida como parte da oferta internacional ou adquirida no Brasil após a data deste documento, e depositado junto ao depositário, será igual ao seu preço de compra (em dólares norte-americanos). O Capital Registrado de uma ação preferencial ou ordinária retirada mediante resgate de uma ADS será o equivalente em dólares norte-americanos de:

- o preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira em que o maior volume dessas ações foi negociado no dia do saque; ou
- caso não tenham sido negociadas ações preferenciais ou ordinárias naquele dia, o preço médio da bolsa de valores brasileira em que foi negociado o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares norte-americanos do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas do mercado comercial dólar/real cotadas pelo sistema de informações do Banco Central do Brasil naquela data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado pela segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias cotadas verificadas nos mesmos 15 pregões anteriores descritos acima).

Um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias poderá estar sujeito a atrasos na efetivação de tal registro, o que, por sua vez, poderá atrasar remessas ao exterior. Tal atraso poderá afetar adversamente o valor, em dólares norte-americanos, recebido pelo titular não brasileiro. Consulte "Riscos – Fatores de Risco – Tributação Relativa às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais" neste relatório anual.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Considerações sobre imposto de renda federal dos EUA

Este resumo descreve consequências relevantes do imposto de renda federal dos EUA que podem ser relevantes para um detentor norte-americano (conforme definido abaixo) decorrentes da propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo baseia-se no Código da Receita Federal dos Estados Unidos de 1986, conforme alterado (o "Código"), em seu histórico legislativo, nas regulamentações existentes e propostas do Tesouro dos Estados Unidos promulgadas de acordo com ele, em decisões publicadas pelo Serviço da Receita Federal dos Estados Unidos (o "IRS") e em decisões judiciais, todas em vigor na data deste documento, e todas sujeitas a alterações ou interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que podem ser relevantes para uma decisão de deter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo aplica-se apenas a compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como "ativos de capital" (geralmente, propriedades mantidas para investimento) e não se aplica a classes especiais de titulares, como corretores ou traders em valores mobiliários ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano, detentores de 10% ou mais de nossas ações, medido pelo poder de voto ou valor (considerando ações detidas diretamente ou através de acordos de depósito), organizações isentas de impostos, parcerias ou sócios, instituições financeiras, seguradoras de vida, detentores sujeitos ao imposto mínimo alternativo, negociantes de valores mobiliários que optem por contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs com base na marcação a mercado, pessoas que celebrem um acordo construtivo transação de venda com relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, pessoas que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de hedge ou como parte de uma transação *straddle* ou de conversão, ou indivíduos estrangeiros não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em uma ano fiscal. Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não aborda os impostos estaduais, locais ou estrangeiros ou os impostos federais sobre propriedades e doações dos EUA ou o imposto do Medicare sobre o rendimento líquido do investimento.

CADA TITULAR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS ESPECÍFICAS, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS DIFERENTES DA LEI DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA AQUI ABORDADA, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

As ações preferenciais serão tratadas como capital próprio para fins de imposto de renda federal dos EUA. Em geral, um titular de uma ADS será tratado como o titular de ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos EUA, e nenhum ganho ou perda será reconhecido se você trocar ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais representadas por essa ADS.

Nesta discussão, as referências a ADSs referem-se a ADSs com relação a ações ordinárias e preferenciais, e referências a “U.S. Titular” são para um proprietário beneficiário de uma ação ordinária ou preferencial ou ADS que seja:

- um indivíduo que seja cidadão ou residente dos Estados Unidos;
- uma empresa constituída sob as leis dos Estados Unidos, de qualquer estado do mesmo ou do Distrito de Colúmbia; ou
- caso contrário, estará sujeito à tributação de renda federal dos EUA em base líquida com relação à ação ou às ADS.

Tributação de Distribuições

O valor de qualquer dinheiro e o valor de qualquer propriedade que distribuirmos que seja pago a partir de nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos EUA, geralmente será incluído no lucro tributável como receita de dividendos ordinários quando tal distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo Detentor Norte-Americano, no caso de detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre capital próprio e o valor do imposto brasileiro retido na fonte sobre o valor distribuído. O valor de uma distribuição paga em reais será medido com referência à taxa de câmbio para conversão de reais em dólares norte-americanos em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou por um detentor norte-americano, no caso de titular de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso de ADSs, ou o Detentor Norte-Americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais, não converter tais reais em dólares norte-americanos na data em que os receber, é possível que o Detentor Norte-Americano reconheça valores estrangeiros perda ou ganho cambial, que seria perda ou ganho ordinário de origem norte-americana, quando os reais são convertidos em dólares norte-americanos. Os dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida às empresas nos termos do Código.

O valor em dólares norte-americanos dos dividendos recebidos por um detentor norte-americano não corporativo com relação às ADSs estará geralmente sujeito a tributação a alíquotas preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e hedge, os dividendos pagos sobre as ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos e (ii) não formos, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não são, no ano em que o dividendo é pago, uma “empresa de investimento estrangeiro passivo”, conforme definido para fins de imposto de renda federal dos EUA (uma PFIC). As ADSs estão listadas na NYSE e serão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos enquanto estiverem listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nos dados relevantes do mercado e dos acionistas, acreditamos que não devemos ser tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal nos Estados Unidos com relação aos anos tributáveis de 2025 ou 2024. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas e em nossas expectativas atuais com relação ao valor e à natureza de nossos ativos, às fontes e à natureza de nossa receita e aos dados relevantes do mercado e dos acionistas, não prevemos nos tornar uma PFIC no ano tributável de 2026. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as ações não estão listadas em uma bolsa de valores dos EUA. Os detentores norte-americanos de nossas ADSs deverão consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da disponibilidade da alíquota reduzida de imposto sobre dividendos à luz de suas circunstâncias específicas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte brasileiro sobre dividendos com relação às ações ou ADSs que for pago à alíquota apropriada aplicável ao Detentor dos EUA poderá ser elegível para crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA desse Detentor dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem requisitos adotados pelo IRS em regulamentações promulgadas em dezembro de 2021 e qualquer imposto brasileiro geralmente precisará atender a esses requisitos para se qualificar como um imposto creditável para um detentor dos EUA. No caso de um detentor dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada destas regras sob orientação temporária emitida recentemente e cumpra com requisitos específicos estabelecidos em tal orientação, o imposto brasileiro sobre dividendos será tratado como atendendo aos novos requisitos e, portanto, como um imposto creditável. No caso de todos os outros detentores norte-americanos, a aplicação dessas exigências ao imposto brasileiro sobre dividendos é incerta e não determinamos se essas exigências foram atendidas. Se o imposto brasileiro sobre dividendos não for um imposto creditável ou o Detentor dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no mesmo ano fiscal, o Detentor dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo o rendimento tributável desse Detentor dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. As distribuições de dividendos constituirão receita de fontes fora dos Estados Unidos e, para detentores norte-americanos que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, geralmente constituirão “renda de categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro.

A disponibilidade e o cálculo de créditos fiscais estrangeiros e deduções de impostos estrangeiros dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano e envolvem a aplicação de regras complexas a essas circunstâncias. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras às suas situações específicas.

Os detentores de ADSs que sejam empresas estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (detentores não norte-americanos) geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo imposto retido na fonte, sobre distribuições relativas a ações ou ADSs que sejam tratadas como receita de dividendos para renda federal dos EUA para fins fiscais, a menos que tais dividendos estejam efetivamente ligados à conduta do titular de uma transação ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Mediante a venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, um Detentor dos EUA geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital de origem norte-americana para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual à diferença entre o valor realizado na alienação e a base tributária do Detentor dos EUA em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será considerado ganho ou perda de capital de longo prazo se as ações ou ADSs tiverem sido detidas por mais de um ano. Detentores norte-americanos não corporativos de ações ou ADSs podem ser elegíveis a uma alíquota preferencial de imposto de renda federal dos EUA em relação a ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeitas a certas limitações.

Um Detentor dos EUA geralmente não terá direito a creditar qualquer imposto brasileiro cobrado sobre a venda ou outra alienação das ações contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA de cada Detentor dos EUA, exceto no caso de um Detentor dos EUA que opte consistentemente por aplicar uma versão modificada de as regras de crédito fiscal estrangeiro dos EUA que são permitidas sob orientação temporária emitida recentemente e cumprem os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação. Além disso, o ganho ou perda de capital reconhecido por um Detentor dos EUA na venda ou outra alienação das ações geralmente será ganho ou perda de origem nos EUA para fins de crédito fiscal estrangeiro nos

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

EUA. Consequentemente, mesmo que o imposto retido na fonte se qualifique como um imposto creditável, um Detentor dos EUA poderá não ser capaz de creditar o imposto contra a sua obrigação de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tal crédito possa ser aplicado (sujeito às condições e limitações geralmente aplicáveis) contra o imposto devido em outros rendimentos tratados como provenientes de fontes estrangeiras. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um detentor norte-americano, o imposto reduziria o valor realizado na venda ou outra alienação das ações, mesmo que o detentor norte-americano tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores dos EUA deverão consultar seus próprios consultores fiscais com relação à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a uma venda ou outra alienação das ações e qualquer imposto brasileiro incidente sobre tal venda ou alienação.

Relatório de Informações e Retenção de Backup

O pagamento de dividendos e receitas provenientes da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um Detentor Norte-Americano nos Estados Unidos (ou através de certos intermediários financeiros relacionados aos EUA) estará geralmente sujeito a divulgação de informações e poderá estar sujeito a “retenção de segurança”, a menos que o Detentor dos EUA (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça oportunamente um número de identificação de contribuinte e certifique que nenhuma perda de isenção de retenção de segurança ocorreu e caso contrário, cumpre os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção de segurança coletada de um pagamento a um Detentor dos EUA será permitido como um crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA do Detentor dos EUA e poderá dar direito ao Detentor dos EUA a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais de divulgação que possam surgir como resultado da compra, detenção ou alienação de nossas ADSs ou de ações ordinárias ou preferenciais.

Um Detentor que não seja uma “pessoa dos Estados Unidos” (conforme definido no Código) geralmente estará isento desses requisitos de relatório de informações e retenção de imposto de segurança, mas poderá ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de certificação e identificação para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos detentores dos EUA que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano tributável ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano tributável geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações juntamente com suas declarações de imposto de renda, atualmente no Formulário 8938 do IRS, com relação a esses ativos. “Ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira fora dos EUA, bem como títulos emitidos por um emissor fora dos EUA (que incluiriam nossas ações ordinárias e preferenciais e ADSs) que não sejam mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais elevados aplicam-se a determinados indivíduos que vivem no estrangeiro e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de reporte a certas entidades que são tratadas como constituídas ou aproveitadas para deter interesses diretos ou indiretos em ativos financeiros estrangeiros específicos com base em determinados critérios

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

objetivos. Os detentores norte-americanos que não reportarem as informações exigidas poderão estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para a liquidação do imposto seria suspenso, ao todo ou em parte. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras a seus investimentos, incluindo a aplicação das regras a suas circunstâncias particulares.

Tributação Relativa às Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre impostos de renda federais brasileiros, holandeses, da União Europeia e dos EUA que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de títulos de dívida da PGF (as “notas”). Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não seja a Holanda, o Brasil e os Estados Unidos.

Este resumo baseia-se nas leis tributárias dos Países Baixos, do Brasil e dos Estados Unidos em vigor na data deste relatório anual, que estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente de todas as considerações fiscais que podem ser relevantes para qualquer investidor específico, incluindo considerações fiscais que resultam de regras geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores ou que os investidores geralmente presumem conhecer. Os potenciais compradores de notas devem consultar os seus próprios consultores fiscais relativamente às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação das notas.

Não existe nenhum tratado tributário para evitar a dupla tributação entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos têm mantido discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como afetará os detentores de notas dos EUA.

Tributação holandesa

Esta seção é um resumo geral e apenas descreve certas consequências fiscais holandesas relevantes para os detentores das notas que não são residentes nem considerados residentes na Holanda para fins fiscais em relação à aquisição, propriedade e alienação de notas emitidas pela PGF. Este resumo não pretende descrever todas as possíveis considerações ou consequências fiscais holandesas que possam ser relevantes para um detentor ou potencial detentor das notas e não pretende tratar das consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, algumas das quais (tais como trusts ou acordos semelhantes) podem estar sujeitos a regras especiais. Tendo em conta a sua natureza geral, este resumo geral deve, portanto, ser tratado com a devida cautela.

Esta seção baseia-se nas leis fiscais dos Países Baixos, nos regulamentos publicados nos termos da mesma e na jurisprudência oficial publicada, tudo em vigor na data deste documento, incluindo as taxas de imposto aplicáveis na data deste documento, e todas elas estão sujeitas a alterações ou a interpretação diferente, possivelmente com efeito retroativo. Qualquer alteração desse tipo poderá invalidar o conteúdo desta seção, que não será atualizada para refletir tal alteração. Quando o texto se refere aos “Países Baixos” ou “Holandeses”, refere-se apenas à parte do Reino dos Países Baixos localizada na Europa. Além disso, o resumo baseia-se no pressuposto de que as notas emitidas pela PGF não se qualificam como patrimônio para fins fiscais holandeses.

Para fins fiscais holandeses, um titular de notas pode incluir, sem limitação:

- um titular de uma ou mais notas que, além da titularidade de tais notas, tenha interesse econômico nessas notas;
- pessoa física ou jurídica que detém a totalidade do interesse econômico em uma ou mais notas;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- uma pessoa ou entidade que detém participação em uma entidade, como uma parceria ou um fundo mútuo, que é transparente para fins fiscais holandeses, cujos ativos compreendem uma ou mais notas; e
- um indivíduo ou entidade que não possui a titularidade legal das notas, mas a quem as notas são atribuídas com base em tal indivíduo ou entidade que detém um interesse benéfico nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições legais de acordo com as quais as notas são atribuídas a um indivíduo que é, ou que herdou direta ou indiretamente as notas de uma pessoa que foi o instituidor, concedente ou originador semelhante de um *trust*, fundação ou entidade semelhante que detém as notas.

A discussão abaixo é incluída apenas para fins de informação geral e não constitui aconselhamento fiscal holandês ou uma descrição completa de todas as consequências fiscais holandesas relacionadas à aquisição, detenção e alienação das notas. Os titulares ou potenciais titulares de notas devem consultar os seus próprios consultores fiscais sobre as consequências fiscais holandesas da compra, incluindo, sem limitação, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outra disposição de notas ou cupões, à luz das suas circunstâncias específicas.

Imposto retido na fonte

Todos os pagamentos de juros e principal feitos pela PGF ou em seu nome nos termos das notas aos detentores de notas podem ser feitos sem retenção ou dedução de, para ou por conta de quaisquer impostos de qualquer natureza impostos, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária dos Países Baixos ou de seus países, exceto que o imposto holandês retido na fonte a uma taxa de 25,8% (alíquota para 2024 e 2025) pode ser aplicado com relação a pagamentos de juros feitos ou considerados feitos por ou em nome da PGF, se tais pagamentos forem feitos ou considerados feitos a uma entidade relacionada (*gelieerd*) à PGF (na acepção da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, *Wet Bronbelasting 2021* veja abaixo), se tal entidade relacionada:

- é considerado residente (*gevestigd*) em uma jurisdição listada no regulamento holandês atualizado anualmente sobre estados de baixa tributação e jurisdições não cooperantes para fins fiscais (*Regeling laagbelastende staten en niet-coöperatieve rechtsgebieden voor belastingdoeleinden*) (uma "jurisdição listada"); ou
- tenha um estabelecimento estável localizado numa Jurisdição Listada ao qual seja imputável o pagamento de juros; ou
- tem direito ao pagamento de juros com o objetivo principal ou um dos objetivos principais de evitar a tributação de outra pessoa ou entidade e existe um acordo ou transação artificial ou uma série de acordos ou transações artificiais; ou
- não é considerado destinatário dos juros na sua jurisdição de residência porque essa jurisdição trata outra entidade como destinatária dos juros (uma assimetria híbrida); ou
- não é residente em nenhuma jurisdição (também uma incompatibilidade híbrida); ou
- é um híbrido reverso (na acepção do Artigo 2(12) da Lei Holandesa de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica; *Wet op de vennootschapsbelasting 1969*), se e na medida em que (x) houver um participante no híbrido reverso que detenha uma Participação Qualificada no híbrido reverso, (y) a jurisdição de residência do participante que detenha a Participação Qualificada no híbrido reverso trate o híbrido reverso como transparente para fins fiscais e (z) esse participante teria sido sujeito ao imposto holandês retido na fonte com relação aos pagamentos de juros sem a interposição do híbrido reverso;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



- tudo dentro do significado da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021.

ENTIDADE RELACIONADA

Para efeitos da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, uma entidade é considerada uma entidade relacionada em relação ao PGF se:

- tal entidade tenha um Interesse Qualificado (conforme definido abaixo) na PGF; ou
- A PGF tem Participação Qualificada nessa entidade; ou
- um terceiro tenha um interesse qualificado tanto na PGF como nessa entidade.

O termo "Participação Qualificada" significa uma participação direta ou indireta - seja por uma entidade individualmente ou em conjunto, se uma entidade fizer parte de um grupo colaborador (*samenwerkende groep*) - que permite que tal entidade ou grupo colaborador exerça uma influência definida sobre outras decisões da entidade, como as decisões da PGF, e permite-lhe determinar as atividades da outra entidade (na aceção da jurisprudência do Tribunal de Justiça Europeu sobre o direito à liberdade de estabelecimento (*vrijheid van vestiging*)).

Impostos sobre Renda e Ganho de Capital

Observe que o resumo nesta seção não descreve as considerações fiscais holandesas para:

- titulares das notas se tais titulares, e no caso de um indivíduo, seu parceiro ou alguns de seus parentes por sangue ou casamento em linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem um interesse substancial (*aanmerkelijk belang*) ou considerado interesse substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF ao abrigo da Lei Holandesa do Imposto sobre o Rendimento de 2001 (*Wet inkomstenbelasting 2001*). De um modo geral, um titular de notas tem um interesse substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de um indivíduo, sozinho ou em conjunto com certos parentes) (i) a propriedade de, um direito de adquirir a propriedade de, ou certos direitos sobre, ações que representem 5% ou mais do capital total emitido e em circulação da PGF ou do capital emitido e em circulação de qualquer classe de ações da PGF, ou (ii) a propriedade ou certos direitos sobre, certificados de participação nos lucros (*winstbewijzen*) relativos a 5% ou mais do lucro anual ou do produto da liquidação da PGF. Um interesse considerado substancial pode surgir se um interesse substancial (ou parte dele) tiver sido alienado, ou for considerado como tendo sido alienado, numa base de não reconhecimento;
- fundos de pensões, instituições de investimento (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de investimento isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (conforme definido na Lei Holandesa do Imposto sobre o Rendimento das Sociedades de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*) e outras entidades que não estejam, no todo ou em parte, sujeitas ou isentas do imposto de renda corporativo holandês; e
- titulares de notas que sejam pessoas físicas e para os quais as notas ou qualquer benefício derivado das notas sejam uma remuneração ou sejam considerados uma remuneração por atividades desempenhadas por tais titulares ou por certas pessoas físicas relacionadas a tais titulares (conforme definido na Lei Holandesa de Imposto de Renda de 2001).

Um detentor de notas não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre renda ou ganhos de capital em relação às notas, incluindo tal imposto sobre qualquer pagamento sob as notas ou em relação a qualquer ganho realizado na alienação, alienação presumida, resgate ou troca de as notas, desde que:

- esse titular não é residente nem considerado residente dos Países Baixos;

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

- tal titular não tem, e não é considerado como tendo, uma empresa ou uma participação em uma empresa (conforme definido na Lei Holandesa do Imposto de Renda de 2001 e na Lei Holandesa do Imposto de Renda Corporativa de 1969, conforme aplicável) que, no todo ou em parte, é efetivamente gerido nos Países Baixos ou é exercido através de um estabelecimento permanente (considerado) (*vaste inrichting*) ou de um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e a que empresa ou parte de uma empresa as notas são atribuíveis;
- se tal titular for uma pessoa física, tais rendimentos ou ganhos de capital não constituem "benefícios de atividades diversas nos Países Baixos" (*resultaat uit overige werkzaamheden in Nederland*), incluindo, sem limitação, atividades nos Países Baixos com relação às notas que excedam a "gestão normal de ativos" (*normaal, actief vermogensbeheer*);
- se esse detentor for uma entidade, o detentor não terá direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem a uma coparticipação no patrimônio líquido de uma empresa que seja efetivamente administrada na Holanda, a não ser por meio de títulos, e à qual as notas sejam atribuíveis; e
- se esse titular for um indivíduo, o titular não tem direito a uma participação nos lucros de uma empresa que seja efetivamente gerida nos Países Baixos, exceto através de títulos, e a qual empresa as notas são atribuíveis.

Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas em razão da execução, entrega ou execução dos seus direitos e obrigações relacionados com as notas, da emissão das notas ou do cumprimento pela PGF das suas obrigações ao abrigo das notas.

Impostos sobre doações e heranças

Nenhum imposto sobre doações ou heranças será cobrado nos Países Baixos com relação a uma aquisição ou aquisição presumida de notas por meio de doação ou por morte de um titular de notas que não seja residente nem considerado residente na Holanda por as disposições pertinentes, a menos que:

- no caso de doação das notas sob condição suspensiva por um indivíduo que na data da doação não era residente nem considerado residente nos Países Baixos, esse indivíduo é residente ou considerado residente nos Países Baixos na data de (i) o cumprimento da condição ou (ii) o seu falecimento e a condição da doação for cumprida após a data do seu falecimento; ou
- no caso de uma doação de notas por um indivíduo que, à data da doação ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, à data do cumprimento da condição, não era residente nem considerado residente nos Países Baixos, esse indivíduo falece no prazo de 180 dias após a data da doação ou do cumprimento da condição, enquanto é residente ou considerado residente nos Países Baixos.

Para efeitos dos impostos holandeses sobre doações e heranças, entre outros, uma pessoa que possua a nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se essa pessoa tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os dez anos anteriores à data da doação ou a morte dessa pessoa. Além disso, para efeitos do imposto holandês sobre doações, entre outros, uma pessoa que não possua a nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se essa pessoa tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto sobre valor agregado (IVA)

Nenhum IVA holandês será devido por um titular das notas em relação a qualquer pagamento em contraprestação pela emissão das notas ou em relação a qualquer pagamento pela PGF de principal, juros ou prêmio (se houver) sobre as notas.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Outros impostos e taxas

Nenhum outro imposto de registro holandês, ou qualquer outro imposto semelhante de natureza documental, como imposto sobre capital ou imposto de selo, será devido nos Países Baixos por ou em nome de um titular das notas apenas em razão da compra, propriedade e alienação das notas.

Tributação brasileira

A discussão a seguir é um resumo das considerações fiscais brasileiras relativas a um investimento nas notas por um não residente no Brasil. A discussão é baseada nas leis tributárias do Brasil em vigor nesta data e está sujeita a qualquer alteração na lei brasileira que possa entrar em vigor após essa data. A informação apresentada abaixo destina-se apenas a uma discussão geral e não aborda todas as possíveis consequências relacionadas a um investimento nas notas.

INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS ASSESSORES TRIBUTÁRIOS QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DOS TÍTULOS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, entidade, fundo fiduciário ou organização domiciliada para fins fiscais fora do Brasil, ou um "Não Residente", é tributado no Brasil apenas quando a renda é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação que dá origem a tais ganhos envolve ativos no Brasil. Portanto, quaisquer ganhos ou juros (incluindo desconto original de emissão), taxas, comissões, despesas e quaisquer outros rendimentos pagos pela PGF em relação às notas por eles emitidos em favor de detentores não residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Os juros, taxas, comissões, despesas e quaisquer outros rendimentos pagáveis por nós, enquanto garantidores residentes no Brasil, a um não residente geralmente estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte. A alíquota do imposto de renda retido na fonte em relação aos pagamentos de juros é geralmente (no caso de rendimentos fixos - Consulte "Legal e Tributário - Considerações Tributárias Brasileiras - Tributação de Dividendos") de 15%, a menos que (i) o titular das notas seja residente ou domiciliado em uma "jurisdição de paraíso fiscal" (que é considerada um país ou jurisdição que não impõe qualquer imposto sobre a renda ou que impõe tal imposto a uma alíquota efetiva máxima inferior a 17% ou onde a legislação local impõe restrições à divulgação das identidades dos acionistas, a propriedade dos investimentos ou o beneficiário final dos lucros distribuídos ao não residente - "jurisdição de paraíso fiscal"), caso em que a alíquota aplicável é de 25% ou (ii) outra alíquota mais baixa, conforme previsto em um tratado tributário aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário esteja domiciliado. No caso em que o garantidor seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o montante principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderiam tentar impor a retenção do imposto de renda na fonte à alíquota de até 25%, conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não preveja uma regra tributária específica para tais casos e não haja uma posição oficial das autoridades fiscais ou precedentes do tribunal brasileiro a respeito do assunto, acreditamos que a remessa de fundos por nós, enquanto garantidor, para o pagamento do montante principal das notas não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, pois o simples fato de o garantidor efetuar o pagamento não converte a natureza do principal devido sob as notas em renda do beneficiário.

Se os pagamentos relativos às notas forem feitos por nós, conforme previsto nas garantias, os detentores não residentes serão indenizados de modo que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis coletáveis por retenção, dedução ou de outra forma, com relação ao principal, juros e montantes adicionais pagáveis com relação às notas (além de quaisquer juros e multas incidentes sobre estes), um detentor não residente receberá um montante igual ao que tal detentor não residente teria recebido se nenhum desses impostos brasileiros (além de juros e multas incidentes sobre estes) fosse retido. O devedor brasileiro, sujeito a certas exceções, pagará montantes adicionais em relação a tal retenção ou dedução para que o detentor não residente receba o valor líquido devido.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Os ganhos provenientes da venda ou de outra disposição das notas realizadas fora do Brasil por um não residente, que não seja uma filial ou subsidiária de residente brasileiro, a outro não residente não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos feitos do Brasil estão sujeitos ao imposto sobre operações de câmbio ("IOF/Câmbio"), que incide sobre a conversão de moeda brasileira para moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira para moeda brasileira, à taxa geral de 3,5%. Outras taxas de IOF/Câmbio podem ser aplicadas a transações específicas. Em todo caso, o governo federal brasileiro pode aumentar, a qualquer momento, essa taxa até 25%, mas apenas em relação a transações futuras.

Geralmente, não existem impostos de herança, doação, sucessão, selo ou outros impostos semelhantes no Brasil em relação à propriedade, transferência, cessão ou qualquer outra disposição das notas por um não residente, exceto pelos impostos sobre doações e heranças impostos por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados feitos por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil para pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes dentro desses estados.

Imposto de renda federal dos EUA

O resumo a seguir apresenta considerações relevantes para o imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser aplicáveis ao proprietário beneficiário de uma nota que, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, seja um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma corporação doméstica ou que, de outra forma, esteja sujeito à tributação federal de renda dos Estados Unidos com base no lucro líquido em relação às notas (um "Detentor dos EUA"). Este resumo baseia-se no Código, em sua história legislativa, em regulamentações vigentes e propostas do Tesouro dos EUA promulgadas sob ele, em pareceres publicados pela IRS e em decisões judiciais, todos em vigor na data de hoje, todos os quais estão sujeitos a alterações ou interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não se propõe a discutir todos os aspectos da tributação federal de renda dos Estados Unidos que podem ser relevantes para classes especiais de investidores, como instituições financeiras, companhias de seguros, revendedores ou negociantes de títulos ou moedas, negociadores de títulos que optam por contabilizar seu investimento em notas com base no valor de mercado, companhias de investimento regulamentadas, organizações isentas de impostos, parcerias ou sócios nelas, detentores sujeitos ao imposto mínimo alternativo, certos detentores de curto prazo de notas, pessoas que protegem sua exposição nas notas ou mantêm notas como parte de uma posição em um "straddle" ou como parte de uma transação de hedge ou "transação de conversão" para fins fiscais federais dos EUA, pessoas que realizam uma transação de "venda construtiva" em relação às notas, indivíduos estrangeiros não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um ano tributável, ou Detentores dos EUA cuja moeda funcional não é o dólar dos EUA. Os Detentores dos EUA devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de possuir as notas podem ser materialmente diferentes para investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não discute quaisquer considerações fiscais estrangeiras, estaduais ou locais ou o imposto do Medicare sobre rendimentos de investimento líquidos ou sob regras especiais de cronometragem prescritas nos termos da seção 451(b) do Código. Este resumo aplica-se apenas aos compradores originais de notas que adquiriram as notas pelo preço original de emissão e mantêm as notas como "ativos de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento). Detentores dos EUA de notas denominadas em uma moeda que não o dólar americano devem consultar seus consultores fiscais sobre a aplicação das regras de ganho ou perda cambial às notas e o tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida em relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS FEDERAIS DE IMPOSTO DE RENDA DOS EUA AQUI ABORDADAS, DE UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Pagamentos de juros

O pagamento de “juros declarados qualificados”, conforme definido abaixo, em uma nota (incluindo quaisquer montantes retidos e montantes adicionais pagos com relação a ela, se houver) geralmente será tributável para um Detentor dos EUA como renda de juros ordinários quando tais juros forem acumulados ou forem efetivamente ou construtivamente recebidos, de acordo com o método de contabilidade aplicável do Detentor dos EUA para fins fiscais federais dos EUA. Em geral, se uma nota for emitida com um “preço de emissão” que seja inferior ao seu “preço de resgate declarado na maturidade” por um valor igual ou maior que um montante mínimo, tal nota será considerada como tendo “desconto original de emissão”, ou OID, para fins fiscais dos EUA. Para esse fim, o “preço de emissão” geralmente é o primeiro preço pelo qual uma quantidade substancial dessas notas é vendida a investidores por dinheiro. Um Detentor dos EUA deve consultar seus próprios consultores fiscais em relação ao preço de emissão de uma nota, especialmente quando a nota foi emitida mediante uma oferta de troca, uma reabertura ou os termos da nota foram alterados. O preço de resgate declarado na maturidade de uma nota geralmente inclui todos os pagamentos na nota, exceto os pagamentos de juros declarados qualificados. O termo “juros declarados qualificados” geralmente significa juros declarados que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou propriedade (que não sejam instrumentos de dívida do emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa de juros fixa, ou sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

Em geral, se uma nota for emitida com OID igual ou acima de um limite mínimo, um Detentor dos EUA, independentemente de utilizar o método de contabilidade de caixa ou de acumulação para fins fiscais, será obrigado a incluir na renda bruta como renda de juros ordinários a soma das “porções diárias” do OID sobre a nota, se houver, por todos os dias durante o ano fiscal em que o Detentor dos EUA possuir a nota. As porções diárias do OID em uma nota são determinadas alocando para cada dia em qualquer período de acumulação uma parte proporcional do OID atribuível a esse período de acumulação. Em geral, no caso de um detentor inicial, o montante do OID em uma nota atribuível a cada período de acumulação é determinado por (i) multiplicar o “preço de emissão ajustado”, conforme definido abaixo, da nota no início do período de acumulação pela taxa de rendimento até o vencimento da nota e (ii) subtrair desse produto o valor dos juros declarados qualificados atribuíveis a esse período de acumulação. Os Detentores dos EUA devem estar cientes de que geralmente devem incluir o OID na renda bruta como renda de juros ordinários para fins de imposto de renda federal dos EUA à medida que ele é acumulado, antecipadamente ao recebimento de dinheiro atribuível a essa renda. O “preço de emissão ajustado” de uma nota no início de qualquer período de acumulação geralmente será a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o montante do OID atribuível a todos os períodos de acumulação anteriores, reduzido pelo montante de todos os pagamentos, exceto pagamentos de juros declarados qualificados (se houver), feitos em relação a essa nota em todos os períodos de acumulação anteriores. O termo “juros declarados qualificados” geralmente significa juros declarados que são incondicionalmente pagáveis em dinheiro ou propriedade (que não sejam instrumentos de dívida do emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa de juros fixa, ou sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

Sujeito às limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto brasileiro retido na fonte sobre juros pago à alíquota apropriada aplicável ao Detentor dos EUA pode ser qualificado para crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA desse Detentor dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem requisitos adotados pelo IRS em regulamentações promulgadas em dezembro de 2021 e qualquer imposto brasileiro geralmente precisará atender a esses requisitos para se qualificar para ser um imposto creditável para um detentor dos EUA. No caso de um Detentor dos EUA que consistentemente opta por aplicar uma versão modificada dessas regras conforme orientação temporária recentemente emitida e cumpre os requisitos específicos estabelecidos nessa orientação, o imposto brasileiro sobre juros geralmente será tratado como atendendo aos novos requisitos e, portanto, como um

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

imposto creditável. No caso de todos os outros Detentores dos EUA, a aplicação desses requisitos ao imposto brasileiro sobre juros é incerta e não determinamos se esses requisitos foram atendidos. Se o imposto brasileiro sobre juros não for um imposto creditável ou se o Detentor dos EUA não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos sobre rendimentos estrangeiros, o Detentor dos EUA poderá deduzir o imposto brasileiro ao calcular a renda tributável desse Detentor dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. Os juros e montantes adicionais constituirão renda de fontes fora dos Estados Unidos e, para os Detentores dos EUA que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, geralmente constituirão “renda da categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro.

A disponibilidade e o cálculo de créditos fiscais estrangeiros e deduções de impostos estrangeiros dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano e envolvem a aplicação de regras complexas a essas circunstâncias. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação temporária. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras às suas situações específicas.

Venda ou Disposição das Notas

Um Detentor dos EUA geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital ao vender, trocar, resgatar ou de outra forma dispor de uma nota em um valor igual à diferença entre o valor realizado na venda, troca, resgate ou outra disposição (exceto os montantes atribuíveis a juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tais) e a base de custo ajustada do Detentor dos EUA na nota. A base tributável ajustada do Detentor dos EUA na nota geralmente será igual ao custo do Detentor dos EUA pela nota, acrescido de quaisquer montantes incluídos na renda bruta pelo Detentor dos EUA como OID, se houver, e reduzido por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados sobre essa nota.

O ganho ou perda realizado por um Detentor dos EUA será um ganho ou perda de capital, e será um ganho ou perda de capital de longo prazo se as notas foram mantidas por mais de um ano. O montante líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um detentor individual geralmente está sujeito à tributação em taxas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeitas a certas limitações.

Um Titular dos Estados Unidos geralmente não terá direito a creditar qualquer imposto brasileiro incidente sobre a venda ou outra alienação das Notas contra o imposto de renda federal dos Estados Unidos de tal Titular dos Estados Unidos, exceto no caso de um Titular dos Estados Unidos que consistentemente opte por aplicar uma versão modificada das regras de crédito de imposto estrangeiro dos Estados Unidos que seja permitida pela orientação temporária recentemente emitida e que cumpra os requisitos específicos estabelecidos em tal orientação. Além disso, o ganho ou perda de capital realizado por um Detentor dos EUA na venda, troca, resgate ou outra disposição de uma nota geralmente será ganho ou perda de origem nos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA. Consequentemente, mesmo que o imposto retido na fonte se qualifique como um imposto creditável, um Detentor dos EUA poderá não ser capaz de creditar o imposto contra a sua obrigação de imposto de renda federal dos EUA, a menos que tal crédito possa ser aplicado (sujeito às condições e limitações geralmente aplicáveis) contra o imposto devido em outros rendimentos tratados como provenientes de fontes estrangeiras. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável, o imposto reduziria o valor realizado na venda ou outra disposição das notas, mesmo que o detentor dos EUA tenha optado por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para outros impostos no mesmo ano. A orientação temporária discutida acima também indica que o Tesouro e o IRS estão considerando propor alterações aos regulamentos de dezembro de 2021 e que a orientação temporária pode ser invocada até que sejam emitidas orientações adicionais que retirem ou modifiquem a orientação

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

temporária. Os detentores dos EUA devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro para a venda ou outra disposição das Notas e qualquer imposto brasileiro imposto sobre essa venda ou disposição.

Retenção de Backup e Relatórios de Informações

Um Detentor dos EUA pode, sob certas circunstâncias, estar sujeito à "retenção de backup" com relação a certos pagamentos a esse Detentor dos EUA, a menos que o detentor (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando exigido, ou (ii) forneça um número de identificação de contribuinte correto, certifique-se de que não está sujeito à retenção de backup e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção de backup. Qualquer valor retido sob essas regras geralmente será creditável contra a responsabilidade fiscal federal dos EUA do Detentor dos EUA. Embora um Detentor que não seja uma "pessoa dos Estados Unidos" (conforme definido no Código) geralmente esteja isento de retenção de backup, tal Detentor pode, em certas circunstâncias, ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de informação e identificação para comprovar o direito a essa isenção.

Os detentores devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais de relatórios que possam surgir como resultado da compra, posse ou disposição das notas.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos detentores dos EUA que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano tributável ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano tributável geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações juntamente com suas declarações de imposto de renda, atualmente no Formulário 8938 do IRS, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não norte-americana, bem como títulos emitidos por um emissor não norte-americano (o que incluiria as notas) que não estão mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais elevados aplicam-se a determinados indivíduos que vivem no estrangeiro e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de reporte a certas entidades que são tratadas como constituídas ou aproveitadas para deter interesses diretos ou indiretos em ativos financeiros estrangeiros específicos com base em determinados critérios objetivos. Os detentores norte-americanos que não reportarem as informações exigidas poderão estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o prazo prescricional para a liquidação do imposto seria suspenso, ao todo ou em parte. Os detentores devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da aplicação dessas regras a seus investimentos nas notas, incluindo a aplicação das regras a suas circunstâncias particulares.

Reforma tributária e seu impacto na Petrobras

A Emenda Constitucional nº 132, promulgada em dezembro de 2023, introduziu mudanças significativas no sistema tributário brasileiro, conhecidas como a "Reforma do Imposto sobre o Consumo". Com os objetivos de simplificação, transparência e eficiência, cinco impostos existentes, que são IPI, PIS, COFINS, ICMS e ISS, foram substituídos por um sistema de Imposto sobre Valor Agregado (IVA) e um tributo extrafiscal chamado Imposto Seletivo (IS). O sistema Dual VAT compreende o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), sob jurisdição estadual e municipal, e a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), sob jurisdição federal. Os novos impostos (IBS e CBS) têm as características de um IVA, adotando o princípio do destino para transações interestaduais e intermunicipais, juntamente com uma ampla base tributária, não cumulatividade total, cobrança externa, legislação uniforme, não tributação de exportações e tributação de importações.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



A Lei Complementar nº 214/2025 foi promulgada para regulamentar a reforma tributária, instituindo o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto Seletivo (IS). Com relação ao setor de petróleo e gás natural, a Lei Complementar nº 214/2025 introduziu disposições para garantir a manutenção do REPETRO, suspendendo o pagamento do IBS e da CBS. No entanto, a lei incluiu petróleo e gás natural na lista de bens minerais extraídos sujeitos ao IS e definiu os seguintes fatos geradores: o primeiro fornecimento do bem por qualquer motivo, a transferência não onerosa do bem produzido, a extração do bem mineral e o consumo do bem pelo fabricante. A lei também estabelece que as alíquotas de IS aplicáveis a transações envolvendo bens minerais extraídos não devem exceder 0,25%, com uma alíquota zero de IS aplicável ao gás natural usado como insumo em processos industriais e como combustível para fins de transporte. Com relação ao regime específico de IBS e CBS para combustíveis e lubrificantes estabelecido pela Emenda Constitucional nº 132, a Lei Complementar nº 214/2025 especificou os combustíveis sujeitos à incidência única do IBS e da CBS, incluindo gasolina, etanol anidro combustível, óleo diesel, biodiesel, gás liquefeito de petróleo (inclusive gás liquefeito derivado de gás natural), etanol hidratado combustível, querosene de aviação, óleo combustível, gás natural processado, biometano, gás natural veicular e outros combustíveis que venham a ser definidos e autorizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), conforme listado em ato conjunto do Comitê Gestor do IBS e do Poder Executivo Federal. A base de cálculo dos novos tributos (IBS e CBS) será a quantidade de combustível objeto da operação, com alíquotas uniformes em todo o território nacional, específicas por unidade de medida e diferenciadas por produto, sujeitas a reajuste no ano anterior à sua vigência.

O novo sistema tributário começará a ser implementado em 2026 com as alíquotas de teste CBS e IBS, sem cobrança para os contribuintes que cumprirem as obrigações acessórias. Em 2027, a CBS será totalmente implementada, o PIS e a COFINS serão abolidos e o IS poderá ser cobrado. De 2029 a 2032, haverá uma redução gradual nas alíquotas de ICMS e ISS, enquanto a alíquota de IBS aumenta. Em 2033, o ICMS e o ISS serão completamente abolidos, e o novo sistema tributário entrará em vigor.

Informações ***Adicionais***





Lista de Anexos

Nº.	Descrição
1.1	Estatuto Social alterado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, datado de 16 de abril de 2025.
2.1	Escritura, datada de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.9 à Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Form F-3, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 18 de dezembro de 2006 (Arquivos nº 333-139459 e 333-139459-01)).
2.2	Quarta Emenda à Escritura, datada de 30 de outubro de 2009, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporada por referência ao Anexo 2.36 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para os Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 2.38 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos em 20 de maio de 2010 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.4	Descrição dos Títulos.
2.5	abContrato de Transferência de Direitos, datado de 03 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o governo federal brasileiro e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 2.47 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.6	Acordo de Depósito Adicional e Restabelecido, datado de 02 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações ordinárias da Petrobras (Arquivos nº 001-15106).
2.7	Acordo de Depósito Adicional e Restabelecido, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários, de tempos em tempos, dos ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações preferenciais da Petrobras (Arquivos nº 333-235803 e 001-15106).
2.8	Sétima Emenda e Restabelecimento da Escritura, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.9	Garantia Alterada e Restabelecida para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.10	Décima Terceira Emenda à Escritura, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada, entre outros, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
	(incorporada por referência ao Anexo 2.60 ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Companhia de Finanças Internacionais da Petrobras, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivos nº 001-15106 e 001-33121)).
2.11	Escritura, datada de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 à Declaração de Registro no Form F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V., arquivada na Comissão de Valores Mobiliários em 29 de agosto de 2012 (Arquivos nº 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
2.12	Terceira Emenda Suplementar à Escritura, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Trustee, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador no Luxemburgo, relacionada aos Títulos Globais de 5,375% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo nº 001-15106)).
2.13	Garantia para os Títulos Globais de 5,375% com vencimento em 2029, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.7 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo nº 001-15106)).
2.14	Sétima Emenda Suplementar à Escritura, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada aos Títulos Globais de 5,625% com vencimento em 2043 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo nº 001-15106)).
2.15	Garantia para os Títulos Globais de 5,625% com vencimento em 2043, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo nº 001-15106)).
2.16	Contrato de Partilha de Produção, datado de 2 de dezembro de 2013, entre a Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e CNOOC Petroleum Brasil Ltda., o governo federal brasileiro, Pré-Sal Petróleo S.A.—PPSA e a ANP (incorporado por referência ao Relatório Anual no Form 20-F da Petrobras, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 30 de abril de 2014 (Arquivo nº 001-15106)).
2.17	Décima Terceira Emenda Suplementar à Escritura, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Trustee, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente pagador no Luxemburgo, relacionada aos Títulos Globais de 6,625% com vencimento em 2034 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo nº 001-15106)).
2.18	Garantia para os Títulos Globais de 6,625% com vencimento em 2034, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo nº 001-15106)).
2.19	Décima Sétima Emenda ao Contrato, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
2.20	Garantia para os Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.10 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)).
2.21	Décima Quarta Emenda Suplementar à Escritura, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente, entre outros, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo nº 001-15106)).
2.22	Primeira Emenda às Garantias, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada, entre outras, aos Títulos Globais de 6,875% com vencimento em 2040 e aos Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo nº 001-15106)).
2.23	Vigésima Emenda Suplementar ao Contrato de Emissão, datada de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, referente aos Títulos Globais de 6,850% com vencimento em 2115 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Arquivo nº 001-15106)).
2.24	Garantia para os Títulos Globais de 6,850% com vencimento em 2115, datada de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Arquivo nº 001-15106)).
2.25	Vigésimo-Quarto Suplemento do Contrato, datado de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Títulos Globais de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de janeiro de 2017 (Arquivo nº 01-15106)).
2.26	Garantia Alterada e Restabelecida para os Títulos Globais de 7,375% com vencimento em 2027, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Administrador Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Arquivo nº 01-15106)).
2.27	Vigésima Quarta Emenda e Restabelecimento da Escritura Suplementar, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Títulos Globais de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Arquivo nº 01-15106)).
2.28	Décima Sétima Emenda e Restabelecimento da Escritura Suplementar, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee, relacionada aos Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Arquivo nº 01-15106)).
2.29	Garantia Amendada e Restabelecida, datada de 22 de maio de 2017, da Garantia Amendada e Restabelecida dos Títulos Globais de 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.7 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Arquivo nº 001-15106)).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
2.30	Contrato de emissão, datado de 27 de setembro de 2017, celebrado entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee, relativo aos Títulos Globais de 5,999% com vencimento em 2028.
2.31	Vigésima Quinta Emenda Suplementar ao Contrato de Emissão, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionada aos Títulos Globais de 5,750% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo nº 001-15106)).
2.32	Garantia para os Títulos Globais de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo nº 001-15106)).
2.33	Contrato de emissão, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance no Form F-3, arquivada na Comissão de Valores Mobiliários em 28 de agosto de 2018 (Arquivos nº 333-227087 e 333-227087-01)).
2.34	Contrato de emissão, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Form F-3, arquivada na Comissão de Valores Mobiliários em 28 de agosto de 2018 (Arquivos nº 333-227087 e 333-227087-01)).
2.35	Garantia alterada e reformulada para os Títulos Globais de 5,750% com vencimento em 2029, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)).
2.36	Vigésimo Quinto Suplemento de Escritura Alterado e Revisado para os Títulos Globais de 5,750% com vencimento em 2029, datado de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)).
2.37	Garantia para os Títulos Globais de 6,900% com vencimento em 2049, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)).
2.38	Primeira Escritura Suplementar para os Títulos Globais de 6,900% com vencimento em 2049, datada de 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.6 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)).
2.39	Contrato, datado de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.75 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Form F-4, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 6 de julho de 2020 (alterado em 28 de julho de 2020) (Arquivos nº 333-239714 e 333-239714-01)).
2.40	Garantia para os Títulos Globais de 5,093% com vencimento em 2030, datada de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.73 à Declaração de Registro da Petrobras no Form F-4, arquivada na SEC em 6 de julho de 2020 (alterada em 28 de julho de 2020) (Arquivo nº 333-239714)).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
2.41	Segundo Instrumento Suplementar para os Títulos Globais de 5,600% com vencimento em 2031, datado de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.42	Garantia para os Títulos Globais de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.43	Terceira Emenda Suplementar para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2050, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.44	Garantia para os Títulos Globais de 6,750% com vencimento em 2050, datada de 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.4 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.45	Segunda escritura suplementar alterada e reformulada para os Títulos Globais de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 21 de outubro de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.46	Garantia alterada e reformulada para os Títulos Globais de 5,600% com vencimento em 2031, datada de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 21 de outubro de 2020 (Arquivo nº 001-15106)).
2.47	Quarta Emenda e Reforma do Contrato de Emissão para os Títulos Globais de 5,500% com vencimento em 2051, datada de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de junho de 2021 (Arquivo nº 001-15106)).
2.48	Garantia para os Títulos Globais de 5,500% com vencimento em 2051, datada de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de junho de 2021 (Arquivo nº 001-15106)).
2.49	Quinta Emenda ao Contrato de Emissão dos Títulos Globais de 6,500% com vencimento em 2033, datada de 3 de julho de 2023, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.2 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de julho de 2023 (Arquivo nº 001-15106)).
2.50	Garantia para os Títulos Globais de 6.500% com vencimento em 2033, datada de 3 de julho de 2023, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporada por referência ao Anexo 4.3 ao Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de julho de 2023 (Arquivo nº 001-15106)).
2.51	A Sexta Emenda e Reforma do contrato de Emissão para os Títulos Globais de 6,000% com vencimento em 2035, datado de 13 de setembro de 2024, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de setembro de 2024 (Arquivo nº 001-15106)).

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
2.52	Garantia para os Títulos Globais de 6,000% com vencimento em 2035, datado de 13 de setembro de 2024, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de setembro de 2024 (Arquivo nº 001-15106)).
2.53	Garantia para os Títulos Globais de 5,125% com vencimento em 2030, datado de 10 de setembro de 2025, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de setembro de 2025 (Arquivo nº 001-15106)).
2.54	Garantia para os Títulos Globais de 6,250% com vencimento em 2036, datado de 10 de setembro de 2025, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de setembro de 2025 (Arquivo nº 001-15106)).
2.55	A Sétima Emenda e Reforma do Contrato de Emissão para os Títulos Globais de 5,125% com vencimento em 2030, datado de 10 de setembro de 2025, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de setembro de 2025 (Arquivo nº 001-15106)).
2.56	A Oitava Emenda e Reforma do Contrato de Emissão para os Títulos Globais de 6,250% com vencimento em 2036, datado de 10 de setembro de 2025, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Trustee (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de setembro de 2025 (Arquivo nº 001-15106)).
4.1	Formulário de Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo bruto e gás natural executado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 do Registro de Declaração da Petrobras no Form F-1, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Arquivo nº 333-12298)). Este é um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, celebrado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 da Declaração de Registro da Petrobras no Form F-1 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Arquivo nº 333-12298)). Este é um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC. Até o momento, treze emendas ao Contrato de Venda de Gás (GSA, na sigla em inglês) foram assinadas desde a execução original do GSA em 16 de agosto de 1996, portanto, o GSA permanece em vigor.
8.1	Lista de Subsidiárias.
11.1	Política sobre a Divulgação de Atos ou Fatos Relevantes e Negociação de Valores Mobiliários (incorporada por referência ao Anexo 11.1 do Relatório Anual da Petrobras no Form 20-F, arquivado em 3 de abril de 2025 (Arquivo nº 001-15106)).
12.1	Certificações de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificações de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de consentimento da KPMG Auditores Independentes Ltda.
15.2	Carta de consentimento da DeGolyer and MacNaughton.
15.3	Produção de hidrocarbonetos por área geográfica.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Nº.	Descrição
15.4	Lista de nossas embarcações.
17.1	Emissão de Títulos Garantidos por Subsidiária (Arquivo nº 001-15106).
97.1	Política de Recuperação da Petrobras (incorporada por referência ao Anexo 97.1 do Relatório Anual da Petrobras no Form 20-F, arquivado em 12 de abril de 2024 (Arquivo nº 001-15106)).
97.2	Política de Recuperação da PGF (incorporada por referência ao Anexo 97.2 do Relatório Anual da Petrobras no Form 20-F, arquivado em 12 de abril de 2024 (Arquivo nº 001-15106)).
99.1	Relatório de Terceiros da DeGolyer and MacNaughton.
101.INS	Documento de Instância XBRL.
101.SCH	Documento de Esquema de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento de Linkbase de Cálculo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento de Linkbase de Definição de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento de Linkbase de Rótulos de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento de Linkbase de Apresentação de Extensão de Taxonomia XBRL.

Omitidos dos anexos arquivados com este relatório anual estão certos instrumentos e acordos referentes à dívida de longo prazo, nenhum dos quais, individualmente, autoriza títulos em um montante total que exceda 10% do total de ativos. Nós concordamos em fornecer à SEC cópias de tais instrumentos ou acordos omitidos mediante solicitação.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Assinaturas

A requerente certifica por meio deste que atende a todos os requisitos para arquivamento no Form 20-F e fez com que este relatório anual fosse devidamente assinado em seu nome pelo abaixo-assinado, devidamente autorizado, na Cidade do Rio de Janeiro, em 8 de abril de 2026.

Petróleo Brasileiro S.A. — PETROBRAS

Por: /s/ Magda Maria de Regina Chambriard

Nome: Magda Maria de Regina Chambriard

Cargo: Presidente

Por: /s/ Fernando Sabbi Melgarejo

Nome: Fernando Sabbi Melgarejo

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Abreviações

bbl	Barris
bbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhão de pés cúbicos
bn	Bilhão (mil milhões)
bnbbl	Bilhão de barris
bncf	Bilhão de pés cúbicos
bnm ³	Bilhão de metros cúbicos
bnboe	Bilhão de barris equivalentes de petróleo
boe	Barris equivalentes de petróleo
boed	Barris de petróleo equivalente por dia
cf	Pé cúbico
cmd	Metros cúbicos por dia
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
kgCO ₂ e/boe	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por barril de óleo equivalente.
KgCO ₂ e/CWT	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por tonelada ponderado pela complexidade
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m ³	Metro cúbico
m ³ /d	Metro cúbicos por dia
mbbl	Mil barris
mbbl/d	Mil barris por dia
mboe	Mil barris de petróleo equivalente
mboed	Mil barris de petróleo equivalentes por dia
mcf	Mil pés cúbicos
mcf/d	Mil pés cúbicos por dia

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



mm ³	Mil metros cúbicos
mm ³ /d	Mil metros cúbicos por dia
mm ³ /y	Mil metros cúbicos por ano
mmbbl	Milhão de barris
mmbbl/d	Milhão de barris por dia
mboe	Milhão de barris equivalentes de petróleo
mboed	Milhões de barris de petróleo equivalentes por dia
mmcf	Milhão de pés cúbicos
mmcf/d	Milhão de pés cúbicos por dia
mmm ³	Milhão de metros cúbicos
mmm ³ /d	Milhão de metros cúbicos por dia
mnt	Milhão de toneladas métricas
mnt/y	Milhão de toneladas métricas por ano
MW	Megawatts
MWavg	A quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) no qual essa energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de potência fornecido ou demandado por uma hora
ppm	Partes por milhão
R\$	Reais
t	Toneladas métricas
tCO ₂ e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
t/d	Toneladas métricas por dia
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
US\$	Dólar
/d	Por dia

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Tabela de conversão

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0,004047 km ²
1 barril	=	42 galões americanos	=	Aproximadamente 0,13 toneladas de petróleo
1 boe	=	1 barril equivalente de petróleo bruto	=	5.614,65 cf de gás natural.
1 m ³ de gás natural	=	35,315 cf	=	0,0063 boe
1 km	=	0,6214 milhas		
1 metro	=	3,2808 pés		
1 tonelada de petróleo bruto	=	1.000 quilograma de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (assumindo grau API de 37° em pressão atmosférica)

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Referência cruzada ao Form 20-F

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	Aviso legal	6
	Glossário de Determinados Termos Usados neste Relatório Anual	9
	Quem somos	26
	Visão geral	27
PARTE I		
Item 1.	Identidade dos Diretores, Alta Administração e Consultores	<i>Não aplicável</i>
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	<i>Não aplicável</i>
Item 3.	Informações Chave	
	A. Reservado	<i>Não aplicável</i>
	B. Capitalização e endividamento	<i>Não aplicável</i>
	C. Motivos da oferta e utilização dos recursos	<i>Não aplicável</i>
	D. Fatores de Riscos	Riscos (Fatores de Riscos) 33
Item 4.	Informações sobre a Empresa	
	A. História e desenvolvimento da empresa	Aviso legal (Documentos em Exposição); Quem Somos (Quem Somos; Visão Geral); 6; 26; 27
	B. Visão geral do negócio	Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Exploração & Produção; Refino, Transporte e Comercialização; Gás & Energias de Baixo Carbono; Fusões e Aquisições); Plano de Negócios 2026-30 (PN 2026-30); Legal e Fiscal (Regulamentação) 27; 70; 107; 128; 145; 153; 272
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão Geral); Anexo 8.1 - Lista de Subsidiárias 27
	D. Imobilizado	Nossos Negócios; Plano de Negócios 2026-30 (PN 2026-30); Legal e Fiscal (Regulamentação) 69; 153; 272
Item 4A.	Comentários não Resolvidos da Equipe	<i>Nenhum</i>
Item 5.	Análise Operacional e Financeira e Perspectivas	
	A. Resultados operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 184
	B. Liquidez e recursos de capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 194
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças, etc.	Ambiental, Social e Governança (Responsabilidade Social; Governança Corporativa) 171; 177
	D. Informações sobre tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 69; 32; 184
	E. Estimativas Contábeis Críticas	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 194
Item 6.	Diretores, Alta Administração e Empregados	
	A. Diretores e alta administração	Administração e Empregados (Administração) 208
	B. Compensação	Administração e Empregados (Administração) 208

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	C. Práticas do conselho	Administração e Empregados (Administração) 208
	D. Empregados	Administração e Empregados (Empregados) 230
	E. Propriedade compartilhada	Informações aos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Administração e Empregados (Administração) 249; 258; 208
	F. Divulgação de ação adotada pela requerente para recuperar remuneração concedida indevidamente por erro	Não aplicável
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	
	A. Principais acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 258
	B. Transações com partes relacionadas	Compliance e Controles Internos (Transações com Partes Relacionadas) 244
	C. Interesses de peritos e advogados	Não aplicável
Item 8.	Informações Financeiras	
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações Financeiras; Legal e Fiscal (Processos Judiciais); Informações aos Acionistas F-1; 280; 248
	B. Mudanças Significativas	Não aplicável
Item 9.	Oferta e Listagem	
	A. Detalhes da oferta e listagem	Não aplicável
	B. Plano de distribuição	Não aplicável
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem) 249
	D. Acionistas vendedores	Não aplicável
	E. Diluição	Não aplicável
	F. Despesas da emissão	Não aplicável
Item 10.	Informações Adicionais	Não aplicável
	A. Capital social	Não aplicável
	B. Memorando e contrato social	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa); Administração e Empregados; Informações aos Acionistas; Anexo 1.1; Anexo 2.4 177; 207; 248
	D. Controles cambiais	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais para Acionistas Não Brasileiros) 268
	E. Tributação	Legal e Fiscal (Impostos) 286
	F. Dividendos e agentes pagadores	Não aplicável
	G. Declaração de peritos	Não aplicável
	H. Documentos em exposição	Aviso legal 6
	I. Informações Subsidiárias	Não aplicável
	J. Relatório Anual aos Detentores de Valores Mobiliários	Não aplicável
Item 11.	Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado	Riscos (Divulgações Sobre Risco de Mercado) 61
Item 12.	Descrição de Títulos que não sejam Títulos Patrimoniais	
	A. Títulos de Dívida	Não aplicável
	B. Garantias e Direitos	Não aplicável
	C. Outros Títulos	Não aplicável

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas 248
PARTE II		
Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atraso e Pendências	Nenhum
Item 14.	Modificações Materiais nos Direitos dos Detentores de Valores Mobiliários e Utilização dos Rendimentos	Nenhum
Item 15.	Controles e Procedimentos	Conformidade e Controles Internos (Controles e Procedimentos) 246
Item 16.	Reservado	Não aplicável
	A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 208
	B. Código de Ética	Compliance e Controles Internos (Compliance) 240
	C. Honorários e Serviços do Contador Principal	Administração e Empregados (Administração) 208
	D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 208
	E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emitente e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 258
	F. Mudança no Contador Certificador do Registrante	Não aplicável
	G. Governança Corporativa	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa) 177
	H. Divulgação sobre Segurança em Minas	Não aplicável
	I. Divulgação sobre Jurisdições Estrangeiras que Impedem Inspeções	Não aplicável
	J. Políticas de Negociação com Informações Privilegiadas	Compliance e Controles Internos (Compliance) 240
	K. Divulgação de Segurança Cibernética	Riscos (Estrutura de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos) 63
PARTE III		
Item 17.	Demonstrações Financeiras	Não aplicável
Item 18.	Demonstrações Financeiras	Demonstrações Financeiras F-1
Item 19.	Anexos	Anexos 311
		Assinaturas 318
		Abreviações 319
		Tabela de Conversão 321
		Referência Cruzada ao Form 20-F 322

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2025 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.



Demonstrações Financeiras

CONSOLIDADAS

*(Tradução livre do original
emitido em inglês)*

2025



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO	F-3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA	F-4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA	F-5
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA	F-6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA	F-7
1. A Companhia e suas operações	F-8
2. Base de elaboração	F-9
3. Práticas contábeis materiais	F-9
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes	F-10
5. Mudanças climáticas	F-17
6. Novas normas e interpretações	F-25
7. Gestão de capital	F-26
8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras	F-26
9. Receita de vendas	F-28
10. Custos e despesas por natureza	F-30
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	F-31
12. Resultado financeiro líquido	F-32
13. Informações por Segmento	F-33
14. Contas a receber	F-40
15. Estoques	F-42
16. Pagamentos antecipados	F-43
17. Fornecedores	F-43
18. Tributos	F-44
19. Benefícios a empregados	F-51
20. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências	F-66
21. Provisões para desmantelamento de áreas	F-77
22. Outros ativos e passivos	F-79
23. Imobilizado	F-81
24. Intangível	F-84
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	F-86
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural	F-92
27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção	F-94
28. Investimentos	F-98
29. Venda de ativos e outras operações	F-101
30. Financiamentos	F-103
31. Arrendamentos	F-107
32. Patrimônio Líquido	F-109
33. Gerenciamento de riscos financeiros	F-116
34. Partes relacionadas	F-124
35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	F-128
36. Eventos subsequentes	F-129
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)	F-130
Relatório da Administração em relação aos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros	F-144
Relatório dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)	F-145

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO**PETROBRAS**

Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2025	2024
Caixa e equivalentes de caixa	8	6.471	3.271
Aplicações financeiras	8	2.726	4.263
Contas a receber, líquidas	14	4.627	3.566
Estoques	15	8.210	6.710
Tributos sobre o lucro	18	658	411
Impostos e contribuições	18	1.368	1.555
Pagamentos antecipados	16	468	361
Outros ativos	22	895	1.189
		25.423	21.326
Ativos classificados como mantidos para venda	29	25	510
Ativo circulante		25.448	21.836
Contas a receber, líquidas	14	851	1.256
Aplicações financeiras	8	3	582
Depósitos judiciais	20	14.814	11.748
Tributos sobre o lucro	18	365	319
Tributos diferidos sobre o lucro	18	1.015	922
Impostos e contribuições	18	4.177	3.282
Pagamentos antecipados	16	4.238	2.255
Outros ativos	22	313	246
Ativo realizável a longo prazo		25.776	20.610
Investimentos	28	550	659
Imobilizado	23	168.040	136.285
Intangível	24	2.523	2.255
Ativo não circulante		196.889	159.809
Total do ativo		222.337	181.645
Passivo	Nota	2025	2024
Fornecedores	17	7.442	6.082
Financiamentos	30	2.186	2.566
Arrendamentos	31	10.037	8.542
Tributos sobre o lucro	18	1.292	1.400
Impostos, contribuições e participações governamentais	18	3.810	3.284
Dividendos propostos	32	2.095	2.657
Provisão para desmantelamento de áreas	21	2.950	1.696
Benefícios a empregados	19	3.805	2.315
Outros passivos	22	2.331	2.205
		35.948	30.747
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	103	713
Passivo circulante		36.051	31.460
Financiamentos	30	24.255	20.596
Arrendamentos	31	33.315	28.607
Tributos sobre o lucro	18	576	530
Tributos diferidos sobre o lucro	18	6.354	1.470
Benefícios a empregados	19	15.367	10.672
Provisão para processos judiciais e administrativos	20	3.250	2.833
Provisão para desmantelamento de áreas	21	25.563	24.507
Outros passivos	22	1.715	1.620
Passivo não circulante		110.395	90.835
Passivo circulante e não circulante		146.446	122.295
Capital subscrito e integralizado	32	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.145	29
Reservas de lucros	32	72.600	61.446
Outros resultados abrangentes	32	(105.281)	(109.470)
Atribuído aos acionistas da controladora		75.565	59.106
Atribuído aos acionistas não controladores	28	326	244
Patrimônio líquido		75.891	59.350
Total do passivo		222.337	181.645

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2025	2024	2023
Receita de vendas	9	89.195	91.416	102.409
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(46.736)	(45.444)	(48.435)
Lucro bruto		42.459	45.972	53.974
Despesas				
Vendas	10	(5.198)	(4.874)	(5.038)
Gerais e administrativas	10	(1.938)	(1.845)	(1.594)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(1.217)	(913)	(982)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(864)	(789)	(726)
Tributárias		(768)	(1.251)	(890)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(1.519)	(1.531)	(2.680)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(4.842)	(7.893)	(4.031)
		(16.346)	(19.096)	(15.941)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro		26.113	26.876	38.033
Receitas financeiras		1.490	1.954	2.169
Despesas financeiras		(4.314)	(5.957)	(3.922)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		3.558	(11.104)	(580)
Resultado financeiro líquido	12	734	(15.107)	(2.333)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(52)	(627)	(304)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		26.795	11.142	35.396
Tributos sobre o lucro	18	(7.075)	(3.537)	(10.401)
Lucro líquido do exercício		19.720	7.605	24.995
Acionistas da Petrobras		19.634	7.528	24.884
Acionistas não controladores		86	77	111
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	32	1,52	0,58	1,91

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA
PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	2025	2024	2023
Lucro líquido do período		19.720	7.605	24.995
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	19	(2.862)	3.279	(3.574)
Tributos diferidos sobre o lucro		109	(375)	271
		(2.753)	2.904	(3.303)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido		7.730	(15.627)	4.554
Transferidos para o resultado		2.141	2.992	3.763
Tributos diferidos sobre o lucro		(3.356)	4.295	(2.830)
	33	6.515	(8.340)	5.487
Ajustes de conversão em investidas ⁽¹⁾				
Reconhecidos no patrimônio líquido		221	(2.290)	1.186
		221	(2.290)	1.186
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas				
Reconhecidos no patrimônio líquido	28	246	(261)	267
		246	(261)	267
Outros resultados abrangentes:		4.229	(7.987)	3.637
Resultado Abrangente Total		23.949	(382)	28.632
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras		23.823	(373)	28.502
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores		126	(9)	130

(1) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

		2025	2024	2023
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício		19.720	7.605	24.995
Ajustes para:				
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	19	1.747	2.934	1.542
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	52	627	304
Depreciação, depleção e amortização	35	15.147	12.479	13.280
Perda líquida no valor de recuperação de ativos - Impairment	25	1.519	1.531	2.680
Ajuste a valor realizável líquido	15	4	(42)	(7)
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		80	260	40
Baixa de poços	26	427	482	421
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(19)	(228)	(1.295)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		(1.441)	15.407	2.498
Tributos sobre o lucro	18	7.075	3.537	10.401
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		782	3.584	2.052
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(237)	(259)	(284)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(616)	(349)	(415)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	1.023	996	797
Equalização de gastos - AIP	27	241	16	50
Redução/(aumento) de ativos				
Contas a receber		(471)	1.822	88
Estoques		(857)	(295)	1.564
Depósitos judiciais		(522)	229	(1.723)
Outros ativos		249	(165)	324
Aumento/(redução) de passivos				
Fornecedores		1.068	970	(1.004)
Impostos, contribuições e participações governamentais		(1.196)	(2.988)	(431)
Planos de pensão e de saúde		(1.062)	(1.001)	(927)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(791)	(467)	(591)
Outros benefícios a empregados		1.050	(80)	356
Provisão para desmantelamento de áreas		(1.072)	(977)	(902)
Outros passivos		(852)	(737)	(569)
Tributos sobre o lucro pagos		(5.001)	(6.907)	(10.032)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		36.047	37.984	43.212
Fluxos de caixa das atividades de investimentos				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(19.521)	(14.644)	(12.114)
Reduções (adições) em investimentos		2	(22)	(24)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		613	863	3.606
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		355	397	391
Resgates (investimentos) em títulos e valores mobiliários		2.784	(109)	98
Dividendos recebidos		128	146	88
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos		(15.639)	(13.369)	(7.955)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores		(1)	(84)	1
Captações	30	5.320	2.129	2.210
Amortizações de principal - financiamentos	30	(3.326)	(6.536)	(4.193)
Amortizações de juros - financiamentos	30	(1.836)	(1.918)	(1.978)
Amortizações de arrendamentos	31	(9.409)	(7.895)	(6.286)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(8.114)	(18.327)	(19.670)
Recompra de ações		-	(380)	(735)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(40)	(77)	(49)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(17.406)	(33.088)	(30.700)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		198	(983)	174
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		3.200	(9.456)	4.731
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		3.271	12.727	7.996
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		6.471	3.271	12.727

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões	Transações de Capital	Reservas de Lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controla-dores	Total do patrimônio líquido consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2023		107.101	1.144	66.434	(105.187)	-	69.492	344	69.836
Ações em Tesouraria	32.3	-	(735)	-	-	-	(735)	-	(735)
Transações de capital	32.3	-	1	-	-	-	1	1	2
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	24.884	24.884	111	24.995
Resultados abrangentes	32.4	-	-	-	3.618	-	3.618	19	3.637
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	32.5	-	-	(6.864)	-	-	(6.864)	-	(6.864)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	7	7	-	7
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	10.137	-	(10.137)	-	-	-
Dividendos	32.5	-	-	2.934	-	(14.754)	(11.820)	(83)	(11.903)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		107.101	410	72.641	(101.569)	-	78.583	392	78.975
Saldo em 1 de janeiro de 2024		107.101	410	72.641	(101.569)	-	78.583	392	78.975
Ações em Tesouraria	32.3	-	(381)	-	-	-	(381)	-	(381)
Transações de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	7.528	7.528	77	7.605
Resultados abrangentes	32.4	-	-	-	(7.901)	-	(7.901)	(86)	(7.987)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	32.5	-	-	(7.178)	-	-	(7.178)	-	(7.178)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	54	54	-	54
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	130	-	(130)	-	-	-
Dividendos	32.5	-	-	(4.147)	-	(7.452)	(11.599)	(57)	(11.656)
Saldo em 31 de dezembro de 2024		107.101	29	61.446	(109.470)	-	59.106	244	59.350
Saldo em 1 de janeiro de 2025		107.101	29	61.446	(109.470)	-	59.106	244	59.350
Cancelamento de ações em tesouraria	32.3	-	1.116	(1.116)	-	-	-	-	-
Transação de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	19.634	19.634	86	19.720
Outros resultados abrangentes	32.4	-	-	-	4.189	-	4.189	40	4.229
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2025	32.5	-	-	(1.477)	-	-	(1.477)	-	(1.477)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	153	153	-	153
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	12.280	-	(12.280)	-	(20)	(20)
Dividendos	32.5	-	-	1.467	-	(7.507)	(6.040)	(20)	(6.060)
Saldo em 31 de dezembro de 2025		107.101	1.145	72.600	(105.281)	-	75.565	326	75.891

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

1. A Companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada “Petrobras” ou “Companhia”, é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, que se rege pelas normas de direito privado – em geral – e, especificamente, pela Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 (Estatuto Jurídico das Estatais), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A Companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a Companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da Companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica.

A Companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, incluindo as atividades relacionadas à movimentação e à estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e à economia de baixo carbono, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela Companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Gás (Lei nº 14.134/21). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela Companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

2. Base de elaboração

2.1. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas

Essas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou estimativas baseadas em premissas e julgamentos que afetam a aplicação das práticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

Para aprimorar o entendimento da sua posição financeira e patrimonial, a Companhia realizou algumas alterações na apresentação das demonstrações financeiras dos anos anteriores, e aplicou para este ano, conforme a seguir:

- mudança da nomenclatura de *títulos e valores mobiliários* para *aplicações financeiras* no ativo;
- desagregação de *pagamentos antecipados* no ativo circulante e não circulante, antes agregado em *outros ativos*;
- mudança da nomenclatura de *imposto de renda e contribuição social*, inclusive a do diferido, para *tributos sobre o lucro*; e
- desagregação de *tributos sobre o lucro*, antes agregado em *impostos e contribuições*, no ativo não circulante.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 8 de abril de 2026, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de todas as suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional das subsidiárias diretas da Petrobras que operam fora do Brasil é o dólar norte-americano.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas em sua indústria. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 – “Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio”. Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em “outros resultados abrangentes” na demonstração das mutações do patrimônio líquido.

Dólar norte-americano / Real	Dez/25	Set/25	Jun/25	Mar/25	Dez/24	Set/24	Jun/24	Mar/24	Dez/23	Set/23	Jun/23	Mar/23
Taxa média trimestral	5,40	5,45	5,67	5,85	5,84	5,55	5,21	4,95	4,96	4,88	4,95	5,20
Taxa ao final do período	5,50	5,32	5,46	5,74	6,19	5,45	5,56	5,00	4,84	5,01	4,82	5,08

3. Práticas contábeis materiais

As práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras.

4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações. A seguir são apresentados: (i) julgamentos relevantes; e (ii) as principais fontes de incerteza com risco significativo de causar ajustes materiais em estimativas contábeis da Companhia ao longo do próximo exercício social.

4.1. Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas

Após a obtenção dos direitos legais para explorar em uma área específica, a Companhia utiliza o método dos esforços bem-sucedidos para reconhecer gastos incorridos em conexão com a exploração e avaliação de recursos minerais, antes da viabilidade técnica e comercial da extração desses recursos ser demonstrada. Este método requer uma relação direta entre os gastos incorridos e os recursos minerais, para que estes sejam caracterizados como ativos. A nota explicativa 26 apresenta os tipos de gastos exploratórios e seus respectivos reconhecimentos.

A determinação do momento em que a viabilidade técnica e comercial da extração de um recurso mineral é demonstrada requer julgamentos da administração. Uma comissão interna de executivos técnicos da Companhia avalia periodicamente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais.

A Companhia considera que a viabilidade técnica e comercial de um recurso mineral pode ser demonstrada quando o projeto possui todas as informações necessárias para caracterizar o reservatório como reserva provada. Gastos associados a recursos minerais não comerciais são reconhecidos como despesa no período quando identificados.

De acordo com a definição estabelecida pela Securities and Exchange Commission (SEC), reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes.

A Companhia também apura as reservas de acordo com o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/*Society of Petroleum Engineers*). As principais diferenças entre esse critério e o critério SEC estão associadas à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, os volumes previstos de serem produzidos além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

4.2. Ajuste ao valor recuperável de ativos não financeiros (*Impairment*)

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* de ativos não financeiros envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da Companhia; (b) às taxas de desconto e; (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas. O valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

A análise de sensibilidade para os ativos ou unidades geradoras de caixa (UGCs) com maiores potenciais de reconhecimento de perda ou reversão de *impairment* no próximo exercício é apresentada na nota explicativa 25.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Preço médio do Brent e taxa média de câmbio

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas ou aumentos expressivos, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções de preços e câmbio derivam do Plano de Negócios e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da Companhia.

O modelo de previsão de preços da Companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

O processo de elaboração das projeções de câmbio é baseado em modelos econométricos que utilizam como variáveis explicativas a tendência de longo prazo envolvendo principalmente dados observáveis, tais como preços de commodities, o risco país, a taxa de juros americana e o valor do Dólar em relação a uma cesta de moedas (Indicador Dólar Index).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou Unidades Geradoras de Caixa (UGCs). Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da Companhia são impactadas diretamente pelo preço do *Brent*, bem como pela taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real, que também influencia significativamente os investimentos e despesas operacionais.

A nota explicativa 25 apresenta as estimativas de preços e câmbio adotadas pela Companhia.

Taxas de desconto

As taxas de desconto usadas nos testes de *impairment* refletem os riscos específicos associados aos fluxos de caixa estimados do ativo ou UGC. Por exemplo, mudanças no ambiente econômico e político podem resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*, bem como decisões sobre investimentos que resultem no adiamento ou interrupção de projetos considerando os riscos específicos relacionados a não completação ou início postergado das operações.

A nota explicativa 25 apresenta as principais taxas de desconto aplicadas nos testes de *impairment*.

Revisões nas estimativas de reservas provadas e prováveis

A estimativa de reservas conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE, descrita na nota explicativa 4.1, está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia dos projetos de desenvolvimento da Companhia ou na capacidade de produção.

Embora a Companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

4.2.2. Definição das unidades geradoras de caixa (UGC) para testes de *impairment*

Uma UGC representa um menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos. Essa definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão.

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo influenciar na sua capacidade de gerar caixa e ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de tais ativos. Caso a aprovação da venda de um componente de uma UGC ocorra entre a data base das demonstrações financeiras e a data na qual é autorizada a emissão dessas demonstrações, a Companhia reavalia se as informações existentes no período contábil em questão evidenciam que o valor em uso desse componente poderia ser estimado como próximo do seu valor justo líquido de despesas de venda. Tais informações devem incluir a evidência do estágio em que a administração se encontrava comprometida com a venda do componente da UGC.

As definições das UGCs adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de Exploração e Produção (E&P):

- i) Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2025, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 29 campos e 14 polos.
- ii) Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam ativos que deixaram de operar, tais como plataformas, sondas de perfuração e outros ativos não associados a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC):

- i) Ativos de refino e logística: este conjunto de ativos inclui as refinarias, terminais e dutos, além dos ativos logísticos operados pela Transpetro. A operação combinada e centralizada desses ativos, visa a atender ao mercado com menor custo global, preservando, sobretudo, o valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o mix de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da Companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou mix de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado. Em 2025, com a assinatura dos principais contratos para a conclusão das obras e retomada dos investimentos do 2º trem da RNEST e dos ativos de refino e de utilidades do Complexo de Energias Boaventura, houve alteração da UGC dos ativos de refino e logística com a incorporação desses ativos.
- ii) Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- iii) Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- iv) Unidades de Fertilizantes: conjunto de ativos vinculados às fábricas de fertilizantes nitrogenados, em fase de retorno à operação ou hibernadas. Em 31 de dezembro de 2025, as três UGCs são: Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), Fafens (plantas de fertilizantes nos estados da Bahia e do Sergipe) e Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III);
- v) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):

- i) Sistema Integrado de Processamento (SIP): conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõe uma UGC em função das características contratuais do SIP e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).
- ii) Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.
- iii) Conjunto das Térmicas: é o conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTES). A operação e a comercialização de energia dessa UGC são realizadas e coordenadas de forma integrada. Os resultados econômicos de cada uma das usinas do portfólio integrado são altamente dependentes entre si, devido à otimização operacional que visa maximizar o resultado do todo.
- iv) Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de Montes Claros e Candeias. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados na comercialização de produtos e a oferta de matéria-prima;
- v) Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.
- vi) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

Conforme apresentado na nota explicativa 23, a taxa de depreciação para os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás depletados pelo método das unidades produzidas é calculada com base na produção mensal em relação às respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para bônus de assinatura, onde se utilizam as reservas provadas totais.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente pequeno quando comparado ao custo de um novo poço; ou (ii) por meio de equipamentos de extração e infraestrutura operacional instalados no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no método de unidades produzidas são elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos no resultado e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural. Informações sobre as incertezas relacionadas às estimativas de volumes de reservas estão apresentadas na nota explicativa 4.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização.

4.4. Fontes de incerteza em benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da Companhia, líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente, conforme nota explicativa – 19.3.2 - Movimentação do valor presente da obrigação (VPO).

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas financeiras e demográficas. Dentre as principais estão:

- a) Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente, que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e
- b) Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (per capita) da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Em conjunto com outras premissas atuariais, a taxa de desconto e taxa de variação de custos médicos e hospitalares são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas.

As incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido e análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares estão divulgadas nas notas explicativas 19.3.6 e 19.3.7, respectivamente.

4.5. Fontes de incerteza em provisões para processos judiciais e contingências

A Companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e considera estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres e avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a Companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a Companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração da probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 20.

4.6. Fontes de incerteza em obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas do Segmento E&P ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. A previsão do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão afetam o cálculo da provisão. A nota explicativa 4.1 contém informações adicionais sobre revisões nas estimativas de reservas da Companhia.

Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da Companhia. Variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido em função dos longos períodos até a data de remoção dos ativos e de restauração ambiental do local de operação da maioria dos projetos da Companhia.

Os cálculos para a determinação do montante a ser provisionado são complexos, uma vez que: i) a maior parte das obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança. Adicionalmente, os custos de remoção são, em grande parte, denominados em moeda estrangeira, podendo ocasionar variações significativas na revisão das estimativas em função do câmbio.

A Companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de descomissionamento, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Em caso de venda total ou parcial de participação em contratos de Exploração e Produção, a Companhia permanece solidariamente responsável pelos custos de desmantelamento de áreas após o encerramento da produção, caso o adquirente deixe de cumprir esta obrigação, conforme determinação da ANP.

As provisões para desmantelamento associadas aos segmentos de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) e Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC) da companhia não são reconhecidas, pois não há obrigação legal, contratual ou compromisso firmados com agentes externos para descomissionamento de instalações. Alterações nessas circunstâncias podem exigir o reconhecimento de uma provisão para descomissionamento para tais ativos. Entretanto, tais alterações não são esperadas pela Companhia.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 21.

4.7. Fontes de incerteza em arrendamentos

A Companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da Companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente.

As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* – de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da Companhia, ajustadas para refletir as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda e a *duration* do respectivo fluxo de pagamento.

Os valores presentes dos passivos de arrendamentos são determinados com base nas taxas incrementais estimadas na data de início de cada arrendamento. Portanto, mesmo nos casos em que contratos de arrendamento possuam características semelhantes, seus fluxos de caixa podem ser descontados por taxas incrementais significativamente diferentes em função das condições da taxa de captação corporativa da Companhia na data de início de cada arrendamento.

A nota explicativa 31 apresenta as principais informações por família de contratos de arrendamento.

4.8. Fontes de incerteza na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios corrente e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação.

O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da Companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo.

Conforme descrito na nota 33.3.1, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período. No entanto, podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano de Negócios, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.3.1.

4.9. Fontes de incerteza em imposto de renda e contribuição social correntes

As regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que tais interpretações divirjam do entendimento da Companhia.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela Companhia, principalmente relacionados a diferentes interpretações sobre aplicabilidade e montantes de deduções e adições à base de cálculo de tributos sobre o lucro. Com base na melhor forma de estimar a resolução da incerteza, a Companhia avalia cada tratamento fiscal incerto separadamente ou em conjunto de temas onde há interdependência quanto ao resultado esperado.

A Companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis à legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza. Os riscos tributários identificados são prontamente avaliados, tratados e, quando aplicável, deliberados por meio de metodologia de gestão de riscos tributários, previamente implementada.

Se for provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras são consistentes com a escrituração fiscal e, portanto, nenhuma incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro corrente ou diferido. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Na medida que a Companhia conclua que não é provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras devem refletir essa incerteza na mensuração dos tributos sobre o lucro corrente ou diferido.

O efeito da incerteza para cada tratamento fiscal incerto é estimado utilizando o método que forneça a melhor previsão da resolução da incerteza. O método do valor mais provável fornece como estimativa o único valor mais provável em um conjunto de resultados possíveis, enquanto o método do valor esperado representa a soma de valores de probabilidade ponderada na faixa de resultados possíveis.

Informações adicionais sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 18.1.

4.10. Fontes de incerteza nas perdas de crédito esperada de ativos financeiros

Perdas de crédito correspondem à diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à entidade e todos os fluxos de caixa que a entidade espera receber, descontados à taxa de juros efetiva original. A perda de crédito esperada (PCE) de um ativo financeiro corresponde à média ponderada de perdas de crédito com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações.

A provisão de perdas de crédito esperadas para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

As notas explicativas 14.2 e 14.3 apresentam detalhamentos sobre os valores de PCE reconhecidos pela Companhia.

4.11. Fontes de incerteza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos

Como resultado da 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, a Companhia celebrou em 2022 aditivos e novos acordos junto aos parceiros nos campos de Atapu e Sépia. Esses acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, possíveis valores adicionais a receber que podem ser devidos à Companhia, relacionados à variação do Brent, conforme condições descritas na nota explicativa 29.2.

Adicionalmente, ao longo dos últimos anos a Companhia alienou ativos considerados não estratégicos e estabeleceu parcerias em ativos de E&P visando, dentre outros objetivos, compartilhamento de riscos e o desenvolvimento de novas tecnologias. Tais transações foram realizadas através de parcerias (nota explicativa 27) e desinvestimentos, com procedimentos alinhados à legislação vigente e órgãos reguladores. Em algumas dessas transações, também estão previstos recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do Brent (nota explicativa 29).

5. Mudanças climáticas

Mudanças climáticas podem resultar em efeitos negativos e positivos para a Companhia. Potenciais efeitos negativos das mudanças climáticas para a Companhia são denominados riscos relacionados ao clima (riscos climáticos). Inversamente, potenciais efeitos positivos das mudanças climáticas para a Companhia são denominados oportunidades relacionadas ao clima.

Riscos climáticos são categorizados como: (i) riscos de transição relacionados ao clima (riscos de transição); e (ii) riscos físicos relacionados ao clima (riscos físicos).

O Plano de Negócios 2026-2030 da Companhia incorpora as ações e metas relacionadas à trajetória para uma economia de baixo carbono. Tais ações da Companhia incluem, entre outros, projetos de descarbonização das operações para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono.

5.1. Efeitos dos riscos climáticos nas estimativas contábeis

Estimativas contábeis são valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos a incertezas de mensuração.

As seguintes informações utilizadas em estimativas contábeis relevantes da Companhia são, em grande parte, determinadas com base nas premissas e projeções do Plano de Negócios 2026-2030:

- Valor em uso considerado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota explicativa 4.2.1);
- Prazos e custos utilizados na mensuração da provisão para desmantelamento de áreas (nota explicativa 4.6);
- Exportações futuras altamente prováveis utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação (nota explicativa 4.8); e
- Vidas úteis dos ativos imobilizados e intangíveis utilizadas na mensuração das despesas com depreciação, amortização e depleção (notas explicativas 23 e 24).

Conforme especificado no tópico a seguir, a Companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Plano de Negócios aprovado pelo Conselho de Administração, atualizado a cada ano, o que inclui as ações para o atingimento dos seus compromissos climáticos e de sua ambição de neutralizar as suas emissões líquidas operacionais de Gases de Efeito Estufa (GEE) escopos 1¹ e 2² até 2050.

A ambição e os compromissos acima não constituem garantias de desempenho futuro pela Companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever.

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

Os riscos de transição decorrem dos esforços associados à transição para uma economia de baixo carbono. Nessa categoria, a Companhia identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados e afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

¹ Emissões diretas de GEE que ocorrem de fontes que são de propriedade ou controladas pela empresa.

² Emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade e vapor comprados ou consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽²⁾
Mercado	O aumento da demanda por energia e produtos de baixo carbono, juntamente com a preferência por produtos fósseis com menor intensidade de GEE nos processos produtivos, levando à redução da demanda por petróleo e, consequentemente, à queda de preços dos produtos fósseis. No Brasil, a demanda por produtos fósseis pode ser afetada, por exemplo, por estímulos regulatórios como a Lei do Combustível do Futuro ⁽¹⁾ e pelos desdobramentos setoriais da Política Nacional sobre Mudança do Clima e da Política Nacional de Transição Energética, visando o atendimento das metas brasileiras de redução de emissões.	Médio e longo prazo
Tecnológico e de Implementação	Perda de competitividade devido à não implementação ou à implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco custo-efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio e longo prazo
Regulatório e Legal	Estabelecimento de exigências regulatórias mais rigorosas quanto ao controle de emissões de GEE e demais requisitos relacionados às mudanças climáticas, podendo causar restrições operacionais e penalidades financeiras às nossas atividades. No Brasil, um exemplo é a sanção da Lei nº 15.042/2024, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), podendo acarretar custos adicionais de precificação de carbono para as nossas operações.	Médio e longo prazo
Contencioso e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação decorrentes do não atendimento de compromissos climáticos, percepção de falta de transparência e/ou aquisição de créditos de carbono de baixa qualidade e integridade.	Médio e longo prazo

(1) Legislação que alinha uma série de iniciativas para estimular e orientar a produção de biocombustíveis e reduzir a emissão de gases de efeito estufa – GEE, compreendendo o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Ademais, altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina e o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel e dispõe sobre regulamentação e fiscalização das atividades de captura e de estocagem geológica de dióxido de carbono e sobre a regulamentação da produção e comercialização dos combustíveis sintéticos. Também promove a integração de iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).

(2) Critério adotado para o horizonte de tempo: curto prazo (1 ano), médio prazo (entre 1 e 5 anos) e longo prazo (após 5 anos).

Os riscos listados acima foram considerados na elaboração do Plano de Negócios 2026-2030 da Companhia. Tal consideração se baseou nas seguintes premissas de ambiente externo que refletem a dinâmica do setor de energia:

- Crescimento econômico moderado em relação ao passado recente;
- Mudanças em hábitos de consumo e comportamentos;
- Políticas públicas que focarão em mobilidade, qualidade do ar e adaptação da infraestrutura urbana às mudanças climáticas;
- Coordenação internacional nos esforços para a redução das emissões de GEEs;
- Regulações em prol da transição energética e descarbonização, o que induzirá a redução do consumo de combustíveis fósseis; e
- Difusão de tecnologias de uso final que reduzam a necessidade de consumo de combustíveis fósseis.

Como resultado dessa visão, a demanda e os preços, domésticos e internacionais, dos principais produtos que a Companhia considera no Plano de Negócios 26-30 são afetados negativamente.

Em 2025, a Companhia adotou três cenários distintos que são utilizados para diferentes finalidades nas suas atividades de planejamento. Esses cenários são chamados de Adaptação, Negociação e Compromisso e, em todos eles, observa-se desaceleração e posterior retração das fontes fósseis, bem como ampliação da demanda por renováveis e soluções de baixo carbono, de maneira diferenciada entre os mercados desenvolvidos e em desenvolvimento. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do Plano de Negócios da Companhia, considera que as fontes fósseis, que atualmente representam aproximadamente 80% das fontes primárias de energia da matriz mundial, passarão a representar algo próximo a 48% em 2050. Já a participação do petróleo cairá dos atuais 30%, para algo mais próximo de 20% das fontes primárias de energia no mundo. Apesar da redução na participação do petróleo na matriz energética mundial, espera-se que a demanda por petróleo continue significativa nesse horizonte de tempo.

O preço do Brent em 2050 considerado no cenário de referência do Plano de Negócios aumentou de US\$ 65/Barril no Plano de Negócios 2025-2029 para US\$ 70/Barril no Plano de Negócios 2026-2030. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do Plano de Negócios da Companhia, podem ser encontradas na nota explicativa 25. Na tabela a seguir são comparados os preços de petróleo utilizados no cenário de referência do Planejamento Estratégico para os anos de 2035 e 2050 com aqueles previstos nos cenários *Announced Pledges Scenario* (APS) e *Net Zero Emission* (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE), ainda que não sejam utilizados corporativamente pela Companhia:

Preço do Brent US\$/Barril	2035	2050
Plano de Negócios	70	70
APS 2024	67	58
NZE 2025	33	25

De acordo com a AIE, o cenário APS divulgado em 2024³ considera todos os compromissos climáticos feitos por governos em todo o mundo, incluindo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), bem como metas net zero de longo prazo, e pressupõe que serão cumpridas na íntegra e no prazo, mantendo, com probabilidade de 50%, o aumento de temperatura em 2100 em torno de 1,7 °C. Já o cenário NZE⁴ apresentado no relatório de 2025, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO2 até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 °C (com pelo menos 50% de probabilidade).

Nas estimativas contábeis da Companhia, não foi incorporada a incidência do preço de carbono. No momento, como existem incertezas a respeito da operacionalização e da dinâmica do mercado de carbono no Brasil, a Companhia entende ser necessário aguardar a regulamentação da Lei nº 15.042 de 2024, que institui o SBCE, para que sejam definidos os detalhes necessários e suficientes para projetar de forma confiável e com razoabilidade o impacto nos fluxos de caixa dos ativos da Petrobras e em suas Unidades Geradoras de Caixa. Em outubro de 2025, foi criada a Secretaria Extraordinária do Mercado de Carbono para organizar a implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), que publicará as regras necessárias para detalhar a Lei nº 15.042 de 2024.

a.1) Efeitos no valor em uso nos testes de recuperabilidade de ativos

Ao mensurar o valor em uso dos seus ativos, a Companhia baseia suas projeções de fluxo de caixa em premissas razoáveis e fundamentadas que representem a melhor estimativa, por parte da administração, do conjunto de condições econômicas.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não indicaram que ativos possam ter sofrido desvalorização.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a projetada no Plano de Negócios pode resultar em preços do Brent e em uma demanda por nossos produtos abaixo do que foi considerado para estimarmos o valor em uso utilizado nos testes de recuperabilidade dos ativos da Companhia.

A redução do valor em uso dos ativos da Companhia pode acarretar o reconhecimento de perdas por não recuperabilidade dos valores contábeis desses ativos.

Dado que o preço do petróleo é uma variável que influencia de forma determinante o valor recuperável dos ativos, foi calculada a sensibilidade da utilização dos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P da Companhia.

³ O cenário *Announced Pledges Scenario* (APS), presente em edições anteriores, não foi abordado no relatório *World Energy Outlook 2025* (WEO 2025). Este cenário, que consiste no cumprimento integral e dentro do prazo das principais metas nacionais de energia e clima, como as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) dos países, não foi analisado pela IEA em razão de diversos países não terem divulgado as novas NDCs em 2025. Portanto, para fins de comparação, permanecemos com as projeções do cenário APS publicados no relatório WEO 2024.

⁴ O cenário *Net Zero Scenario* (NZE) divulgado no relatório WEO 2025 traça um caminho para atingir emissões líquidas zero de CO₂ relacionadas à energia até 2050. Para tanto, a agência evidencia, pela primeira vez, a trajetória de emissões não relacionadas à energia, destacando a necessidade da redução do desmatamento, bem como do incremento da aplicação de tecnologia de remoção de emissões.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Utilizando os preços constantes nos cenários APS e NZE para realizar uma análise de sensibilidade sobre a receita bruta projetada e as participações governamentais sobre tais receitas e, calculando o efeito dos tributos sobre o lucro somente sobre tais itens sensibilizados, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Controladora teria, numa avaliação em conjunto com o divulgado na nota explicativa 25, uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 303 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 17.874 no cenário NZE, concentrada nos campos da Bacia de Campos.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

Quanto ao preço de carbono, dado que esse não foi incorporado às estimativas contábeis da Companhia, foi calculada a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P, considerando um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO₂ equivalente a partir de 2030 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US\$10/ CO₂ em 2030, US\$ 35,3/ CO₂ em 2035, US\$ 60,6/ CO₂ em 2040, US\$ 85,9/ CO₂ em 2045 e US\$ 111,2/ CO₂ em 2050, considerando a existência de cotas de emissões distribuídas gratuitamente e com redução gradual, para simular um fluxo de desembolsos adicionais, considerando os efeitos dos tributos sobre o lucro sobre tais desembolsos, e mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento do E&P da Controladora teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 69.

A simulação, utilizada para a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos, não é considerada pela Companhia como a melhor estimativa para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas despesas ou no lucro líquido.

a.2) Efeitos no desmantelamento de áreas

Em função das suas operações, a Companhia é obrigada legalmente a remover equipamentos e restaurar áreas terrestres ou marítimas. Em 31 de dezembro de 2025, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou US\$ 28.400, conforme nota explicativa 21. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de US\$ 57.030.

Os prazos estimados utilizados pela Companhia para provisionar o desmantelamento de áreas são coerentes com as vidas úteis dos ativos envolvidos. O prazo médio de desmantelamento dos ativos de óleo e gás, ponderado pelos seus valores contábeis, é de 14 anos.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente o valor e o prazo da provisão de desmantelamento dos ativos da Companhia.

Durante o ano de 2025, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuísem potencial para alterar o valor e o prazo de desmantelamento dos ativos da Companhia.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode acelerar o prazo de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas. Tal aceleração aumentaria o valor presente das obrigações de desmantelamento reconhecidas pela Companhia.

Para ilustrar o efeito de uma eventual aceleração da transição energética, a Companhia estima que a provisão de desmantelamento aumentaria em US\$ 1.318, US\$ 4.067 e US\$ 6.532 caso os prazos atualmente utilizados fossem antecipados em um, três e cinco anos, respectivamente. Esta sensibilidade assumiu que todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo da provisão se mantiveram inalterados. Os intervalos de anos utilizados não se destinam a ser previsões de eventos ou resultados futuros prováveis.

a.3) Efeitos nas “exportações futuras altamente prováveis” utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode impactar negativamente as exportações futuras da Companhia. Tal impacto pode fazer com que determinadas exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, ou, a depender da magnitude da transição e de sua velocidade, deixem de ser consideradas previstas. As consequências de tais impactos estão descritas na prática contábil da nota explicativa 33.3.1 (a), envolvendo as exportações futuras da Companhia.

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios 2026-2030, conforme nota explicativa 4.8. A Companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas. Ao determinar exportações futuras como altamente prováveis, e, portanto, elegíveis como item protegido para aplicação da contabilidade de hedge de fluxo de caixa, a Companhia considerou os impactos decorrentes da transição para uma economia de baixo carbono, incluindo as variáveis preço do Brent e demanda por produtos, e não incorporou o preço do carbono na estimativa.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente as exportações futuras altamente prováveis.

Com base nos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, foram elaboradas análises de sensibilidade da necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado. Tal sensibilidade simulou um novo fluxo de caixa futuro das exportações, alterando apenas a variável preço, mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados. Em tal sensibilidade, verificou-se que seria necessário reclassificar perdas cambiais registradas no patrimônio líquido para o resultado, estimadas em US\$ 16, apenas no cenário NZE.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

a.4) Efeitos nas vidas úteis dos ativos imobilizados

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode reduzir a vida útil dos seus ativos, o que pode acarretar aumento das despesas anuais de depreciação, depleção e amortização.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2025, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de US\$ 108.424. Com base em tal valor contábil, mantidas as atuais taxas de depreciação e amortização, o saldo desses ativos não seria material em 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

Conforme mencionado no item “Risco de transição para economia de baixo carbono”, o cenário de referência do Planejamento Estratégico indica que haverá demanda mundial persistente por petróleo nas próximas décadas. Adicionalmente, os cálculos da produção esperada e das reservas de petróleo e gás, constantes em tal cenário, levam em consideração os impactos da transição para uma economia de baixo carbono.

O parque de refino da Companhia é composto por 11 refinarias no Brasil e 2 fábricas de fertilizantes. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2025, que totalizam US\$ 9.702, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Companhia estima demanda persistente por derivados de petróleo nas próximas décadas, ainda que de forma decrescente, que deverão ser fornecidos progressivamente em modelos com menor intensidade de carbono. Diante disso, as taxas de depreciação utilizadas pela Companhia para o parque do refino estão aderentes à transição para uma economia de baixo carbono.

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2025, que totalizam US\$ 3.813, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

Neste contexto, com base nas informações disponíveis, a Companhia não prevê mudanças significativas na vida útil das suas refinarias, dos ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás e aos ativos de gás e energia em razão da transição para uma economia de baixo carbono, incluindo as ações e metas para tal. Tais ativos representam 93% do total dos ativos da Companhia em operação.

b) Riscos Físicos

Riscos físicos resultam de mudanças no clima que podem ser por evento (risco físico agudo) ou de alterações de longo prazo em padrões climáticos (risco físico crônico). Nessa categoria, a Companhia não vislumbra que as alterações ocasionadas pela mudança climática tenham efeito material nas estimativas contábeis considerando os riscos identificados atualmente.

5.2. Investimentos em descarbonização em Ativos de Longo Prazo

A Companhia identifica sistematicamente oportunidades de descarbonização de suas operações e, em linha com sua estratégia de foco em óleo e gás com resiliência econômica e ambiental, vem realizando investimentos em iniciativas que visam reduzir ou evitar a emissão de gases de efeito estufa.

As informações a seguir apresentam o saldo de gastos incorporados a valores contábeis de ativos de longo prazo referentes aos investimentos realizados em iniciativas de descarbonização nas atividades operacionais da Companhia, bem como a confrontação entre os respectivos valores realizados e estimados para o ano de 2025:

	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Segmento Operacional		
E&P	1.497	994
RTC	90	23
G&EBC	42	19
Total	1.629	1.036

A Companhia estimou gastos em projetos de ativos de descarbonização para o exercício de 2025 nos montantes de US\$ 507 para E&P, US\$ 55 para RTC e US\$ 27 para G&EBC, com realização ao longo de 2025 de US\$ 503, US\$ 67 e US\$ 23, respectivamente.

Os principais investimentos realizados pela Companhia referem-se às tecnologias de descarbonização em novos sistemas de produção no pré-sal, que estão sendo incorporadas a sete FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência) associadas a projetos de desenvolvimento da produção em campos de óleo e gás, onde a Petrobras atua em parcerias, conforme apresentado a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

FPSO	Campo	% Petrobras na parceria	Início de operação
P-78	Búzios	89%	2025
P-79			2026 ⁽¹⁾
P-80			2027 ⁽¹⁾
P-82			
P-83			
P-84	Atapu 2	66%	2029 ⁽¹⁾
P-85	Sépia 2	55%	2030 ⁽¹⁾

(1) Previsto

Como essas tecnologias são indissociáveis das FPSOs, os montantes ligados às tecnologias de descarbonização são determinados multiplicando-se os gastos totais incorridos com o contrato por um índice do custo de construção da FPSO com e sem a tecnologia.

Esses campos fazem parte de Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) sem perda de impairment reconhecida nas demonstrações financeiras do exercício de 2025.

A incorporação dessas tecnologias de descarbonização garante que as novas unidades apresentem menores intensidades de carbono, sendo assim cruciais para o alcance dos objetivos de redução de emissões de GEE apresentados no Plano de Negócios 2026-2030.

Conforme descrito no Plano de Negócios 2026-2030, a Companhia possui 5 compromissos para reduzir as emissões de GEE sob controle operacional (escopos 1 e 2) no horizonte até 2030. Um dos compromissos envolve a redução de 30% das emissões absolutas operacionais em 2030, em relação a 2015.

Os compromissos de redução de emissões de GEE não constituem garantias de desempenho futuro pela Companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever. Além disso, os investimentos atuais e previstos também não constituem garantias de atingimento dos compromissos.

Não obstante, compensações de emissões a partir de créditos de carbono podem ser utilizadas como ferramenta complementar na trajetória de descarbonização da Companhia. Transações envolvendo ativos vinculados à redução de GEE, tais como a aquisição e aposentaria de créditos de carbono, não possuem valores materiais para essas demonstrações financeiras. O uso de crédito de carbono para esse fim não constitui garantia de desempenho da Companhia.

6. Novas normas e interpretações

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Annual Improvements – Volume 11</i>	As emendas alteram pontualmente requerimentos relacionados aos seguintes temas e normativos: preço de transação e desreconhecimento de passivos de arrendamentos (IFRS 9 <i>Financial Instruments</i>); método de custo (IAS 7 <i>Statement of Cash Flows</i>); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 <i>Financial Instruments: Disclosures</i>); determinação de um 'agente de facto' (IFRS 10 <i>Consolidated Financial Statements</i>); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 <i>First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards</i>).	1º de janeiro de 2026 com regras de transição específicas.
<i>Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments – Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	De forma geral, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos sobre: avaliação dos fluxos de caixa contratuais para classificação de ativos; ativos financeiros non-recourse e instrumentos contratualmente vinculados. Adicionalmente, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos quanto à data do reconhecimento inicial ou desreconhecimento de ativos financeiros e passivos financeiros, e a possibilidade de desreconhecer passivos financeiros que serão liquidados em caixa por meio de um sistema eletrônico de pagamento, antes da data da liquidação, desde que determinados critérios sejam atendidos. Já as emendas à IFRS 7 trazem novos requerimentos de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>Contracts Referencing Nature-dependent Electricity – Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	As emendas promovem alterações nas IFRS 9 e IFRS 7 para fins de reporte de contratos de eletricidade relacionados à natureza. Tais emendas incluem: esclarecimento sobre aplicação dos requerimentos own-use; permissão da utilização da contabilização de hedge se esses contratos forem utilizados como instrumentos de hedge; e requerimentos adicionais de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements</i>	A IFRS 18 estabelece novos requerimentos para a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, em substituição à IAS 1 – <i>Presentation of Financial Statements</i> . Entre outros, foram incluídos novos requerimentos sobre: a. Apresentação da demonstração do resultado, incluindo a obrigação de classificar todas as receitas e despesas em uma das cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas; b. Divulgação de medidas de desempenho definidas pela gestão; c. Orientação sobre agregação ou desagregação de informações; e d. Novos requerimentos de divulgação. Adicionalmente, foram feitas determinadas alterações em outros normativos incluindo requerimentos contábeis que tratam da demonstração dos fluxos de caixa. Nesse último, entre outras modificações, foi removida a opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
<i>IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures</i>	A IFRS 19 é uma norma de aplicação voluntária que permite que entidades elegíveis forneçam divulgações reduzidas ao aplicar as normas contábeis internacionais (IFRS <i>Accounting Standards</i>) em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido na IFRS 10, não pode ter responsabilidade pública e deve ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas, disponíveis para uso público, que estejam em conformidade as normas contábeis internacionais (IFRS <i>Accounting Standards</i>).	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

<i>Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency - Amendments to IAS 21</i>	a	As emendas estabeleceram alterações nas IAS 21 e IAS 29 para especificar os procedimentos de conversão para uma entidade cuja moeda de apresentação seja a de uma economia hiperinflacionária. As alterações aplicam-se quando a entidade converte para tal moeda de apresentação:	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
		(a) seus resultados e balanço patrimonial, e a moeda funcional da entidade é a de uma economia não hiperinflacionária; e/ou	
		(b) os resultados e o balanço patrimonial de uma operação no exterior cuja moeda funcional seja a de uma economia não hiperinflacionária.	

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026, de acordo com as avaliações realizadas, a Companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2027, a Companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

7. Gestão de capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e a maximização do valor para acionistas e investidores. A principal fonte de recursos é a geração operacional de caixa.

A estratégia financeira do Plano de Negócios 2026-2030 consiste na consolidação de medidas de disciplina de capital focadas na otimização de custos, aumento da produtividade e eficiência operacional, em benefício da sustentabilidade da companhia no longo prazo. As principais premissas para financiabilidade do Plano são:

- saldo mínimo de US\$ 6.000 em caixa e equivalentes de caixa;
- pagamento de dividendos de acordo com a atual Política de Remuneração aos Acionistas; e
- meta de limite máximo de US\$ 75.000 para a dívida bruta (composta por dívida financeira de curto e longo prazo e passivos de arrendamento), convergindo para US\$ 65.000 no longo prazo.

Em 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta aumentou para US\$ 69.793, em comparação com US\$ 60.311 em 31 de dezembro de 2024, permanecendo dentro do intervalo definido no Plano de Negócios da Companhia.

Em 2025, a Petrobras obteve EBITDA ajustado recorrente positivo e consistência na geração de caixa por meio do Fluxo de Caixa Operacional (FCO), desempenho que permitiu retorno à sociedade através do pagamento de tributos e de dividendos.

8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, os quais atendem à definição de equivalentes de caixa.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e bancos	222	136
Aplicações financeiras equivalentes de caixa		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.178	1.453
CDB e outros fundos de investimentos	211	186
	1.389	1.639
- No exterior		
Time deposits	3.315	728
Auto Invest e contas remuneradas	1.498	726
Outras aplicações financeiras	47	42
	4.860	1.496
Total das aplicações financeiras equivalentes de caixa	6.249	3.135
Total	6.471	3.271

As aplicações financeiras equivalentes de caixa possuem prazos de vencimento de até três meses, contados a partir da data de aquisição. No país, essas aplicações ocorrem em operações compromissadas e em fundos de investimentos, que direcionam seus recursos para títulos públicos federais brasileiros e operações lastreadas em títulos públicos. As aplicações, no país, também contam com os certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária. As aplicações no exterior são compostas por time deposits e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

Os principais recursos constituídos foram gerados principalmente pelas atividades operacionais (US\$ 36.047), pela captação de dívida financeira (US\$ 5.320), pelo resgate de aplicações financeiras (US\$ 2.784), recebimentos pela venda de ativos (US\$ 613) e pela compensação financeira por acordos de coparticipação (US\$ 355).

As principais utilizações desses recursos em 2025 foram: aquisição de imobilizado e ativos intangíveis no montante de US\$ 19.521, pagamento de principal e juros de dívidas financeiras e liquidação de passivos de arrendamento, totalizando US\$ 14.571, além do pagamento de dividendos no valor de US\$ 8.154.

Prática contábil para caixa e equivalentes de caixa.

Equivalentes de caixa são consideradas aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

8.2. Aplicações financeiras

	31.12.2025			31.12.2024		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	204	-	204	531	-	531
Custo amortizado	2.492	33	2.525	2.308	2.006	4.314
Total	2.696	33	2.729	2.839	2.006	4.845
Circulante	2.693	33	2.726	2.257	2.006	4.263
Não circulante	3	-	3	582	-	582

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros (valores determinados pelo nível 1 da hierarquia de valor justo). Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses.

Os títulos classificados como custo amortizado referem-se a aplicações no país em certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária, com prazos iniciais entre um e dois anos, além de aplicações no exterior em *time deposits*, com prazos superiores a três meses.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Prática contábil para aplicações financeiras

Os recursos aplicados em operações com prazos superiores a três meses, contados a partir da data da contratação, são inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com suas respectivas classificações, que têm como base a forma de gestão desses recursos e suas características de fluxos de caixas contratuais:

- Valor justo por meio do resultado – ativos financeiros cujo objetivo da Companhia seja recebimento pela venda. São apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização.
- Custo amortizado – ativos financeiros que dão origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa representados, exclusivamente, por pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto, cujo objetivo da Companhia seja recebimento dos seus fluxos de caixa contratuais. Os títulos são apresentados no ativo circulante e não circulante em função de suas expectativas de realização. A receita de juros dessas aplicações é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atuamos. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 13.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de commodities no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo Brent, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice Henry Hub.

	2025	2024	2023
Diesel	26.870	27.522	32.260
Gasolina	12.325	12.692	14.309
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.393	3.166	3.506
Querosene de aviação (QAV)	4.422	4.518	5.015
Nafta	1.580	1.869	1.837
Óleo combustível (incluindo bunker)	591	976	1.158
Outros derivados de petróleo	3.632	4.273	4.428
Subtotal de derivados de petróleo	52.813	55.016	62.513
Gás natural	3.850	4.707	5.632
Petróleo	4.377	4.334	5.475
Renováveis e nitrogenados	261	223	94
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	184	439	860
Energia elétrica	741	744	657
Serviços, agenciamentos e outros	712	812	1.059
Mercado interno	62.938	66.275	76.290
Exportações	25.572	24.251	25.012
Petróleo	19.839	18.290	18.447
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.557	4.775	5.114
Outros derivados de petróleo e outros produtos	1.176	1.186	1.451
Vendas no exterior ⁽¹⁾	685	890	1.107
Mercado externo	26.257	25.141	26.119
Receitas de vendas	89.195	91.416	102.409

(1) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Em 31 de dezembro de 2025, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025	2024	2023
Mercado interno	62.938	66.275	76.290
China	9.679	7.701	7.232
Américas (exceto Estados Unidos)	3.607	3.610	4.846
Europa	3.657	5.440	5.534
Ásia (exceto China e Singapura)	4.315	1.989	1.447
Estados Unidos	1.940	3.471	3.924
Singapura	2.641	2.883	3.063
Outros	418	47	73
Mercado externo	26.257	25.141	26.119
Receitas de vendas	89.195	91.416	102.409

Em 2025, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 14% e 10% das receitas da companhia. Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento RTC representavam, individualmente, 15% e 10% das receitas da companhia. Para mais informações sobre o segmento RTC, vide nota explicativa 13 – Informações por segmento.

9.2. Obrigações de performance restantes

Determinados contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2025, com prazos iguais ou superiores a um ano, estabelecem uma quantidade de bens ou serviços a serem fornecidos nos próximos exercícios, de acordo com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2025, tendo como base suas quantidades para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2025 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Diesel	23.893	35	23.928
Gasolina	10.308	44	10.352
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.296	-	3.296
Querosene de aviação (QAV)	1.168	-	1.168
Nafta	1.058	4.633	5.691
Outros derivados de petróleo	3.133	6.756	9.889
Petróleo	7.086	2.671	9.757
Gás natural	3.317	14.468	17.785
Energia elétrica	457	3.902	4.359
Demais produtos e serviços	575	3.040	3.615
Total	54.291	35.549	89.840

As receitas serão reconhecidas mediante transferência dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado *spot*, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (*Master Agreements*), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demanda para geração de energia termoeletrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam, principalmente, valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui US\$ 76 (US\$ 64 em 2024) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de take or pay, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados no passivo circulante.

Prática contábil para receita de vendas

A Companhia avalia os contratos com clientes para a venda de petróleo e derivados, gás natural, energia elétrica, serviços e demais produtos, que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os produtos e serviços distintos prometidos em cada um deles.

As receitas de vendas são reconhecidas quando o controle é transferido ao cliente, o que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Neste momento, a Companhia satisfaz à obrigação de performance.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente: (i) produto ou serviço (ou grupo de produtos ou serviços) que seja distinto; e (ii) uma série de produtos ou serviços distintos que possuam as mesmas características ou sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A receita é mensurada pelo valor da contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca das transferências dos produtos ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos com clientes, os quais refletem metodologias e políticas de preços da Companhia baseadas em parâmetros de mercado.

Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de performance, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da *commodity*.

As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento significativo.

10. Custos e despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2025	2024	2023
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(22.411)	(22.368)	(21.912)
Compras e importações	(15.332)	(16.278)	(16.198)
Petróleo	(7.717)	(9.458)	(9.358)
Derivados	(6.668)	(5.080)	(4.649)
Gás natural	(947)	(1.740)	(2.191)
Serviços e outros	(7.079)	(6.090)	(5.714)
Depreciação, depleção e amortização	(12.186)	(9.777)	(10.779)
Participação governamental	(10.655)	(11.392)	(12.108)
Gastos com pessoal	(1.783)	(1.888)	(1.690)
Variação dos estoques	299	(19)	(1.946)
Total	(46.736)	(45.444)	(48.435)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

(1) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior).

10.2. Despesas de vendas

	2025	2024	2023
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(4.312)	(4.080)	(4.296)
Depreciação, depleção e amortização	(750)	(670)	(609)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	(7)	2	(22)
Gastos com pessoal	(129)	(126)	(111)
Total	(5.198)	(4.874)	(5.038)

10.3. Despesas gerais e administrativas

	2025	2024	2023
Gastos com pessoal	(1.138)	(1.204)	(1.036)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(613)	(495)	(435)
Depreciação, depleção e amortização	(187)	(146)	(123)
Total	(1.938)	(1.845)	(1.594)

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2025	2024	2023
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.658)	(2.617)	(2.205)
Programas de remuneração variável ⁽¹⁾	(1.360)	(932)	(1.011)
Planos de pensão e saúde (inativos) ⁽²⁾	(1.317)	(2.196)	(1.172)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.023)	(996)	(797)
Acordo coletivo de trabalho	(486)	(8)	(217)
Relações institucionais e projetos culturais	(336)	(224)	(156)
Equalização de gastos - AIP ⁽³⁾	(241)	(17)	(50)
Despesas operacionais com termelétricas	(217)	(221)	(189)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(73)	(260)	(18)
Resultado com alienações e baixa de ativos	20	228	1.295
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	21	42	11
Subvenções e assistências governamentais	159	161	315
Multas aplicadas a clientes	161	219	238
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	237	259	284
Multas aplicadas a fornecedores	274	249	239
Resultados com operações em parcerias de E&P	325	493	571
Resultado de atividades não fim	457	261	170
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	535	(2.584)	(1.195)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	616	349	415
Outros	64	(99)	(559)
Total	(4.842)	(7.893)	(4.031)

(1) Composto por Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Programa de Prêmio por Desempenho (PRD), conforme nota explicativa 19.1.

(2) Para mais informações, vide nota explicativa 19.3 - Benefícios pós-emprego.

(3) Para mais informações, vide nota explicativa 27.1 - Acordos de Individualização da Produção.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***12. Resultado financeiro líquido**

	2025	2024	2023
Receitas financeiras	1.490	1.954	2.169
Receitas com aplicações financeiras e títulos públicos	1.088	1.507	1.657
Outros	402	447	512
Despesas financeiras	(4.314)	(5.957)	(3.922)
Despesas com financiamentos	(2.182)	(2.146)	(2.264)
Despesas com arrendamentos	(2.651)	(2.265)	(1.785)
Encargos financeiros capitalizados	2.056	1.570	1.290
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(1.319)	(1.000)	(857)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(1.785)	-
Outros	(218)	(331)	(306)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	3.558	(11.104)	(580)
Variações cambiais ⁽²⁾	4.659	(8.459)	2.268
Real x dólar	4.819	(8.503)	2.396
Outras moedas	(160)	44	(128)
Reclassificação do hedge accounting ⁽²⁾	(2.141)	(2.992)	(3.763)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(267)	-
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(35)	(282)	(299)
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	-	-	236
Atualização monetária de impostos a recuperar	215	92	204
Outros	860	804	774
Total	734	(15.107)	(2.333)

(1) Para mais informações, vide nota explicativa 18.3.

(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.3.1.a e 33.3.1.c.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13. Informações por Segmento

13.1. Informações por Segmento Resultado

	2025					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	59.537	84.165	8.695	338	(63.540)	89.195
Intersegmentos	59.305	1.079	3.151	5	(63.540)	-
Terceiros	232	83.086	5.544	333	-	89.195
Custo dos produtos e serviços vendidos	(28.022)	(77.725)	(4.835)	(303)	64.149	(46.736)
Lucro bruto	31.515	6.440	3.860	35	609	42.459
Receitas (despesas)	(5.505)	(3.573)	(3.465)	(3.803)	-	(16.346)
Vendas	-	(2.272)	(2.906)	(20)	-	(5.198)
Gerais e administrativas	(59)	(400)	(130)	(1.349)	-	(1.938)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.217)	-	-	-	-	(1.217)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(669)	(13)	(11)	(171)	-	(864)
Tributárias	(104)	(182)	(7)	(475)	-	(768)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.847)	315	(1)	14	-	(1.519)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.609)	(1.021)	(410)	(1.802)	-	(4.842)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	26.010	2.867	395	(3.768)	609	26.113
Resultado financeiro líquido	-	-	-	734	-	734
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	58	(146)	41	(5)	-	(52)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	26.068	2.721	436	(3.039)	609	26.795
Tributos sobre o lucro	(8.843)	(978)	(133)	3.084	(205)	(7.075)
Lucro líquido do ano	17.225	1.743	303	45	404	19.720
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	17.228	1.743	268	(9)	404	19.634
Acionistas não controladores	(3)	-	35	54	-	86

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)
2024

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	60.516	85.281	9.518	319	(64.218)	91.416
Intersegmentos	60.208	1.035	2.969	6	(64.218)	-
Terceiros	308	84.246	6.549	313	-	91.416
Custo dos produtos e serviços vendidos	(24.823)	(78.836)	(5.031)	(294)	63.540	(45.444)
Lucro bruto	35.693	6.445	4.487	25	(678)	45.972
Receitas (despesas)	(7.639)	(3.257)	(3.497)	(4.703)	-	(19.096)
Vendas	(1)	(1.928)	(2.936)	(9)	-	(4.874)
Gerais e administrativas	(64)	(356)	(115)	(1.310)	-	(1.845)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(913)	-	-	-	-	(913)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(629)	(6)	(4)	(150)	-	(789)
Tributárias	(692)	(47)	(18)	(494)	-	(1.251)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.244)	(300)	-	13	-	(1.531)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(4.096)	(620)	(424)	(2.753)	-	(7.893)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	28.054	3.188	990	(4.678)	(678)	26.876
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(15.107)	-	(15.107)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	76	(780)	80	(3)	-	(627)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	28.130	2.408	1.070	(19.788)	(678)	11.142
Tributos sobre o lucro	(9.540)	(1.084)	(335)	7.190	232	(3.537)
Lucro líquido (prejuízo) do ano	18.590	1.324	735	(12.598)	(446)	7.605
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	18.593	1.324	682	(12.625)	(446)	7.528
Acionistas não controladores	(3)	-	53	27	-	77

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2023					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	66.880	94.868	11.109	365	(70.813)	102.409
Intersegmentos	66.113	1.404	3.285	11	(70.813)	-
Terceiros	767	93.464	7.824	354	-	102.409
Custo dos produtos e serviços vendidos	(27.239)	(85.699)	(5.685)	(370)	70.558	(48.435)
Lucro bruto	39.641	9.169	5.424	(5)	(255)	53.974
Receitas (despesas)	(5.615)	(4.086)	(3.384)	(2.857)	1	(15.941)
Vendas	(12)	(2.156)	(2.838)	(33)	1	(5.038)
Gerais e administrativas	(74)	(327)	(80)	(1.113)	-	(1.594)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(982)	-	-	-	-	(982)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(569)	(16)	(3)	(138)	-	(726)
Tributárias	(454)	(27)	(49)	(360)	-	(890)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(2.105)	(524)	(81)	30	-	(2.680)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.419)	(1.036)	(333)	(1.243)	-	(4.031)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	34.026	5.083	2.040	(2.862)	(254)	38.033
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(2.333)	-	(2.333)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(7)	(318)	10	11	-	(304)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	34.019	4.765	2.050	(5.184)	(254)	35.396
Tributos sobre o lucro	(11.571)	(1.729)	(693)	3.506	86	(10.401)
Lucro líquido (prejuízo) do ano	22.448	3.036	1.357	(1.678)	(168)	24.995
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	22.453	3.036	1.286	(1.723)	(168)	24.884
Acionistas não controladores	(5)	-	71	45	-	111

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

2025

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.268)	(284)	(86)	(20)	(2.658)
Programas de remuneração variável	(624)	(310)	(71)	(355)	(1.360)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(1.317)	(1.317)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(684)	(319)	(13)	(7)	(1.023)
Acordo coletivo de trabalho	(220)	(114)	(21)	(131)	(486)
Resultado com alienações e baixa de ativos	10	(8)	7	11	20
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	237	-	-	-	237
Resultado de atividades não fim	452	(8)	1	12	457
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	535	-	-	-	535
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de	565	39	6	6	616
Outros	388	(17)	(233)	(1)	137
Total	(1.609)	(1.021)	(410)	(1.802)	(4.842)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

2024

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.419)	(80)	(98)	(20)	(2.617)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(2.584)	-	-	-	(2.584)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(2.196)	(2.196)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(386)	(411)	(30)	(169)	(996)
Programas de remuneração variável	(407)	(227)	(47)	(251)	(932)
Acordo coletivo de trabalho	(1)	(6)	-	(1)	(8)
Resultado com alienações e baixa de ativos	234	51	18	(75)	228
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	259	-	-	-	259
Resultado de atividades não fim	269	(32)	7	17	261
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de	327	9	-	13	349
Outros	612	76	(274)	(71)	343
Total	(4.096)	(620)	(424)	(2.753)	(7.893)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

					2023
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.105)	(21)	(52)	(27)	(2.205)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.195)	-	-	-	(1.195)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(1.172)	(1.172)
Programas de remuneração variável	(416)	(268)	(53)	(274)	(1.011)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(300)	(391)	(9)	(97)	(797)
Acordo coletivo de trabalho	(94)	(42)	(8)	(73)	(217)
Resultado de atividades não fim	150	(93)	84	29	170
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	284	-	-	-	284
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de	320	97	1	(3)	415
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.370	(35)	(48)	8	1.295
Outros	567	(283)	(248)	366	402
Total	(1.419)	(1.036)	(333)	(1.243)	(4.031)

O montante de depreciação, depleção e amortização por segmento de negócio é o seguinte:

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
2025	11.715	2.701	562	169	15.147
2024	9.292	2.495	557	135	12.479
2023	10.230	2.410	525	115	13.280

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13.2. Informações por Segmento Ativo

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2025						
Circulante	2.424	9.580	356	16.620	(3.532)	25.448
Não circulante	153.291	22.311	5.315	15.972	-	196.889
Ativo realizável a longo prazo	9.318	3.091	146	13.221	-	25.776
Investimentos	292	27	171	60	-	550
Imobilizado	141.818	19.053	4.917	2.252	-	168.040
Em operação	108.424	16.534	4.394	1.568	-	130.920
Em construção	33.394	2.519	523	684	-	37.120
Intangível	1.863	140	81	439	-	2.523
Ativo Total	155.715	31.891	5.671	32.592	(3.532)	222.337

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2024

Circulante	2.697	9.017	379	13.923	(4.180)	21.836
Não circulante	122.854	18.708	4.881	13.366	-	159.809
Ativo realizável a longo prazo	7.056	2.217	91	11.246	-	20.610
Investimentos	299	114	182	64	-	659
Imobilizado	113.761	16.257	4.541	1.726	-	136.285
Em operação	91.895	14.828	3.936	1.242	-	111.901
Em construção	21.866	1.429	605	484	-	24.384
Intangível	1.738	120	67	330	-	2.255
Ativo Total	125.551	27.725	5.260	27.289	(4.180)	181.645

Prática contábil para operações por segmento

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

Os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

a) Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e atuando também de forma associada com outras empresas em parcerias, além das participações societárias em empresas deste segmento no exterior.

Como uma companhia de energia, com foco em óleo e gás, a receita de vendas intersegmentos refere-se, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que visam suprir as refinarias da companhia em atendimento à demanda nacional por derivados, além das transferências de GLP e LGN. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência com base nas cotações internacionais do petróleo e seus respectivos impactos cambiais, levando-se em consideração as características específicas da corrente de petróleo transferido.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energias de Baixo Carbono que realiza o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa commodity.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, a prestação de serviços relacionados com atividades de exploração e produção, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

b) Refino, Transporte e Comercialização (RTC): contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, produção e comercialização de fertilizantes da companhia.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P e do mercado doméstico, além de importar petróleo para a mistura na carga das refinarias da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo nos mercados domésticos e internacionais, aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo. O segmento de RTC também realiza aquisição de gás natural do segmento de G&EBC.

A receita de vendas intersegmentos reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados para os negócios de distribuição a preço de mercado, e as operações para os segmentos de G&EBC e E&P a preço interno de transferência.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

c) Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC): contempla as atividades de comercialização de gás natural, energia elétrica e de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. O segmento contempla também negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção e venda de biodiesel de seus coprodutos.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência e de processamento de gás natural para o segmento de E&P, mensurado a preço interno de transferência.

Este segmento realiza a aquisição de gás natural nacional do segmento de E&P, de parceiros e de terceiros, bem como importa gás natural da Bolívia e GNL para complementar a demanda nacional.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e consumidores livres, a geração e comercialização de energia elétrica, bem como, o processamento de gás para terceiros.

d) Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, contas a receber, perdas de crédito esperadas, resultados com derivativos (exceto os de commodities que são apresentados nos respectivos segmentos), overhead relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os outros negócios incluem a distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros		
Recebíveis de contratos com clientes	4.641	3.779
Outras contas a receber		
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	1.132	1.677
Arrendamentos	226	298
Outros recebíveis	1.192	592
Subtotal - Terceiros	7.191	6.346
Partes relacionadas		
Recebíveis de contratos com clientes - Investidas	77	117
Subtotal - Partes relacionadas (nota explicativa 34)	77	117
Total do contas a receber	7.268	6.463
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.780)	(1.639)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(10)	(2)
Total do contas a receber, líquidas	5.478	4.822
Circulante	4.627	3.566
Não circulante	851	1.256

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2025 totalizou US\$ 402 (US\$ 416 em 31 de dezembro de 2024).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao *earnout* dos campos de Atapu e Sêpia no montante de US\$ 398 (US\$ 508, em 31 de dezembro de 2024), pelas vendas do campo de Roncador de US\$ 266 (US\$ 353, em 31 de dezembro de 2024), e do Polo Potiguar, US\$ 157 (US\$ 217, em 31 de dezembro de 2024).

Em 2025, o prazo médio das contas a receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é de aproximadamente 2 dias para venda de derivados (mesmo prazo em 2024). O prazo de recebimento de venda de petróleo no mercado interno, em 2025, varia entre 20 e 85 dias (entre 20 e 27 dias em 2024). As exportações de óleo combustível têm prazo de recebimento entre 3 e 19 dias, enquanto as exportações de petróleo têm prazo entre 10 e 14 dias (entre 11 e 15 dias para óleo combustível e entre 9 e 13 dias para petróleo, em 2024).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

		31.12.2025		31.12.2024
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	5.265	(88)	4.513	(168)
Vencidos:				
Até 3 meses	66	(32)	213	(75)
De 3 a 6 meses	46	(25)	63	(23)
De 6 a 12 meses	129	(106)	30	(18)
Acima de 12 meses	1.685	(1.529)	1.527	(1.355)
Total	7.191	(1.780)	6.346	(1.639)

14.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

Movimentação	31.12.2025	31.12.2024
Saldo inicial	1.641	1.615
Adições	158	328
Reversões	(77)	(62)
Baixas	(58)	(12)
Ajuste de Conversão	126	(228)
Saldo Final	1.790	1.641
Circulante	406	305
Não circulante	1.384	1.336

Prática contábil para contas a receber

As contas a receber são geralmente classificadas como ao custo amortizado, exceto por determinados recebíveis classificados como valor justo por meio do resultado, cujos fluxos de caixa não se caracterizam como recebimento de principal e juros, incluindo recebíveis onde a formação dos preços finais após a transferência de controle dos produtos depende da variação do valor da *commodity*.

Quando a Companhia é arrendadora de um bem de contrato classificado como arrendamento financeiro, constitui-se um recebível por valor igual ao investimento líquido no arrendamento, composto pelos pagamentos do arrendamento a receber e qualquer valor residual não garantido de responsabilidade da Companhia, descontados pela taxa de juros implícita da operação.

A Companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas (PCE) para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões.

A matriz tem como base a experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais, para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

PCE é a média ponderada de perdas de crédito históricas com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à Companhia e todos os fluxos de caixa que a Companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

Em geral, para os demais recebíveis, a Companhia reconhece provisão por valor equivalente à PCE para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro aumentar significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à PCE (vida toda).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a Companhia compara o risco de inadimplência (*default*) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a Companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário, tais como a existência de garantias contratuais ou financeiras, que podem impactar o risco do crédito e consequentemente na utilização dos percentuais da matriz de risco.

A Companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando as contas a receber possuírem baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Inexistindo controvérsia ou outras questões que podem resultar em suspensão da cobrança, a companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a cento e vinte dias.

15. Estoques

	31.12.2025	31.12.2024
Petróleo	3.151	2.645
Derivados de petróleo	2.302	2.161
Intermediários	577	424
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	112	101
Biocombustíveis	29	22
Fertilizantes	10	1
Total produtos	6.181	5.354
Materiais, suprimentos e outros	2.029	1.356
Total	8.210	6.710

Os estoques de petróleo podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

Derivados de petróleo compreendem, principalmente, diesel, gasolina, querosene de aviação e nafta, e são geralmente comercializados.

Intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas que ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Gás natural é inicialmente processado e seus derivados são posteriormente comercializados ou transferidos para usinas termoeletricas e refinarias, enquanto o GNL pode ser comercializado ou convertido em gás natural.

Biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da Companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição.

Em 2025, a Companhia reconheceu uma perda de US\$ 4 no custo de vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma reversão de US\$ 42 do custo de vendas em 2024) devido principalmente a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e derivados.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia havia dado volumes de petróleo bruto e derivados em garantia do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos planos de Pensão PPSP-R, PPSP R pré 70 e PPSP NR pré 70, firmado entre a Petrobras e a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros em 2008, no valor estimado de US\$ 786 (US\$ 761 em 31 de dezembro de 2024).

Prática contábil para estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda, levando em consideração a finalidade para a qual o estoque é mantido. Os estoques com contratos de vendas identificáveis têm o valor realizável líquido com base no preço contratado, como, por exemplo, nas operações *offshore* (sem tancagem física, com carregamento no navio e descarga direta no cliente) ou leilão. Os demais itens em estoque têm o valor realizável líquido com base em preços gerais de venda, considerando as evidências mais confiáveis disponíveis no momento em que é feita a estimativa.

Na apuração do valor de realização líquido, a verificação dos itens em estoque de produtos é feita agrupando unidades semelhantes por famílias com a mesma característica ou finalidade. As variações dos preços de venda após a data base das demonstrações financeiras são consideradas no cálculo do valor realizável líquido, à medida que confirmem as condições existentes na referida data base.

16. Pagamentos antecipados

	31.12.2025	31.12.2024
Adiantamentos para imobilizado	4.143	2.151
Despesas antecipadas	437	351
Outros adiantamentos	126	114
Total	4.706	2.616
Circulante ⁽¹⁾	468	361
Não Circulante	4.238	2.255

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo é composto, principalmente, por adiantamentos para imobilizado relativos à construção de plataformas (P-80, P-82, P-83, P-84 e P-85) e de equipamentos, além de adiantamentos para aquisição dos direitos da União nas jazidas de Mero (3,5%) e Atapu (0,95%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., no âmbito do leilão de áreas não contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA. A assinatura dos contratos ocorreu em março de 2026.

Os contratos vinculados à construção de plataformas e equipamentos possuem garantias associadas capazes de cobrir os adiantamentos realizados pela Petrobras. Essas garantias incluem fianças bancárias, cartas de crédito, seguro garantia e/ou garantias corporativas.

17. Fornecedores

	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros no país	5.097	3.657
Terceiros no exterior	2.290	2.409
Partes relacionadas	55	16
Saldo total	7.442	6.082

Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias (mesmo prazo em 2024), enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 37 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços (31 dias para produtos importados e de 25 dias para demais bens e serviços em 2024), aproximadamente.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Risco Sacado

A Companhia possui um programa para fomentar o desenvolvimento da cadeia produtiva de óleo e gás denominado “Mais Valor”, operacionalizado por uma empresa parceira em uma plataforma 100% digital.

As faturas performadas dos fornecedores cadastrados na plataforma ficam disponíveis para serem antecipadas em um processo de leilão reverso, cuja vencedora é a instituição financeira que fizer o lance com a menor taxa de desconto. A instituição financeira passa a ser a credora das faturas antecipadas pelo fornecedor, sendo que a Petrobras paga as faturas na mesma data e condições originalmente acordadas com o fornecedor.

As faturas são antecipadas no programa “Mais Valor” exclusivamente a critério dos fornecedores e não sofrem alteração de prazo, preços e condições comerciais contratados pela Petrobras com tais fornecedores, bem como não acrescenta encargos financeiros para a Companhia, tendo, portanto, a classificação mantida em fornecedores e a apresentação na demonstração dos fluxos de caixa em atividade operacional.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de US\$ 133 (US\$ 134 em 31 de dezembro de 2024), com prazo de pagamento entre 7 e 93 dias e prazo médio ponderado de 55 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias em 2024), após atendidas as condições comerciais contratadas.

18. Tributos

18.1. Tributos sobre o lucro

No Brasil, os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 15%, acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. Os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, são considerados na apuração das despesas com tributos sobre o lucro no Brasil, mediante aplicação das alíquotas de IRPJ e CSLL.

No exterior, os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 25,8% do Corporate Income Tax (CIT), na Holanda, alíquota de 15% do Corporate Alternative Minimun Tax (CAMT), nos Estados Unidos da América, além da tributação global do Pillar II, conforme nota explicativa 18.1.4.

Balanco Patrimonial

Tributos sobre o Lucro

	31.12.2025		31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Corrente	1.023	1.868	730	1.930
Diferido	1.015	6.354	922	1.470
Total	2.038	8.222	1.652	3.400

Demonstração de Resultado

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a alíquota nominal brasileira e a alíquota efetiva da Companhia sobre os tributos sobre o lucro:

	2025	2024	2023
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	26.795	11.142	35.396
Tributos sobre o lucro às alíquotas nominais (34%)	(9.110)	(3.787)	(12.036)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
Juros sobre capital próprio	1.364	1.319	1.329

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.361	969	579
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ⁽¹⁾	(523)	(502)	(530)
Incentivos fiscais	228	101	303
Efeitos da taxa mínima entre países - Pillar II (nota 18.1.4)	(220)	(91)	-
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior ⁽²⁾	(88)	(92)	-
Prejuízos fiscais	(35)	93	23
Adesão à transação tributária ⁽³⁾	-	(145)	-
Benefício pós emprego ⁽⁴⁾	(400)	(1.280)	(348)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(18)	(233)	(88)
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos débitos tributários	101	113	54
Outros	265	(2)	313
Tributos sobre o lucro	(7.075)	(3.537)	(10.401)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(783)	4.046	(876)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(6.292)	(7.583)	(9.525)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	26,4%	31,7%	29,4%

(1) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

(2) Entrada em vigor da Lei 14.596/23 a partir de 01/01/2024.

(3) Multas não dedutíveis vinculadas à Adesão à Transação Tributária. Para mais informações sobre a Transação, vide nota explicativa 17.3.

(4) Inclui tratamentos fiscais incertos, vide item 18.1.

18.1.1. Correntes

Tributos sobre o lucro - a recuperar

	Ativo Circulante		Ativo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país	653	405	365	319	1.018	724
No exterior	5	6	-	-	5	6
Total	658	411	365	319	1.023	730

Os tributos sobre o lucro no país correspondem, basicamente, a créditos fiscais decorrentes do processo de apuração do IRPJ e da CSLL referentes aos anos-calendário de 2023 e 2024, bem como a saldos negativos apurados, principalmente, nos anos-calendário de 2017 a 2019. Os créditos relativos a saldos negativos foram objeto de pedidos de restituição junto à Receita Federal do Brasil (RFB) e estão apresentados no ativo não circulante.

Tais créditos são atualizados pela taxa Selic.

Tributos sobre o lucro - a recolher

	Passivo Circulante		Passivo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país						
Tributos sobre o lucro ⁽¹⁾	785	698	392	330	1.177	1.028
Programas de regularização de débitos federais	59	49	184	200	243	249
	844	747	576	530	1.420	1.277
No exterior ⁽¹⁾	448	653	-	-	448	653
Total	1.292	1.400	576	530	1.868	1.930

(1) Inclui tratamentos fiscais incertos (vide item 18.1.1).

O saldo dos programas de regularização de débitos federais refere-se principalmente a auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil em razão do tratamento das despesas decorrentes dos Termos de Compromisso Financeiro (TFC). Esses valores são dedutíveis na apuração do lucro tributável para fins de cálculo do imposto de renda. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic, a partir de janeiro de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

18.1.2. Diferidos

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2025	2024
Saldo inicial	(548)	(9.945)
Reconhecido no resultado	(783)	4.046
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.247)	3.920
Ajuste de conversão	(360)	1.439
Utilização de créditos fiscais	(418)	(6)
Outros	17	(2)
Saldo final	(5.339)	(548)
Tributos diferidos sobre o lucro - Ativos	1.015	922
Tributos diferidos sobre o lucro - Passivos	(6.354)	(1.470)

O quadro a seguir demonstra a composição dos ativos e passivos fiscais diferidos:

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2025	31.12.2024
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(6.471)	(6.286)
Imobilizado - <i>Impairment</i>	Amortização, baixa de ativos e reversão <i>impairment</i>	4.454	3.462
Imobilizado - Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(12.596)	(8.518)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(19.066)	(16.043)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	(665)	2.636
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	14.322	10.829
Provisão para desmantelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	9.957	9.118
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	Pagamento e reversão da provisão	1.053	818
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	720	976
Estoques	Venda, baixa e perda	453	424
Benefícios concedidos a empregados, principalmente	Pagamento e reversão da provisão	1.586	1.191
Outros		914	845
Total		(5.339)	(548)

Realização dos tributos diferidos sobre o lucro

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PN 2026-2030, que tem como pilares o controle do endividamento, investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal e sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os *stakeholders*.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções do PN 2026-2030.

Em 31 de dezembro de 2025, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2026	157	(1.384)
2027	53	(804)
2028	73	127
2029	83	811
2030	76	1.203
2031 em diante	573	6.401
Parcela registrada contabilmente	1.015	6.354

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	Ativos 31.12.2024
País	40	4
Exterior	473	635
Parcela não registrada contabilmente	513	639

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados pelas subsidiárias Petrobras America Inc. e Petrobras de Valores Internacional de Espanha S.L.U., oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

	2027-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	sem data de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	15	22	266	110	60	473

18.1.3. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando US\$ 614 (US\$ 767 em dezembro de 2024), relacionados principalmente à dedução de valores pagos na base de cálculo do IRPJ e da CSLL no país, bem como à incidência de *Corporate Income Tax* (CIT) sobre transações no exterior, relacionados a processos judiciais e administrativos.

Adicionalmente, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos não provisionados no balanço patrimonial, no país e exterior, de tributos sobre o lucro, no montante de US\$ 5.146 (US\$ 5.229 em dezembro de 2024), relacionados a processos judiciais e administrativos, em especial ao tratamento de lucros de controladas domiciliadas no exterior e à incidência de IRPJ e CSLL sobre preços de transferência.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de US\$ 4.912 (US\$ 4.274 em dezembro de 2024), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários. Portanto, a Petrobras entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais (assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária incluindo tribunais judiciais).

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2025, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de US\$ 10.672 (US\$ 10.270 em dezembro de 2024), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

18.1.4. Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras modelo do Pillar II para garantir que as empresas multinacionais com receita anual consolidada do grupo superior a 750 milhões de euros paguem um imposto mínimo de 15% sobre a renda em cada jurisdição (Imposto Mínimo Global).

O Pilar II prevê que, se a entidade controladora estiver localizada em uma jurisdição que não implementou esse conjunto de regras, esse imposto será cobrado da próxima entidade na estrutura organizacional (entidade controladora intermediária) localizada em uma jurisdição que o tenha implementado, seguindo uma abordagem de cima para baixo.

A Holanda e a Espanha promulgaram nova legislação tributária para implementar as regras do Pilar II, com vigência a partir de janeiro de 2024 e Cingapura a partir de janeiro de 2025.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 2025, foi reconhecida uma despesa de imposto de renda de US\$ 219 (US\$ 94 em 31 de dezembro de 2024), relacionada à jurisdição da Holanda, onde a alíquota efetiva de imposto não atingiu o limite mínimo de 15% previsto para a legislação do Pilar II. Nenhuma obrigação tributária relevante é esperada nas outras jurisdições onde a PIBBV tem investimentos (inclusive Espanha).

O Brasil implementou o Imposto Adicional Doméstico, em janeiro de 2025, conhecido como "adicional à CSLL", aplicável apenas a empresas brasileiras. A Petrobras não identificou valor devido a título desse imposto adicional em 2025 pelas regras aplicáveis no Brasil.

A companhia aplica o disposto nas emendas ao IAS 12 – Tributos sobre o lucro, e não contabiliza impostos diferidos em relação aos eventuais impactos do Pillar 2 e do adicional à CSLL, ou seja, não reconhece ativos ou passivos fiscais diferidos relacionados a tributação mínima global.

Prática contábil para tributos diferidos sobre o lucro

A Companhia apura seus tributos sobre o lucro tributável de acordo com a legislação e as alíquotas vigentes ao final do período que está sendo reportado. A despesa do exercício é reconhecida no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

a) Tributos sobre o lucro correntes

Os tributos sobre o lucro correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de quitar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

b) Tributos diferidos sobre o lucro

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas previstas na legislação específica de serem aplicáveis no exercício quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

Este reconhecimento refere-se a todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

Os tributos sobre o lucro são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes, bem como os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária, na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

18.2. Impostos, contribuições e participações governamentais

18.2.1. Impostos e contribuições - a recuperar

Ativo Circulante		Ativo Não Circulante	
31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

No país				
PIS e COFINS	255	755	1.291	1.004
PIS e COFINS diferido	354	288	1.461	1.040
PIS e COFINS - Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo	-	-	661	590
ICMS	320	161	515	435
ICMS Diferido	369	301	229	164
Outros impostos e contribuições	28	44	20	25
	1.326	1.549	4.177	3.258
No exterior				
	42	6	-	24
Total	1.368	1.555	4.177	3.282

Programa de integração social (PIS) e Contribuição para financiamento da seguridade social (COFINS)

Refere-se a créditos de PIS e COFINS a recuperar relacionados aos materiais, bens e serviços adquiridos e utilizados como insumos na elaboração de produtos, bens e serviços geradores das receitas sujeitas à incidência destas contribuições e de créditos oriundos principalmente de pedidos de restituição de indébitos junto à Receita Federal do Brasil (RFB).

A parcela do diferido refere-se, principalmente, às aquisições de bens e serviços destinados a ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal permite o seu aproveitamento somente após a entrada desses ativos em produção.

O saldo referente à inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo decorre de ações ordinárias ajuizadas contra a União, que foram julgadas procedentes e transitadas em julgado. Essas ações tratam da recuperação dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, conforme Lei 9.718/1998, referentes ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Os processos judiciais a receber possuem decisões favoráveis à companhia, aguardando a conclusão das etapas finais relativas à homologação e confirmação dos cálculos no Judiciário.

Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS)

Refere-se a créditos a recuperar decorrentes de saldos positivos na apuração do ICMS de acordo com os livros fiscais de unidades operacionais, créditos oriundos dos pagamentos do ICMS nas operações de importação de combustíveis derivados de petróleo, créditos resultantes das operações de remessas de produtos para armazenagem em estabelecimentos de terceiros e créditos decorrentes de pedidos de restituições de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado.

A parcela do ICMS diferido é originada pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

18.2.2. Impostos, contribuições e participações governamentais - a recolher

	Passivo Circulante		Passivo Não Circulante ⁽¹⁾	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país				
Participação especial/Royalties	1.400	1.509	56	87
ICMS	1.291	916	-	-
PIS e COFINS	445	373	178	134
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	329	294	-	-
Outros impostos e contribuições	333	169	90	80
	3.798	3.261	324	301
No exterior	12	23	-	-
Total	3.810	3.284	324	301

(1) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".

Participações governamentais

São compensações financeiras devidas pelas empresas que produzem óleo e gás natural no território brasileiro. Essas compensações são compostas pelos royalties, participação especial, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área, além dos valores referentes ao acordo com a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais relativas à produção de petróleo no campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015.

18.3. Adesão à Transação Tributária no exercício de 2024

Em junho de 2024, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGFN-RFB 6/2024, encerrando disputas judiciais relacionadas a tributos sobre remessas ao exterior, resultantes de contratos de afretamento de embarcações e prestação de serviços, regularizando débitos de CIDE, PIS e COFINS de 2008 a 2013. A adesão ao Edital trouxe benefícios econômicos, evitando custos com garantias judiciais, e incluiu um desconto de 65% sobre o valor total do débito. O pagamento da transação tributária foi concluído no segundo semestre de 2024.

Os efeitos da adesão resultaram em uma despesa de US\$ 1.930 no resultado consolidado de 2024, líquido dos ressarcimentos de parceiros em consórcios de E&P que aprovaram a adesão à transação.

	Jan- Dez/2024
Despesa tributária	669
Resultado financeiro líquido	2.050
Imposto de renda e contribuição social	(789)
Efeito total no resultado	1.930

18.4. Programa de recuperação fiscal - REFIS

Em outubro de 2025, a Petrobras aderiu ao Programa de Pagamento Incentivado de Débitos Fiscais instituído pelo Estado da Bahia por meio da Lei 14.936/2025, com o objetivo de encerrar contingências tributárias materializadas. Os efeitos do programa impactaram o resultado do exercício em US\$ 149, sendo, principalmente, US\$ 135 em despesas tributárias.

18.5. Reforma Tributária

A Lei Complementar 214/2025 instituiu a Reforma Tributária (Reforma) sobre o consumo, promovendo a substituição de cinco tributos (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) por um novo modelo composto pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal, pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de âmbito federal, e pelo Imposto Seletivo (IS). O IBS e a CBS apresentam as principais características de um Imposto sobre Valor Agregado

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

(IVA), como base ampla de incidência, não cumulatividade, não compõe a própria base de cálculo (cobrança por fora), legislação uniforme, isenção para exportações e incidência sobre importações.

O REPETRO, um regime tributário especial para a indústria de óleo e gás no Brasil, foi mantido, com suspensão da incidência de IBS e CBS, enquanto o IS passou a incidir sobre bens minerais extraídos, com alíquotas limitadas a 0,25% para minerais e zeradas para o gás natural usado como insumo industrial ou como combustível de transporte. Para combustíveis, foi estabelecido um regime específico que prevê a incidência única de IBS e CBS sobre produtos como gasolina, etanol, diesel, biodiesel, GLP, entre outros, conforme ato conjunto da ANP e do Comitê Gestor do IBS.

A implementação da Reforma teve início em 1º de janeiro de 2026, com a aplicação de alíquotas-teste do IBS e da CBS. Em 2027, está prevista a implantação integral da CBS, a extinção do PIS e da COFINS e o possível início da cobrança do IS. Entre 2029 e 2032, haverá redução gradual das alíquotas de ICMS e ISS, enquanto a do IBS será progressivamente ampliada, até a extinção total de ICMS e ISS em 2033, consolidando o novo sistema tributário sobre o consumo.

No que se refere aos créditos fiscais de PIS, COFINS e ICMS registrados no ativo em 31 de dezembro de 2025, a companhia avalia que esses créditos permanecem válidos, conforme dispositivos constitucionais do período de transição, não havendo previsão de extinção ou impedimento à sua recuperação em decorrência da Reforma.

Apesar dos avanços da Reforma, ainda permanecem incertezas relevantes quanto à definição das alíquotas dos novos tributos, à regulamentação de regimes especiais para determinados setores, à operacionalização dos créditos tributários, à implementação de mecanismos como o split payment e à edição de regras complementares para setores regulados, o que impede a realização de uma estimativa confiável dos impactos da Reforma.

Em razão dessas incertezas, os impactos da Reforma somente serão conhecidos após o processo de regulamentação dos temas que ainda carecem de definição. Consequentemente, não há qualquer efeito dessas mudanças nas demonstrações financeiras da Petrobras em 31 de dezembro de 2025.

19. Benefícios a empregados

São todas as formas de compensação proporcionadas pela Companhia em troca de serviços prestados pelos seus empregados ou pela rescisão do contrato de trabalho. Inclui também despesas com diretores e outros administradores. Tais benefícios incluem salários, benefícios pós-emprego, rescisórios e outros benefícios.

	31.12.2025	31.12.2024
Passivo		
Benefícios de curto prazo	2.722	1.517
Benefícios rescisórios	91	72
Benefícios pós emprego	16.359	11.398
Total	19.172	12.987
Circulante	3.805	2.315
Não Circulante	15.367	10.672

19.1. Benefícios de curto prazo

	31.12.2025	31.12.2024
Provisão de férias	610	519
Participação nos lucros ou resultados	677	384
Programa de prêmio a empregados	717	349
Salários, encargos e outras provisões	718	265
Total	2.722	1.517
Circulante	2.706	1.486
Não circulante ⁽¹⁾	16	31

(1) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos da parcela do programa de remuneração variável dos administradores e dos gestores executivos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

Demonstração de resultado	2025	2024	2023
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros ⁽¹⁾	(4.287)	(3.652)	(3.478)
Honorários e encargos de Administradores	(17)	(14)	(14)
Programas de remuneração variável ⁽²⁾	(1.360)	(932)	(1.011)
Programa de prêmio por desempenho - PRD ⁽³⁾	(697)	(468)	(416)
Participações nos lucros ou resultados ⁽³⁾	(663)	(464)	(595)
Total	(5.664)	(4.598)	(4.503)

(1) Inclui o valor do abono aprovado em Acordo Coletivo reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

(2) Inclui valores de complemento de provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

(3) Valor reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

19.1.1. Programas de remuneração variável

A Companhia reconhece a contribuição dos empregados para os resultados alcançados, por meio de dois programas:

a) Participação nos lucros e resultados; e b) Prêmio por desempenho.

O montante estabelecido para a remuneração variável de 2025 está limitado a 5% do EBITDA ajustado.

Participação nos lucros ou resultados (PLR)

A Participação nos lucros ou resultados (PLR) é um mecanismo de remuneração variável que visa compartilhar os resultados da companhia com seus colaboradores. Esse programa representa a principal prática de remuneração variável da companhia, abrangendo também os ocupantes de função gratificada, e prevendo limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes.

A PLR, aprovada pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) do Governo Federal, é regida por um regramento que inclui critérios como gatilhos e limites para pagamento, tais como:

- Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração;
- Apuração de lucro líquido no exercício de referência e atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%; e
- O valor total para pagamento da PLR está limitado a 6,25% do lucro líquido ou 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas da Petrobras no exercício, o que for menor. Em 2025, esse limite foi de 6,25% do lucro líquido conforme o percentual médio de atingimento das metas.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- pagou o valor de US\$ 403, referentes à participação nos lucros e resultados (PLR) de 2024, considerando o regulamento e os limites individuais de acordo com a remuneração de cada empregado; e
- provisionou o valor de US\$ 662 (US\$ 464 em 2024) referente ao exercício de 2025, registrado em outras despesas operacionais.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Programa de prêmio por desempenho - PRD

O Programa de prêmio por desempenho (PRD) tem como objetivo reconhecer o esforço e o desempenho individual de cada empregado para o alcance dos resultados da Petrobras. O prêmio de cada empregado é definido pelo atingimento de métricas de topo – Delta Valor Petrobras (VALOR), Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e Indicador de Compromisso com o Meio Ambiente (ICMA), além das metas específicas, que incluem a nota de desempenho (GD) para todos os empregados, exceto gerentes executivos e equivalentes, que têm como base o scorecard (métricas) de sua respectiva área.

O PRD é acionado mediante a declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração, e a obtenção de lucro líquido no exercício. O total utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA. Esse programa é complementar a PLR.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- pagou o valor de US\$ 359, referentes ao programa de remuneração por desempenho (PRD) de 2024, uma vez que as métricas de desempenho da Companhia e individuais foram atingidas naquele ano.
- provisionou o valor de US\$ 696, referente ao exercício de 2025 (US\$ 468 em 2024), registrado em outras despesas operacionais, incluindo o programa de prêmio vigente da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas.

Prática contábil para programas de remuneração variável (PLR e PRD)

As provisões dos programas de remuneração variável (PLR e PRD) são reconhecidas ao longo do exercício em que o empregado tiver prestado serviços. Suas mensurações representam as estimativas de desembolsos futuros decorrentes dos serviços prestados, na medida que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

19.2. Benefícios rescisórios

São aqueles fornecidos pela rescisão do contrato de trabalho como resultado de: i) decisão da entidade em terminar o vínculo empregatício do empregado antes da data normal de aposentadoria; ou ii) decisão do empregado de aceitar uma oferta de benefícios em troca da rescisão do contrato de trabalho.

Programas de desligamento voluntário

A companhia possui programas de desligamento voluntário (PDV) para empregados que já estavam aposentados pelo INSS, e tinham data de início do benefício igual ou anterior a 12 de novembro de 2019, e programas de desligamento específicos.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de US\$ 91 (US\$ 72 em 2024) corresponde a 906 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027.

19.3. Benefícios pós emprego

A Companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco principais benefícios de pensão pós-aposentadoria (chamados coletivamente de “planos de pensão da Companhia”).

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	31.12.2025	31.12.2024
Passivo		
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	11.661	7.499
Subtotal - plano de saúde	11.661	7.499
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	2.734	2.289
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	946	779
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	513	395
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	501	379
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	4	57
Subtotal - planos de pensão	4.698	3.899
Total	16.359	11.398
Circulante	1.036	808
Não circulante	15.323	10.590

19.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de Saúde

O Plano de saúde, nomeado AMS (Saúde Petrobras), é administrado e operado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano oferece assistência à saúde a todos os empregados atuais, aposentados, pensionistas e grupo familiar elegível, de acordo com os critérios definidos no regulamento e no acordo coletivo de trabalho (ACT), e está aberto a novos empregados.

O plano é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, e está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de coberturas e a um maior nível de utilização dos benefícios médicos. A Companhia aprimora continuamente a qualidade de seus processos técnicos e administrativos, bem como dos programas de saúde oferecidos aos beneficiários, a fim de mitigar esse risco.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os empregados, aposentados e pensionistas realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de grande risco e contribuições variáveis referentes ao custo dos demais procedimentos médicos e odontológicos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas a partir de parâmetros, como o salário e faixas de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso ou aquisição e entrega em domicílio, com coparticipação dos beneficiários.

O pagamento do custo assistencial é efetuado pela Companhia com base na utilização dos beneficiários. A participação financeira da Companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no regulamento do plano e no ACT, sendo, atualmente, 70% pela companhia e 30% pelos participantes. Essa relação de custeio foi retomada a partir de abril de 2024, por meio de aditivo ao acordo coletivo de trabalho com as entidades sindicais.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2025, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 19.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

Planos de pensão

Os planos de pensão patrocinados são administrados pela Fundação Petros, que foi constituída como uma entidade jurídica sem fins lucrativos de direito privado com autonomia administrativa e financeira.

Os planos de pensão são regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC que contempla todas as diretrizes e procedimentos a serem adotados pelos planos para sua gestão e relacionamento com as partes interessadas.

A Petros realiza periodicamente avaliações dos planos em cumprimento a norma vigente de previdência complementar e, quando aplicável, estabelece medidas com objetivo de oferecer sustentabilidade aos planos.

A obrigação líquida com planos de pensão registrada pela Companhia é calculada conforme as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), que adota uma metodologia de reconhecimento distinta daquela utilizada pelos fundos de pensão no Brasil, que são regulados pelo CNPC.

As principais diferenças entre as normas contábeis internacionais e do fundo de pensão (CNPC) incluem: no critério CNPC, a Petros considera o fluxo futuro das contribuições normais e extraordinárias patronais, descontado a valor presente, enquanto a Companhia só considera esses fluxos na medida em que são realizados. Além disso, a Petros define a taxa real de juros com base nas expectativas de rentabilidade e nos parâmetros da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), enquanto a Companhia utiliza uma taxa que combina o perfil de maturidade das obrigações com a curva de retorno de títulos do governo. Em relação ao ativo garantidor, os títulos públicos na Petros são marcados a mercado ou na curva, enquanto na Companhia são marcados todos a valor de mercado.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70),
- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras. O Plano Petros 2 é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia e Termomacaé.

O Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela Companhia em julho de 1970, foi cindido em 2018 nos planos PPSP-R e PPSP-NR. Em 1º de janeiro de 2020, os planos PPSP-R e PPSP-NR foram cindidos e deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Os planos de pensão complementam a renda de seus participantes durante a aposentadoria, além de garantir uma pensão por morte aos seus beneficiários. O benefício consiste em uma renda mensal complementar ao benefício concedido pelo Instituto Nacional do Seguro Social (INSS).

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Modalidade	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]	Contribuição definida
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados provenientes de novos concursos ou que se deslocaram de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a opção exercida pelo participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.		Principalmente, com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais de benefício vitalício: atualizados com base no IPCA.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Plano de equacionamento de Déficit – PED ⁽¹⁾	Implementação do PED do exercício de 2021 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 17 de março de 2023.	PPSP-R Pré-70	Implementação do PED do exercício de 2022 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/24, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 09 de abril de 2025	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
Instrumento Particular de Confissão de Dívida [PED 2015] – referente às contribuições extraordinárias patronais não realizadas anteriormente por causa de liminares judiciais ⁽¹⁾	Obrigações financeiras com saldo de US\$91 em 31/12/2025.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de US\$33 em 31/12/2025.	N/A	N/A	N/A
Termo de Compromisso Financeiro-TCF (acordos de dívida) assumido pela companhia para fazer face aos déficits dos planos ⁽¹⁾	Obrigações financeiras com saldo de US\$98 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras com saldo de US\$596 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de US\$535 em 31/12/2025.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento planejado em 2028.					

(1) Compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2025, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 19.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

19.3.2. Valores nas demonstrações financeiras da Petrobras relacionados a planos de benefícios definidos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da Companhia líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 19.3.6.

A movimentação das obrigações com planos de pensão e saúde com característica de benefício definido está representada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025				
	Planos de Pensão		Plano de Saúde	Total	
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	Petros 2		
				Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.486)	(2.325)	(1.124)	-	(11.935)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2025	3.247	1.448	4	11.661	16.360
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2025	2.684	1.158	58	7.498	11.398
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	368	158	7	1.214	1.747
Custo do serviço corrente	4	-	-	166	170
Custo dos juros líquidos	364	158	7	1.048	1.577
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	244	106	(53)	2.565	2.862
Efeito da remensuração reconhecido em ORA	244	106	(53)	2.565	2.862
Efeito caixa	(380)	(123)	(14)	(545)	(1.062)
Pagamento de contribuições	(351)	(106)	(14)	(545)	(1.016)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(29)	(17)	-	-	(46)
Outros movimentos	331	149	6	929	1.415
Ajustes de conversão	331	149	6	929	1.415
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.247	1.448	4	11.661	16.360

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

	2024				
	Planos de Pensão		Plano de saúde	Total	
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2		
				Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	9.992	3.233	874	7.498	21.597
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(7.308)	(2.075)	(816)	-	(10.199)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2024	2.684	1.158	58	7.498	11.398
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2024	4.740	1.799	181	9.662	16.382
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	399	153	13	2.369	2.934
Custo do serviço passado ⁽²⁾	-	-	-	1.291	1.291
Custo do serviço corrente	10	2	-	198	210
Custo dos juros líquidos	389	151	13	880	1.433
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(1.053)	(281)	(84)	(1.861)	(3.279)
Perdas (ganhos) de remensuração ⁽²⁾	(1.053)	(281)	(84)	(1.861)	(3.279)
Efeito caixa	(382)	(121)	(13)	(485)	(1.001)
Pagamento de contribuições	(355)	(108)	(13)	(485)	(961)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(27)	(13)	-	-	(40)
Outros movimentos	(1.020)	(392)	(39)	(2.187)	(3.638)
Ajustes de conversão	(1.020)	(392)	(39)	(2.187)	(3.638)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2024	2.684	1.158	58	7.498	11.398

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(2) Efeito da alteração da relação de custeio conforme nota explicativa 19.3.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

					2025
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR	Petros 2	Saúde	
Valor presente das obrigações no início do exercício	9.992	3.233	874	7.498	21.597
Reconhecido no resultado	1.374	442	120	1.214	3.150
Custo dos juros	1.370	442	120	1.048	2.980
Custo do serviço	4	-	-	166	170
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	106	33	90	2.565	2.794
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(98)	(24)	64	(152)	(210)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(4)	(12)	(16)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	204	57	30	2.729	3.020
Outros	261	65	44	384	754
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.018)	(348)	(81)	(542)	(1.989)
Contribuições de participantes	22	5	16	-	43
Ajustes acumulados de conversão	1.257	408	109	926	2.700
Valor presente das obrigações no fim do exercício	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

					2024
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor presente das obrigações no início do exercício	14.941	4.806	1.357	9.662	30.766
Reconhecido no resultado	1.241	397	112	2.369	4.119
Custo dos juros	1.231	395	112	880	2.618
Custo do serviço	10	2	-	1.489	1.501
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(1.949)	(577)	(233)	(1.861)	(4.620)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(8)	15	190	(464)	(267)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	7	1	8
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(1.941)	(592)	(430)	(1.398)	(4.361)
Outros	(4.241)	(1.393)	(362)	(2.672)	(8.668)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)
Contribuições de participantes	24	5	16	-	45
Ajustes acumulados de conversão	(3.266)	(1.044)	(299)	(2.184)	(6.793)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	9.992	3.233	874	7.498	21.597

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

A Petrobras possui quatro planos de previdência, PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, em fase de consumo do ativo garantidor, e um plano, o PP2, cuja maior parte dos participantes está na fase de acumulação de patrimônio.

A evolução do ativo garantidor reflete essas características dos planos, sendo resultado da entrada das contribuições e do resgate de patrimônio para pagamento de benefícios, além da influência da rentabilidade dos investimentos dos ativos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

2025					
	Planos de Pensão		Plano de Saúde		Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	7.308	2.075	816	-	10.199
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	1.006	284	113	-	1.403
Receita de Juros	1.006	284	113	-	1.403
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(138)	(73)	143	-	(68)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de	(138)	(73)	143	-	(68)
Efeito caixa	380	123	14	545	1.062
Contribuições pagas pela companhia	351	106	14	545	1.016
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	29	17	-	-	46
Outros movimentos	(70)	(84)	38	(545)	(661)
Contribuições de participantes	22	5	16	-	43
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(1.018)	(348)	(81)	(542)	(1.989)
Ajustes acumulados de conversão	926	259	103	(3)	1.285
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	8.486	2.325	1.124	-	11.935

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

2024					
	Planos de Pensão		Plano de saúde		Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	10.201	3.007	1.176	-	14.384
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	842	244	99	-	1.185
Receita de Juros	842	244	99	-	1.185
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(896)	(296)	(149)	-	(1.341)
Efeito caixa	382	121	13	485	1.001
Contribuições pagas pela companhia	355	108	13	485	961
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	27	13	-	-	40
Outros movimentos	(3.221)	(1.001)	(323)	(485)	(5.030)
Contribuições de participantes	24	5	16	-	45
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)
Ajustes acumulados de conversão	(2.246)	(652)	(260)	3	(3.155)
Valor justo dos ativos dos planos no fim do exercício	7.308	2.075	816	-	10.199

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Ativos do plano - gestão de investimentos

A Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:

- para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e
- para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.

Os ativos dos planos de pensão seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam uma diversificação, de forma a diminuir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente e utiliza um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Categorias dos ativos dos planos	2025			2024		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	Valor justo total		
				%	%	
Recebíveis	-	975	975	8%	954	9%
Renda fixa	3.150	6.565	9.715	81%	7.930	78%
Títulos públicos	348	6.563	6.911	-	6.153	-
Fundos de renda fixa	2.486	-	2.486	-	1.162	-
Outros investimentos	316	2	318	-	615	-
Renda variável	139	171	310	3%	479	5%
Ações à vista	139	-	139	-	324	-
Outros investimentos	-	171	171	-	155	-
Investimentos Estruturados	139	28	167	2%	173	2%
Imóveis	-	481	481	4%	418	4%
	3.428	8.220	11.648	98%	9.954	98%
Empréstimos a participantes	-	287	287	2%	245	2%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	3.428	8.507	11.935	100%	10.199	100%

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2025, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 em 2024), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US\$ 23 (US 21 em 2024).

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de pensão		Plano de saúde		Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras	
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(26)	(3)	(1)	(400)	(430)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(342)	(155)	(6)	(814)	(1.317)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2025	(368)	(158)	(7)	(1.214)	(1.747)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2024	(399)	(153)	(13)	(2.369)	(2.934)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2023	(490)	(169)	(30)	(853)	(1.542)

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

19.3.3. Contribuições

No exercício de 2025, a Companhia contribuiu com o total de US\$ 1.062 (US\$ 1.001 no exercício de 2024) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 19.3.2. Adicionalmente, contribuiu com US\$ 238 (US\$ 239 no exercício de 2024) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e US\$ 2 (US\$ 2 no exercício de 2024) do plano PP3, que foram reconhecidas em custeio e resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP R pré-70, PPSP-NR pré-70 e parcela de risco do PP2, para 2026, somam US\$ 497. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma US\$ 249.

19.3.4. Fluxos de caixa esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2025.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

					2025	2024
	Plano de Pensão		Plano de Saúde		Total	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	A M S		
Até 1 Ano	1.069	367	85	562	2.083	1.676
De 1 a 5 Anos	4.486	1.431	341	2.959	9.217	7.236
De 6 a 10 Anos	2.963	901	232	2.704	6.800	5.185
De 11 a 15 Anos	1.883	535	154	2.012	4.584	3.470
Acima de 15 Anos	1.332	539	316	3.424	5.611	4.030
Total	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295	21.597

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

19.3.5. Pagamentos futuros aos participantes dos planos de benefício definido que estão fechados para novos membros

A tabela a seguir fornece o período durante o qual a obrigação de benefício definido associada a esses planos impactará as demonstrações financeiras da Companhia.

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Número de anos durante os quais os benefícios a serem pagos pelos planos de benefícios definidos deverão ser pagos	9,66	6,42	9,44	6,33

19.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

As premissas atuariais financeiras e demográficas significativas usadas para determinar a obrigação de benefício definido são apresentadas na tabela abaixo:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Planos de Pensão				2025	
					Plano de saúde	
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,53%	11,54%	11,72%	11,73%	11,47%	11,44%
Taxa real de desconto	7,25%	7,26%	7,43%	7,44%	7,19%	7,16%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	Para 2026: 5,43% 2027 em diante: 4,56%	Para 2026: 5,28% 2027 em diante: 4,42%	n/a	6,15%	Para 2026: 7,58% 2027 em diante: 6,70%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	16,06% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desagravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria Assistidos: Experiência Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022, desagravada em 40%	Experiência Invalidez PP-2 2022, desagravada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, desagravada em	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desagravada em	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,40 Mulheres 55,48	Homens 57,65 Mulheres 55,79	n/a	n/a	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens 56,91 Mulheres 55,81

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,99% para 2026 e atingindo 3,25% de 2030 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2024					
	Planos de Pensão				Plano de saúde	
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	12,95%	12,95%	13,07%	13,07%	12,95%	12,93%
Taxa real de desconto	7,48%	7,48%	7,59%	7,59%	7,48%	7,46%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,16%	6,15%	n/a	6,15%	8,72%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,69% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desagravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria Assistidos: Experiência Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Experiência Invalidez PP-2 2022
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desagravada em 1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88		Homens 56,86 Mulheres 55,75

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,09% para 2025 e atingindo 3,25% de 2029 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseada no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

19.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 100 bps na taxa de desconto assumida e na taxa de variação dos custos médicos e hospitalares está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obrigações atuariais	(1.169)	1.438	(1.141)	1.377	1.614	(1.278)
Custo do serviço e juros	13	(7)	(68)	81	244	(191)

Prática contábil para benefícios definidos pós-emprego

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria bem como os de assistência médica são provisionadas com base em cálculos atuariais elaborados anualmente por atuários independentes, de acordo com o método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método de crédito unitário projetado considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários conforme nota explicativa 4.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (entidade realiza diminuição significativa do número de empregados cobertos por plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor do passivo, líquido do ativo de benefício definido.

A Companhia também contribui para planos de contribuição definida, de forma paritária ao valor da contribuição normal do empregado, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

20. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências

20.1. Provisão para processos judiciais e administrativos

A Companhia constitui provisões nos processos judiciais, administrativos e arbitrais, em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos fiscais, incluindo: (i) cobrança de ICMS - óleo bunker envolvendo vários estados; (ii) não homologação de compensações de tributos federais, incluindo glosa de créditos de PIS e COFINS; e (iii) contribuições previdenciárias - não recolhimento sobre abonos e gratificações.
- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) reclamações trabalhistas diversas; e (ii) ações de terceirizados.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) processos administrativos e judiciais discutindo multas aplicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em especial as relativas a sistemas de medição de produção, bem como processos administrativos e judiciais que discutem diferença de participação especial e royalties em campos de petróleo diversos; (iii) ações que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iv) ações que discutem indenizações relacionadas à desapropriação e servidão de passagem.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da Companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar, no estado de São Paulo.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	31.12.2025	31.12.2024
Processos trabalhistas	691	636
Processos fiscais	737	400
Processos cíveis	1.601	1.605
Processos ambientais	221	192
Total	3.250	2.833

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025	2024
Saldo inicial	2.833	3.305
Adição, líquida de reversão	1.067	478
Utilização	(989)	(730)
Revisão de processos já provisionados e juros	21	541
Outros	(15)	16
Ajuste de conversão	333	(777)
Saldo final	3.250	2.833

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade da saída de recursos.

20.2. Depósitos judiciais

A Companhia efetua depósitos na fase judicial, em especial para suspender a exigibilidade do débito de natureza tributária e permitir ao contribuinte a manutenção de sua regularidade fiscal. Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	10.172	8.187
Trabalhistas	839	777
Cíveis	3.702	2.694
Ambientais e outros	101	90
Total	14.814	11.748

	2025	2024
Saldo inicial	11.748	14.746
Adição	524	1.010
Utilização ⁽¹⁾	(188)	(1.526)
Atualização financeira	1.224	737
Outros	(1)	9
Ajuste de conversão	1.507	(3.228)
Saldo final	14.814	11.748

(1) Inclui, em 2024, US\$ 1.276 referente aos valores nominais dos depósitos utilizados na adesão à transação tributária, no segundo trimestre de 2024, sobre incidência da CIDE, do PIS e da COFINS sobre as remessas no exterior sobre contrato de afretamento de embarcações e plataformas conforme detalhado na nota explicativa 18.

A Companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a US\$ 36 (R\$ 200 milhões), viabilizando a discussão judicial sem a necessidade de desembolso financeiro imediato.

Para isso, a Companhia oferece capacidade de produção dos campos de Tupi, Sapinhoá e/ou Roncador. À medida que os depósitos judiciais venham a ser realizados, a referida capacidade de produção é liberada para outros processos que venham a integrar o NJP.

A Companhia entende que o referido NJP permite maior previsibilidade de caixa e assegura a manutenção da regularidade fiscal federal. Em 31 de dezembro de 2025, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava US\$ 1.417 (US\$ 2.158 em 31 de dezembro de 2024).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

20.3. Processos judiciais e administrativos não provisionados

Os processos judiciais, administrativos e arbitrais, que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2025, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	25.585	21.307
Trabalhistas	1.844	6.465
Cíveis	12.748	10.910
Ambientais e outros	1.394	1.298
Total	41.571	39.980

20.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas são classificadas como possível:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza fiscal – PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Receita Federal do Brasil.		
1) Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração.	4.515	2.887
2) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.		
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos nas esferas administrativa e judicial. Em 2025, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novo auto de infração e da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	1.559	1.090
3) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias.		
Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.	1.395	1.129
4) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS-Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.		
Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A redução do valor em 2025 ocorreu em razão da exclusão do valor da multa de ofício, de forma definitiva. O valor remanescente do assunto (IRRF e juros) permanece em discussão na ação judicial em curso.	1.191	1.702
5) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. O acréscimo de valor em 2025, se deu, em especial, pelo recebimento de novo despacho decisório de não homologação.	590	389
6) Cobrança da CIDE – Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.	512	436
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, PA, MA, PE, AM, CE e SE.		
7) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, houve, em especial, o recebimento de novo auto de infração e a alteração de expectativa de algumas contingências.	331	428
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, RO, PE e RS.		
8) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.		
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novos autos de infração.	2.426	1.058
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de AM, MT e RJ.		
9) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ, ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	1.061	870
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, AM, MG, BA, PB, SP e ES.		
10) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária e à alteração de expectativa de algumas contingências.

435 314

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM e PA.

11) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisões favoráveis que se tornaram definitivas e à adesão à anistia do estado da Bahia.

459 747

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE e PR.

12) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de um novo auto de infração.

906 515

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, DF, ES e GO.

13) Apropriação de crédito de ICMS - Monofasia incidente na aquisição de mercadorias

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, ao novo auto de infração recebido e à atualização monetária.

870 634

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.

14) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais.

Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.

674 544

Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.

15) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, às novas ações judiciais movidas pelo Município de Angra dos Reis/RJ.

409 264

16) Processos diversos de natureza fiscal.

3.106 3.071

Total de processos de PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros

20.439 16.078

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza fiscal - Tributos sobre o lucro	31.12.2025	31.12.2024

Autor: Receita Federal do Brasil.

1) Lucro de controladas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e da CSLL.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da Companhia nos Tribunais Superiores. Em 2025, houve acréscimo em virtude de atualização monetária, compensada por redução do valor de multa de ofício em um processo.

3.854 3.418

2) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ágio na aquisição de participações societárias.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva.

391 313

3) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento.

Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva, e a alteração de expectativa de algumas contingências.

- 1.207

4) IRPJ e CSLL – Ajustes da Base de Cálculo

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, o acréscimo se refere a recebimentos de autos de infração.

575 -

5) Processos diversos de natureza fiscal.

326 291

Total de processos de tributos sobre o lucro

5.146 5.229

Total de processos de natureza fiscal

25.585 21.307

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa	
	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROs).		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).		
Situação atual: Em março de 2024 o Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado com os Sindicatos, tendo o Tribunal Superior do Trabalho (TST), em maio de 2025, adotado o mesmo entendimento, pacificando o entendimento favorável à Companhia. Em 2025, a redução se refere, em especial, à reavaliação da expectativa para perda remota, considerando a uniformização do entendimento favorável à Companhia e à baixa de valores decorrentes de decisões, favoráveis à Petrobras transitadas em julgado.	6	4.934
2) Processos diversos de natureza trabalhista.		
Situação atual: Processos diversos de natureza trabalhista, com destaque para: ações movidas por empregados e ex-empregados da Companhia, bem como pelos sindicatos que os representam; ações movidas por empregados e ex-empregados de empresas contratadas, bem como pelos sindicatos que os representam; e ações movidas pelo Ministério Público do Trabalho (MPT).	1.838	1.531
Total de processos de natureza trabalhista	1.844	6.465

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Estimativa	
	31.12.2025	31.12.2024
Descrição dos processos de natureza cível		
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
1) Processos relacionados a contratos para fornecimento de bens e serviços, com destaque para discussões acerca de desequilíbrio econômico-financeiro, descumprimento contratual, multas e encerramento antecipado de contratos.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	3.875	3.319
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça e unificar os Campos de Berbigão e Sururu, gerando assim impactos no recolhimento de Participação Especial (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2025, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras:		
a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de Participação Especial foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º trimestre de 2019. Após a retomada da arbitragem, o Tribunal Arbitral proferiu decisão permitindo que a Companhia apresente garantia financeira para as parcelas futuras de participações especiais, o que vem sendo realizado desde o 3º trimestre de 2025;		
b) Baúna e Piracaba: a decisão que mantinha a suspensão da arbitragem foi revogada, estando o procedimento arbitral em curso;		
c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem;		
d) Berbigão e Sururu: houve decisão da ANP em 24 de janeiro de 2025 determinando a unificação dos campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos, operado pela Petrobras com 42,5% de participação. A decisão resulta no reporte da produção dos campos de Berbigão e Sururu em um único campo, majorando a alíquota aplicada no correspondente recolhimento de Participação Especial referente ao campo unificado, de forma retroativa à data de início da produção. O procedimento arbitral está em curso, tendo sido proferida decisão liminar permitindo a apresentação de garantia financeira para a diferença de participações especiais decorrentes da unificação dos campos.	3.879	2.686
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
3) Processos administrativos e judiciais que discutem:		
a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos;		
b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.	1.989	1.863
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.		
4) Ações coletivas e individuais que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.	1.433	1.946
Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra de ativos da Petrobras.		
5) Processos judiciais e arbitrais que discutem vendas de ativos realizadas pela Petrobras.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais e arbitrais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.	559	264
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	1.013	832
Total de processos de natureza cível	12.748	10.910

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Diversos autores, com destaque para Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e órgãos ambientais, como IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, órgãos estaduais e municipais.		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para ação por supostos danos a pescadores em virtude das operações da Companhia, multas relativas às operações da Companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36. A redução do valor em 2025 ocorreu, em especial, pelo trânsito em julgado de decisão judicial favorável à Petrobras.	1.394	1.298
Total de processos de natureza ambiental	1.394	1.298

20.3.2. RMNR - Remuneração mínima por nível e regime de trabalho

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implantada pela Petrobras em 2007 por meio de negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovada em assembleias dos empregados, sendo a fórmula de cálculo do complemento dessa remuneração mínima adotada pela Companhia posteriormente questionada judicialmente por empregados e Sindicatos.

O Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu, em março de 2024, que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O TST publicou, em maio de 2025, acórdão da decisão que seguiu o posicionamento do STF, revogando seu posicionamento anterior.

Diante da uniformização do entendimento judicial no TST, a Companhia passou a classificar os processos coletivos de RMNR com a expectativa de perda remota. Paralelamente, o Judiciário encerrou diversos processos com decisões favoráveis à Companhia, o que ocasionou a redução do passivo. Em 2025, a redução de valor em perda possível de US\$ 5.547 (R\$ 30.521 milhões) se deve, principalmente, ao encerramento definitivo, com decisão favorável à Companhia, de ação coletiva da base sindical do Norte Fluminense.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de provisões para processos judiciais referentes a RMNR é de US\$ 1 (US\$ 88 em 31 de dezembro de 2024), enquanto os passivos contingentes totalizam US\$ 6 (US\$ 4.934 em 31 de dezembro de 2024).

20.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

20.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Roterdã, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores.

Em 26 de maio de 2021, a Corte Distrital de Roterdã decidiu que a ação coletiva deveria prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da Companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os interesses dos investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 30 de outubro de 2024, após a manifestação das partes sobre a prova técnica, a Corte Distrital de Roterdã proferiu sentença, na qual acolheu amplamente os argumentos da Petrobras com relação aos pedidos apresentados em favor dos acionistas da Companhia e considerou que: i) de acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento; e ii) de acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem, em princípio, pleitear indenização da Companhia pelos danos alegados pela Fundação, e a Fundação não demonstrou que representa um número suficiente de investidores que poderiam, em tese, apresentar tal pedido.

Dessa forma, a Corte Distrital de Roterdã rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resultou na rejeição de todos os pedidos formulados em favor de acionistas. Com relação a determinados detentores de bonds, o Tribunal considerou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente sob a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente no que tange à legislação holandesa.

Além disso, a Corte Distrital de Roterdã confirmou os seguintes pontos da decisão divulgada ao mercado em 26 de julho de 2023: i) rejeição das alegações contra a PIBBV, POG BV e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo; ii) prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

A Petrobras, a Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e seus recursos estão pendentes de julgamento.

Mesmo em relação aos detentores de bonds, a Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado final favorável aos interesses dos investidores na própria ação coletiva, mas também do ajuizamento de ações posteriores por ou em nome dos investidores pela própria Fundação, oportunidade em que a Petrobras e a PGF poderão oferecer todas as defesas já apresentadas na ação coletiva e outras que julgar cabíveis, inclusive em relação à ocorrência e à quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados pelos eventuais beneficiários da decisão ou pela Fundação. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: o escopo da cláusula compromissória do Estatuto da Petrobras, a jurisdição do Poder Judiciário holandês, o escopo do acordo que encerrou a Class Action nos Estados Unidos, a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as várias leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, as análises periciais, o cronograma a ser definido pela Corte de apelação de Haia e as decisões judiciais sobre questões-chave do processo, os possíveis recursos, inclusive perante a Suprema Corte, bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória nesta ação coletiva.

A Companhia, com suporte nas avaliações de seus assessores, considera que não há elementos indicativos suficientes para a qualificação do universo dos potenciais beneficiários de uma eventual decisão definitiva desfavorável aos interesses da Petrobras, tampouco para a quantificação dos danos supostamente indenizáveis.

Assim, não é possível prever no momento se a Companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, porque essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de projetar uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras continua a negar as alegações da Fundação, em relação às quais foi considerada vítima por todas as autoridades brasileiras, inclusive o STF.

A Petrobras e as suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e continuarão se defendendo firmemente.

20.4.2. Arbitragem e outros processos judiciais na Argentina

Na arbitragem da Argentina, na qual se discute a responsabilização da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras no país, em razão dos desdobramentos da chamada Operação Lava Jato, o recurso apresentado pela Consumidores Damnificados Asociación Civil, antes denominada Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação"), teve seguimento negado. A Associação apresentou novo recurso à Suprema Corte argentina, o qual também foi negado, tendo a arbitragem sido enviada ao Tribunal Arbitral. A Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta arbitragem.

Em paralelo a tal arbitragem, a Associação também iniciou uma ação coletiva perante a Corte Civil e Comercial de Buenos Aires, na Argentina, tendo a Petrobras comparecido espontaneamente em 10 de abril de 2023, no âmbito da qual alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda do valor de mercado dos valores mobiliários da Petrobras na Argentina, em decorrência de alegações formuladas no âmbito da Operação Lava Jato e seus reflexos nas demonstrações financeiras da Companhia anteriores a 2015. A Petrobras apresentou sua defesa em 30 de agosto de 2023. A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e se defenderá das acusações formuladas pela autora da ação coletiva. A Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta ação.

Quanto à ação penal na Argentina relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015, em 03 de setembro de 2025, o Juízo de primeira instância reconheceu a prescrição da ação penal e determinou o seu arquivamento. A sentença de extinção da ação penal foi proferida após a decisão do Tribunal de Apelações em 03 de abril de 2025, que revogou a decisão anterior de processamento da Petrobras e o embargo cautelar anteriormente ordenado. Em 02 de março de 2026, a segunda instância da Justiça argentina rejeitou o recurso da Associação contra a sentença de extinção da ação penal. Esta decisão é recorrível.

Em relação à outra ação penal, por alegado descumprimento da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino que existia uma ação coletiva movida por Consumidores Damnificados Asociación Civil perante a Corte Comercial, em 25 de março de 2025, a 1ª instância da Justiça argentina encerrou a ação por considerar que não havia fato relevante que devesse ser informado nos termos da legislação local. Como não houve recurso, a decisão transitou em julgado.

20.4.3. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete")

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas ("EIG") ajuizaram em maio de 2016 contra a Petrobras, perante a Corte Distrital Colúmbia, Estados Unidos, ação para reaver os prejuízos relacionados ao seu investimento na Sete Brasil Participações S.A.

Em 7 de março de 2025, a Petrobras e a EIG celebraram acordo para encerrar o litígio entre as partes. Nos termos do acordo, a Petrobras pagou à EIG o montante de US\$ 283, ao passo que a EIG requereu o encerramento da ação em trâmite na Corte Distrital de Colúmbia e o cancelamento da medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras obtidos na Holanda, não havendo quaisquer disputas judiciais entre as partes a respeito do tema. Adicionalmente, a EIG renunciou a qualquer direito relacionado à disputa.

O acordo não constituiu reconhecimento de culpa ou de prática de atos irregulares pela Petrobras e atendeu aos melhores interesses da Companhia e de seus acionistas, tendo em vista as peculiaridades da legislação norte-americana, aplicável ao julgamento da causa, bem como o estágio processual e as características de litígios nas Cortes Federais dos Estados Unidos.

20.5. Arbitragens propostas por Acionistas Minoritários no Brasil

A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM), vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Seis destas arbitragens foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da Companhia, pretendia ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a Companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos relacionados às investigações da chamada Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que envolvem fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, além de análises de peritos.

As pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho dos casos remanescentes, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

Essas arbitragens encontram-se em fases distintas de tramitação.

Em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, foi proferida, em 26 de maio de 2020, sentença parcial que reconheceu, genericamente, a responsabilidade da Companhia, mas não determinou o pagamento de valores pela Petrobras. Contra essas decisões a Petrobras ingressou, em 20 de julho de 2020, com ação judicial para anulação da sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença, reconhecendo as graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. No momento, aguarda-se a lavratura do acórdão após o julgamento das apelações então interpostas. O processo judicial ainda se encontra pendente de decisão final e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

Em 11 de setembro de 2024, na arbitragem que pretendia ser coletiva, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras, extinguindo a referida arbitragem, sem resolução de mérito, por ilegitimidade ativa da autora para agir como substituta processual. A arbitragem é confidencial, tendo transitado em julgado em 29 de novembro de 2024.

Por sua vez, em 9 de janeiro de 2025, em outra dessas arbitragens instaurada por diversos investidores estrangeiros, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras. A sentença julgou improcedente o pedido, acolhendo uma das teses de defesa apresentada pela Petrobras, ao reconhecer que, com base no direito brasileiro, não existe permissivo legal que autorize os investidores a propor ação de indenização contra a Companhia por danos indiretos, como aqueles relacionados à desvalorização do valor de ações. Essa arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso.

A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Prática contábil para provisões para processos judiciais, administrativos e arbitrais, passivos contingentes e ativos contingentes

A Companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais, administrativos e arbitrais nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram ser mais provável que ocorra uma obrigação presente do que não e as demais condições para o reconhecimento de uma provisão sejam atendidas, incluindo o desembolso de caixa futuro.

Os passivos contingentes com expectativa de perda provável que não podem ter seu valor mensurado e aqueles com expectativa de perda possível são divulgados em notas explicativas, considerando as melhores informações disponíveis até a data da divulgação.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for provável e os valores forem materiais. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o que, em geral, considera o trânsito em julgado, e cujo valor seja possível de ser mensurado com segurança, o ativo relacionado deixa de ser um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

21. Provisões para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão para desmantelamento por área de produção:

	31.12.2025	31.12.2024
Terra	675	493
Águas rasas	8.106	7.266
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	12.748	12.071
Pré-sal	6.984	6.373
Total	28.513	26.203
Circulante	2.950	1.696
Não circulante	25.563	24.507

A movimentação da provisão para desmantelamento de áreas é apresentada a seguir:

	2025	2024
Saldo inicial	26.203	23.203
Revisão de provisão	(610)	9.373
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	97	(407)
Utilização das provisões	(1.763)	(1.464)
Atualização de juros	1.295	970
Outros	(14)	26
Ajuste de conversão	3.305	(5.498)
Saldo final	28.513	26.203

A redução no saldo total da provisão no ano de 2025 decorre, principalmente, da: (i) valorização do real frente ao dólar, com impacto nas estimativas dos custos em dólar; (ii) revisão das tarifas das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; e (iii) aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,66% a.a. (4,56% em 2024).

A utilização da provisão em 2025, no valor de US\$ 1.763, aumentou em relação a 2024 (US\$ 1.464), em função de maiores realizações de descomissionamentos, principalmente nos campos de Guaricema e Piranema, que estão em processo de devolução junto à ANP.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	31.12.2025
Provisão para desmantelamento	2.950	2.410	2.059	1.835	1.506	17.752	28.513

O efeito de uma mudança na taxa de desconto (premissa-chave) pode ocasionar variações materiais na provisão, conforme abaixo:

Sensibilidades em relação à taxa de desconto (1)	Reflexo na provisão para desmantela-	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Aumento de 0,5 ponto percentual	(1.739)	(1.574)	(165)
Redução de 0,5 ponto percentual	1.914	1.747	167

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

Prática contábil para desmantelamento de áreas

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após a declaração de comercialidade do campo de produção de óleo e gás. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem incertezas significativas, conforme nota explicativa 4.6.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. A parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais, assim como a contrapartida dos campos de produção de óleo e gás em processo de devolução.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***22. Outros ativos e passivos**

Ativo	Item	31.12.2025	31.12.2024
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	685	750
Operações com derivativos	(b)	102	29
Ativos relativos a parcerias de negócio	(c)	275	378
Outros		146	278
		1.208	1.435
Circulante		895	1.189
Não circulante		313	246

Passivo	Item	31.12.2025	31.12.2024
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(d)	938	914
Retenções contratuais	(e)	923	611
Adiantamentos de clientes	(f)	317	270
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(g)	506	681
Impostos e contribuições	(h)	324	301
Dividendos não reclamados	(i)	187	276
Operações com derivativos	(b)	131	129
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(j)	157	130
Credores diversos		142	99
Outros		421	414
		4.046	3.825
Circulante		2.331	2.205
Não circulante		1.715	1.620

As referências a seguir detalham a natureza das operações que compõem os saldos de outros ativos e passivos:

a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos financeiros e de commodities contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados às operações dos desinvestimentos na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

b) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

c) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

d) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a serem realizadas ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.

e) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

f) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.

g) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

h) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 18.

i) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 32.

j) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030.

Prática contábil para outros ativos e passivos

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. As obrigações estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ⁽¹⁾	Ativos em construção ⁽²⁾	Gastos c/exploração e desenv. ⁽³⁾	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de Janeiro de 2025	2.485	45.807	24.384	35.921	27.688	136.285
Custo	3.895	96.963	30.321	67.357	42.366	240.902
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.410)	(51.156)	(5.937)	(31.436)	(14.678)	(104.617)
Adições	41	209	17.391	164	13.527	31.332
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	(68)	-	(68)
Juros capitalizados	-	-	2.044	-	-	2.044
Baixas	(1)	(43)	(570)	(108)	(38)	(760)
Transferências ⁽⁵⁾	(395)	7.368	(9.044)	3.860	1	1.790
Transferências para ativos mantidos para venda	-	1	-	(45)	-	(44)
Depreciação, amortização e depleção	(93)	(5.732)	-	(4.913)	(7.646)	(18.384)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(3)	(764)	(452)	(374)	(257)	(1.850)
<i>Impairment</i> - reversão (nota explicativa 25)	32	84	233	2	13	364
Ajuste de conversão	326	5.732	3.134	4.455	3.684	17.331
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.392	52.662	37.120	38.894	36.972	168.040
Custo	4.417	116.063	42.752	77.977	58.273	299.482
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(2.025)	(63.401)	(5.632)	(39.083)	(21.301)	(131.442)
Saldo em 1º de Janeiro de 2024	2.687	58.409	21.516	40.432	30.380	153.424
Custo	4.634	118.173	31.467	74.809	44.829	273.912
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.947)	(59.764)	(9.951)	(34.377)	(14.449)	(120.488)
Adições	21	381	15.203	102	10.492	26.199
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	6.393	-	6.393
Juros capitalizados	-	-	1.558	-	-	1.558
Baixas	(8)	(53)	(300)	(9)	(66)	(436)
Transferências ⁽⁵⁾	482	5.126	(7.641)	2.592	10	569
Transferências para ativos mantidos para venda	-	20	(5)	(402)	69	(318)
Depreciação, amortização e depleção	(78)	(4.963)	-	(3.699)	(6.213)	(14.953)
" <i>Impairment</i> " - constituição (nota explicativa 25)	(2)	(439)	(324)	(864)	(45)	(1.674)
" <i>Impairment</i> " - reversão (nota explicativa 25)	4	140	11	19	13	187
Ajuste de conversão	(621)	(12.814)	(5.634)	(8.643)	(6.952)	(34.664)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.485	45.807	24.384	35.921	27.688	136.285
Custo	3.895	96.963	30.321	67.357	42.366	240.902
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.410)	(51.156)	(5.937)	(31.436)	(14.678)	(104.617)

(1) Composto por plataformas de produção, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos e outras instalações de operação, armazenagem e produção, incluindo equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás depreciados pelo método das unidades produzidas.

(2) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 13.

(3) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados à exploração e produção, exceto ativos classificados em "Equipamentos e outros bens".

(4) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por *impairment*.

(5) Inclui principalmente transferências entre tipos de ativos e transferências de adiantamentos a fornecedores.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As adições em ativos em construção, em 2025, devem-se, principalmente, aos investimentos em desenvolvimento da produção dos campos de Búzios, Bacia de Santos, da Bacia do Espírito Santo e da Bacia de Campos. Já as adições em direito de uso referem-se principalmente ao FPSO Almirante Tamandaré no campo de Búzios, FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero, sondas para operações de E&P e prorrogação do contrato de afretamento do FPSO Cidade Angra dos Reis no campo de Tupi, tendo o respectivo reflexo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 31).

23.2. Tempo de vida útil estimada

O tempo de vida útil dos ativos depreciados são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	38 (entre 25 e 50)
Equipamentos e outros bens	23 (entre 1 e 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida ou 20 anos
Direitos de uso	15 (entre 1 e 50)

A abertura por tempo de vida útil estimada das edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens é a seguinte:

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro
até 5 anos	6.446	(5.020)	1.426
6 - 10 anos	8.884	(6.318)	2.566
11 - 15 anos	5.024	(3.091)	1.933
16 - 20 anos	29.954	(20.607)	9.347
21 - 25 anos	29.866	(10.844)	19.022
25 - 30 anos	11.812	(5.124)	6.688
30 anos em diante	5.385	(2.538)	2.847
Método da Unidade Produzida	22.905	(11.835)	11.070
Total	120.276	(65.377)	54.899
Edificações e benfeitorias	4.213	(1.976)	2.237
Equipamentos e outros bens	116.063	(63.401)	52.662

23.3. Direitos de Uso

O quadro a seguir demonstra a abertura por tipo de ativo e por cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação e *impairment* acumulado, conforme a seguir:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Total
Custo	28.617	26.632	3.024	58.273
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(6.692)	(13.593)	(1.016)	(21.301)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(10.917)	(281)	(11.198)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(6.692)	(1.174)	-	(7.866)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(1.502)	(735)	(2.237)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	21.925	13.039	2.008	36.972
Custo	22.484	17.542	2.340	42.366
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(4.712)	(9.216)	(750)	(14.678)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(7.489)	(121)	(7.610)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(4.712)	(731)	-	(5.443)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(996)	(629)	(1.625)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	17.772	8.326	1.590	27.688

Prática contábil para imobilizado

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e os sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros sobre empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos são capitalizados como parte dos custos desses ativos.

No caso de recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, os encargos financeiros são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento.

A Companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que são revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

23.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Em 2025, a Petrobras não realizou a devolução de campos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em 2024, o campo de Cachalote foi devolvido à ANP. A Companhia baixou este campo por *Impairment* integral.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 2023, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Atum, Curimã, Espada e Xaréu, na Bacia de Campos.

23.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 7,21% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 (7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões ⁽¹⁾	Software	Ágio (goodwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2025	1.697	538	20	2.255
Custo	1.750	1.663	20	3.433
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(53)	(1.125)	-	(1.178)
Adições	28	283	-	311
Juros capitalizados	-	12	-	12
Baixas	(19)	(1)	-	(20)
Transferências	7	3	(1)	9
Amortização	(4)	(150)	-	(154)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(164)	-	-	(164)
Ajuste de conversão	205	66	3	274
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.750	751	22	2.523
Custo	1.984	2.134	22	4.140
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(234)	(1.383)	-	(1.617)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	
Saldo em 1º de janeiro de 2024	2.425	592	25	3.042
Custo	2.489	1.891	25	4.405
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(64)	(1.299)	-	(1.363)
Adições	24	201	-	225
Juros capitalizados	-	12	-	12
Baixas	(18)	(2)	-	(20)
Transferências	-	7	-	7
Amortização	(4)	(130)	-	(134)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(224)	-	-	(224)
Ajuste de conversão	(506)	(142)	(5)	(653)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.697	538	20	2.255
Custo	1.750	1.663	20	3.433
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(53)	(1.125)	-	(1.178)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	

(1) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão e de partilha de produção para exploração de petróleo ou gás natural, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.

(2) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

Blocos na bacia de Pelotas - 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão

Em 17 de junho de 2025, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 10 blocos na Bacia Foz do Amazonas e 3 blocos na Bacia de Pelotas, no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP, pelo valor pago de US\$ 25. Mais informações sobre os contratos celebrados em parcerias, vide nota explicativa 27.

24.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2025, foi aprovada a devolução de 2 blocos exploratórios, ES-M-596 e C-M-753, localizados na Bacia do Espírito Santo e na Bacia de Campos, respectivamente, resultando na baixa contábil no valor de US\$ 37. Em 2024, foram aprovadas a devolução de 5 blocos exploratórios, resultando na baixa contábil dos respectivos ativos. São eles: ES-M-598 e ES-M-673, localizados na Bacia do Espírito Santo; PAR-T-175, na Bacia do Paraná, que totalizam US\$ 19; além dos blocos C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, conforme nota explicativa 25.

Mais informações na nota explicativa 26, sobre atividades de exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás.

Prática contábil para intangível

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

O valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado de forma parcial caso, no momento da definição da viabilidade técnica e comercial do primeiro campo de um bloco, haja atividades exploratórias em execução em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área. Desta forma, o valor reclassificado tem por base a proporção entre o volume de óleo e gás esperado (*oil in place* - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os eventuais reservatórios da área.

Caso as atividades exploratórias nas áreas remanescentes não resultem em viabilidades técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e acrescido ao valor do bônus de assinatura vinculado a localidade que foi anteriormente avaliada como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment)

Demonstração de Resultado	2025	2024	2023
Reversão (perda) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.519)	(1.531)	(2.680)
Ativos exploratórios	(208)	(224)	(364)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	5	13	(2)
Efeito líquido no resultado	(1.722)	(1.742)	(3.046)
Constituição	(2.174)	(1.955)	(3.307)
Reversão	452	213	261

Balanço Patrimonial	2025	2024	2023
Imobilizado	(1.486)	(1.487)	(2.783)
Intangível	(164)	(224)	(364)
Ativos mantidos para venda	(75)	(32)	103
Investimentos	3	1	(2)
Efeito líquido no balanço patrimonial	(1.722)	(1.742)	(3.046)

A Companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existe um indicativo de desvalorização ou de reversão de perdas por *impairment* reconhecidas em exercícios anteriores.

Em 27 de novembro de 2025, a Administração concluiu e aprovou seu PN 2026-2030, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas de óleo e gás.

25.1. Imobilizado e intangível

Ativo ou UGC, por natureza ⁽¹⁾	Valor contábil líquido	Valor recuperável ⁽²⁾	(Perda) / Reversão ⁽³⁾	Segmento	Comentários
2025					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	13.299	11.810	(1.607)	E&P	Ver item (a1)
Ativos do Complexo de Energias Boaventura	1.069	1.388	328	RTC	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	218	-	(208)	E&P	Ver item (d1)
Outros			(163)	Diversos	
Total			(1.650)		
2024					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	7.998	7.000	(1.129)	E&P	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	414	-	(421)	RTC	Ver item (c1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	200	-	(224)	E&P	Ver item (d2)
Outros			63	Diversos	
Total			(1.711)		
2023					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.332	6.108	(2.217)	E&P	Ver item (a3)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	943	455	(486)	RTC	Ver item (c2)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	371	-	(364)	E&P	Ver item (d3)
Outros			(80)	Diversos	
Total			(3.147)		

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões no período.

(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

(3) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas por desvalorização e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de *impairment* limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "(Perda) Reversão" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a Companhia considerou as seguintes projeções:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da Companhia;
- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As projeções de fluxo de caixa utilizadas para mensurar o valor em uso das UGCs, em 31 de dezembro de 2025, foram baseadas principalmente nas seguintes premissas atualizadas para os preços médios do Brent e para as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano:

Em 31 de dezembro de 2025, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano de Negócios 2026-2030	2026	2027	2028	2029	2030	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	63	70	70	70	70	70
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,79	5,67	5,59	5,52	5,46	5,19

Em 31 de dezembro de 2024, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano de Negócios 2025-2029	2025	2026	2027	2028	2029	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	83	77	74	71	68	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,00	4,92	4,87	4,83	4,79	4,64

Em 31 de dezembro de 2023, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano Estratégico 2024-2028	2024	2025	2026	2027	2028	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	80	78	75	73	70	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,05	5,04	5,03	4,98	4,90	4,65

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes que resultaram nas principais perdas/reversões de perdas nos valores recuperáveis foram:

Setor	31.12.2025	31.12.2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,3% p.a.	7,6% p.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	8,1% p.a.	7,7% p.a.

Em 2025 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da Companhia:

- Reingresso do 2º trem de refino da RNEST à UGC Ativos de refino e logística devido à assinatura dos principais contratos para construção das unidades de coqueamento retardado e de hidrotratamento do diesel visando à sua entrada em operação;
- Retorno das unidades de fertilizantes Fafen BA e Fafen SE à Petrobras, após rescisão do contrato de arrendamento com antigo arrendatário, em maio de 2025, e retomada das atividades em setembro de 2025. No novo modelo de negócio, as unidades passam a ter interdependência operacional e de gestão, com geração de caixa unificada, resultando na criação da UGC Fafens;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- iii) Ingresso do Complexo de Energias Boaventura - Utilidades e do Complexo de Energias Boaventura - Refino à UGC Ativos de refino e logística, em função da assinatura dos contratos de serviço para execução das obras visando à sua conclusão;
- iv) Extinção dos campos de Lamarão, Mandacaru e Raia Pintada devido às anexações aos campos de Massapê, Araçás e Raia Manta, respectivamente;
- v) Exclusão do campo de Colpa Caranda da UGC PEB-E&P devido à aprovação de sua devolução definitiva.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 4.2.2. As premissas-chave e as definições de UGC envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2025

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 1.607, predominantemente nas UGCs Marlim Sul (US\$ 726), Roncador (US\$ 541) e Polo Barracuda e Caratinga (US\$ 82), em função, principalmente, da desvalorização do câmbio da data-base de dezembro de 2025 sobre os fluxos de caixa em dólares e do impacto negativo no fluxo de caixa projetado, devido, principalmente, à postergação do início de produção de projetos e à parada de produção de plataforma.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2024

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 1.129, relacionadas, principalmente, às UGCs de: (i) Roncador (US\$ 366) e Polo Barracuda e Caratinga (US\$ 204), em função, principalmente, da revisão dos gastos para abandono, bem como pela redução nas previsões de eficiência de plataformas e desempenho de poços para o Polo Barracuda e Caratinga, impactando negativamente as curvas de produção dos campos; e (ii) Uruguá/Tambaú (US\$ 497), em razão do cancelamento do processo de desinvestimento e da inexistência de curvas de produção associadas ao PN 2025-2029.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2023

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 2.217, predominantemente no campo de Roncador (US\$ 2.004), devido à revisão da curva de produção, no PE 2024-2028, em função do desempenho recente abaixo do esperado dos poços do campo identificado ao longo de 2023, seja pela interrupção da produção de alguns poços ou declínio acelerado devido ao aumento do percentual de água em outros casos.

b1) Complexo de Energias Boaventura - 2025

As avaliações dos ativos de refino e das utilidades do Complexo de Energias Boaventura foram efetuadas após a aprovação do projeto, em agosto de 2025, e assinatura dos principais contratos para execução das obras necessárias à conclusão e integração dos referidos ativos à Refinaria Duque de Caxias (Reduc) e, consequentemente, ao parque de refino e logística da Petrobras.

Na avaliação desses ativos foram reconhecidas reversões de perdas por desvalorização no montante de US\$ 328 nas UGCs Complexo de Energias Boaventura – Refino e Utilidades, considerando, principalmente, o valor justo dos ativos de refino, líquido de despesas de venda, com classificação no nível 3 da hierarquia e estimado com base em técnica de valor presente, adotando a taxa de desconto de 8,1%. A partir de então, os ativos de refino e os ativos das utilidades do Complexo de Energias Boaventura ingressaram na UGC dos ativos de refino e logística e seus valores recuperáveis passaram a ser testados nesse conjunto.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

c1) 2º trem de refino da RNEST – 2024

Perdas por desvalorização no montante de US\$ 421, em função do aumento das estimativas de investimentos e de gastos operacionais associados ao PN 2025-2029.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2023

Perdas por desvalorização no montante de US\$ 486, principalmente em função de: (i) reavaliação do Projeto RNEST, com revisão do escopo do projeto de infraestrutura logística, impactando no aumento dos investimentos necessários para a implantação do 2º Trem; e (ii) revisão das premissas do PE 2024-2028, resultando no incremento dos custos operacionais.

d1) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2025

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de US\$ 208, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

d2) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2024

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de US\$ 224. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024.

d3) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2023

Nossas avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos ativos relacionados aos blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção, resultando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 364. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

25.1.1. Análise de sensibilidade dos testes de *impairment*

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas, entre outros fatores, ao preço médio do Brent e às taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor em uso.

Num exercício de sensibilidade do cálculo do valor recuperável dos ativos do segmento E&P Brasil, foram simulados os seguintes cenários de perda ou reversão de perdas:

a) Variação de 10% nos preços do Brent utilizados para cálculo do valor recuperável, impactando a projeção da receita bruta, das participações governamentais e dos tributos sobre o lucro relacionados a esses itens; e

b) Alteração de 1 ponto percentual na taxa de desconto utilizada.

Em ambos os cenários, todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável foram mantidos inalterados. Os resultados são os seguintes:

Item	Cenário	Efeito no <i>impairment</i>	Valor
Brent	Aumento de 10% no preço do Brent	Reversão de perda	1.827
	Redução de 10% no preço do Brent	Perda adicional	(2.569)
Taxa de desconto	Redução de 1 p.p. na taxa de desconto	Reversão de perda	552
	Aumento de 1 p.p. na taxa de desconto	Perda adicional	(590)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Adicionalmente, abaixo é demonstrada sensibilidade sobre as UGCs que apresentaram valores recuperáveis estimados próximos aos seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativo próximo ao seu valor recuperável com potencial de <i>impairment</i>				
UCG Marlim Leste e Polo Tartaruga Verde	E&P	4.445	4.173	(272)
		4.445	4.173	(272)

As simulações utilizadas acima não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados sobre o valor recuperável e a perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

Prática contábil para *impairment* de ativo imobilizado ou intangível

A avaliação sobre a recuperabilidade dos ativos imobilizado e intangível é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.2.2 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da Companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), têm a recuperação do seu valor testada pelo menos anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, regularmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a Companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza ⁽¹⁾	Valor contábil líquido antes do teste de impairment	Valor recuperável ⁽²⁾	(Perda) / Reversão ⁽³⁾	Segmento
				2025
Campos de produção de óleo e gás	576	539	(37)	E&P
Outros			(38)	Diversos
Total			(75)	
				2024
Campos de produção de óleo e gás	44	-	(44)	E&P
Outros			12	Diversos
Total			(32)	
				2023
Campos de produção de óleo e gás	230	334	102	E&P
Outros			1	Diversos
Total			103	

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupos de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.

(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.

Em 2025, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente em função do Polo Chérne, devido ao acidente ocorrido na plataforma PCH-1, no segundo trimestre de 2025, gerando perdas de US\$ 57.

Em 2024, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente relativo ao Polo Pescada, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de área

Em 2023, o montante de reversões líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US\$ 103, predominantemente pela aprovação da venda do Polo Uruguá (US\$ 102), avaliado a valor justo.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 29.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

Prática contábil sobre investimento em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é, exceto quando especificamente indicado, o valor em uso proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Estas atividades abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾	2025	2024
Imobilizado		
Saldo inicial	1.475	1.512
Adições	1.071	338
Baixas	(7)	(27)
Transferências	(97)	(3)
Ajustes acumulados de conversão	175	(345)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(190)	-
Saldo final	2.427	1.475
Intangível		
Saldo inicial	1.609	2.313
Adições	44	20
Baixas	(19)	(19)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(164)	(224)
Ajustes acumulados de conversão	194	(481)
Saldo final	1.664	1.609
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	4.091	3.084

(1) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

As adições ocorridas no ativo imobilizado no exercício de 2025 estão relacionadas, principalmente, à perfuração de poços, associados às áreas exploratórias de ARAM, Búzios e BM-S-24, na Bacia de Santos, Norte de Brava, Albacora, Sudoeste de Tartaruga Verde e Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos, e FZA-M-59 na Foz do Amazonas.

Em 2025, o reconhecimento de perdas no imobilizado (US\$ 190) refere-se principalmente a poços na Colômbia e São Thomé e Príncipe, de empresas do grupo PIB BV, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

No Intangível houve reconhecimento de perdas (US\$ 164) pela avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, com a consequente redução de seus valores recuperáveis (em 2024, o reconhecimento de perdas (US\$ 224) refere-se aos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos). Maiores detalhes na nota explicativa 25.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados a seguir

	2025	2024	2023
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas com geologia e geofísica	(781)	(412)	(566)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(427)	(482)	(421)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(1)	(5)	12
Outras despesas exploratórias	(8)	(14)	(7)
Total das despesas	(1.217)	(913)	(982)
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	789	426	573
Investimentos	1.154	582	672
Total do caixa utilizado	1.943	1.008	1.245

Prática contábil sobre atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Custos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás, até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da Companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2025	2024
Custos de prospecção capitalizados até um ano	771	311
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.656	1.164
Saldo final	2.427	1.475
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	20	18

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Valores capitalizados	Número de poços
2024	240	4
2023	243	2
2022	181	2
2021	40	1
2020 e anos anteriores	952	16
Saldo Total	1.656	25

(1) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Os custos de poços exploratórios que foram capitalizados por um período maior que um ano desde a conclusão da perfuração referem-se a 20 projetos que compreendem 25 poços, são compostos por (i) US\$ 1.472 de poços em áreas nas quais houve perfuração em andamento ou atividades de perfuração firmemente planejadas para o curto prazo e para as quais um plano de avaliação foi submetido à aprovação da ANP; e (ii) US\$ 184 referem-se aos custos incorridos para avaliar a viabilidade técnica e comercial necessária para a decisão sobre o desenvolvimento da produção e sobre a definição de reservas provadas.

26.2. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de US\$ 1.410 (US\$ 1.250 em 31 de dezembro de 2024) para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, os quais encontram-se líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US\$ 1.358 (US\$ 1.239 em 31 de dezembro de 2024) correspondem ao penhor da capacidade de produção futura de petróleo dos campos de Marlim e Búzios que já se encontram na fase de produção, e US\$ 52 (US\$ 11 em 31 de dezembro de 2024) referem-se a garantias bancárias.

27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia detém participação em 110 consórcios envolvendo 34 empresas parceiras, sendo a a Petrobras operadora em 72 deles. Em 2024 a Companhia possuía participação em 95 consórcios e 34 empresas parceiras, atuando como operadora em 64 consórcios.

As parcerias constituídas no Brasil, em 2025, são relativas ao 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, sendo:

- 10 contratos na bacia da Foz do Amazonas, com 50% de participação da Petrobras e 50% da Exxon, sendo a Petrobras operadora em 5 deles; e
- 3 contratos na bacia de Pelotas, com a Petrobras atuando como operadora com 70% de participação e 30% da Galp (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.1 – Intangível).

Adicionalmente, a Petrobras atuará como não operadora em dois novos consórcios no exterior: em São Tomé e Príncipe, por meio da aquisição de 27,5% de participação no Bloco 4, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP; e na África do Sul, por meio da aquisição de 10% de participação no bloco DWOB, em consórcio com a TotalEnergies, a QatarEnergy e a Sezigyn Pty.

Em 2024, foram formadas 29 novas parcerias com a Petrobras como operadora, relativas ao 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, na Bacia de Pelotas, sendo:

- 26 contratos com 70% de participação da Petrobras e 30% da Shell; e
- 3 contratos com 50% de participação da Petrobras, 30% da Shell e 20 % da CNOOC.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

No exterior, foram constituídas três novas parcerias em São Tomé e Príncipe com a Petrobras atuando como não operadora, por meio da aquisição de participação de 45% nos Blocos 10 e 13 e de 25% no Bloco 11, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP.

A atuação em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação nos principais campos onde a Petrobras atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2025 (mboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	672	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	594	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	244	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	76	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	67	Concessão
Berbigão ⁽¹⁾	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5% Petrogal - 10%	51	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5%	32	Partilha
Sépie ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	26	Partilha
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50,0%	Petronas - 50%	19	Concessão
Sépie Leste	Pré Sal Bacia de Santos	80%	Petrogal - 20%	18	Concessão
Total				1.799	

(1) Os volumes de produção informados consideram os campos Berbigão e Sururu unificados, a partir de fevereiro de 2025, em conformidade com decisão proferida pela ANP. Ressalte-se, contudo, que tal decisão é objeto de contestação em procedimento arbitral em curso (vide nota explicativa 20.3).

Prática contábil para operações conjuntas

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados a essas parcerias são registrados nas demonstrações financeiras de forma individual, observando as políticas contábeis específicas aplicáveis e refletindo a parcela dos direitos e obrigações contratuais que cabe à Companhia.

27.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P, que envolvem processos de equalização de gastos e volumes de produção, principalmente relacionados aos campos de Agulhinha, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Pré-Sal de Jubarte, Sapinhoá, Sururu e Tupi.

A Companhia mantém estimativa dos valores associados aos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025	2024
Saldo inicial	577	462
Adições (baixas) no Ativo	(220)	230
Pagamentos realizados	(285)	(1)
Outras despesas (receitas) operacionais	241	16
Ajuste de conversão	96	(130)
Saldo final	409	577

A movimentação no exercício reflete a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos concluídos em 2025

a) Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte

Em maio de 2025, foi submetido à ANP o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte, localizada na Bacia de Campos, abrangendo as áreas de Campo de Jubarte, áreas não contratadas da União e do Campo de Argonauta. Em julho de 2025, a ANP aprovou o AIP, com vigência a partir de 1º de agosto de 2025. As participações de cada parte na jazida compartilhada de Jubarte passam a ser:

- Campo de Jubarte (Petrobras) - 97,25%;
- Áreas não contratadas (União, representada pela PPSA) - 1,89%; e
- Campo de Argonauta (Shell, ONGC e Brava) - 0,86%.

Essa atualização resultou em uma baixa de US\$ 325 no ativo e uma perda de US\$ 753 no resultado do exercício, reconhecida em Outras receitas (despesas) operacionais.

Em outubro de 2025, o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) entre a Petrobras e a PPSA foi formalmente assinado, com a respectiva liquidação financeira realizada pela Petrobras, no montante de US\$ 285.

O processo de equalização entre a Petrobras e os parceiros do Campo de Argonauta permanece em andamento.

b) Redeterminação da Jazida Compartilhada de Tupi

Em 12 de novembro de 2025, a ANP aprovou termo aditivo da Jazida Compartilhada de Tupi, na Bacia de Santos, com vigência a partir de 1º de dezembro, abrangendo as áreas do Campo de Tupi, Campo de Sul de Tupi e áreas não contratadas da União.

Com o aditivo, decorrente da conclusão do processo da primeira redeterminação, a parcela de participação da Petrobras na Jazida cresceu de 67,216% para 67,457%. As participações de cada parte passam a ser:

- Petrobras - 67,457%;
- Shell - 22,65%;
- Petrogal - 9,06%; e
- União representada pela PPSA - 0,833%.

Essa redeterminação resultou em um aumento de US\$ 130 no ativo imobilizado e um ganho de US\$ 537 no resultado do exercício, reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais. O processo de equalização entre a Petrobras, empresas parceiras e PPSA encontra-se em fase de negociação.

Prática contábil para individualização da produção

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade (jazida compartilhada) e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes, que consistirá na diferença entre os gastos efetivamente incorridos por cada parte até a data de referência e aqueles que deveriam ter sido incorridos por cada parte caso já vigorassem, nesse período, as participações estabelecidas pelo AIP na jazida compartilhada.

No momento da celebração do AIP, caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a Companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação. A provisão terá como contrapartida um aumento ou redução do ativo imobilizado, de receitas e/ou despesas, de acordo com a natureza dos eventos a serem ressarcidos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

28. Investimentos

28.1. Investimentos diretos em controladas, subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligada

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Receita Líquida de Vendas (1)	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas							
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	42.613	63.714	3.848	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	2.246	1.077	189	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&E BC	100,00	100,00	335	152	1	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	-	229	(80)	Brasil
Termomacaê S.A.	G&E BC	100,00	100,00	11	55	8	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo	100,00	100,00	-	1	-	Ilhas
Termobahia S.A.	G&E BC	98,85	98,85	-	60	10	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&E BC	100,00	100,00	-	50	(5)	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativo	99,15	99,15	-	24	5	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo	72,00	49,00	14	3	2	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	G&E BC	100,00	100,00	31	13	8	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&E BC	51,00	51,00	266	63	80	Brasil
Petrobras Bioeconomia FIDC IS	Corporativo	49,01	49,01	-	21	2	Brasil
Associação Petrobras de Saúde - APS (2)	Corporativo	93,47	93,47	988	144	12	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	57	47	13	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	-	202	(22)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	-	35	30	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	-	(39)	(47)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	13	(1)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	-	22	4	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	-	Brasil
Coligadas							
Braskem S.A. (3)	RTC	36,15	47,03	-	(642)	72	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&E BC	20,00	20,00	-	101	34	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	G&E BC	30,00	30,00	-	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&E BC	25,00	25,00	-	3	1	Brasil

(1) A receita de vendas se refere ao país sede das companhias. Em relação a PIBBV, a composição da receita líquida de vendas é de: 52% na Holanda, 27% nos Estados Unidos e 21% em Singapura.

(2) A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades assistenciais de saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da

(3) Informações relativas a 30.09.2025, últimas disponibilizadas ao mercado.

A Petrobras International Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de bonds e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras America Inc. - PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC);
- Petrobras Singapore Private Limited. - PSPL (100%, sediada em Singapura), que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL); e

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda), que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), todas sediadas na Holanda e constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil, além de participação na Petrobras Frade Inversiones SA - PFISA (100%). com o mesmo propósito das holandesas, porém sediada no Uruguai. Além das atividades de aluguel de equipamentos, a empresa atua no segmento de E&P através de suas sucursais em São Thomé e Príncipe e África do Sul. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, as empresas BJOOS BV, Agri BV e Libra BV foram liquidadas no exercício de 2025 e, no momento, a companhia está considerando a liquidação da Guará BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, a depender da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação da TUPI BV e Iara BV.

Em 27 de novembro de 2025, a companhia aprovou a incorporação da totalidade das ações de emissão da Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG pela subsidiária Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO.

28.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2024	Aportes de capital	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2025
Empreendimentos controlados em	481	4	-	107	1	-	(129)	464
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	298	-	-	58	(1)	-	(65)	290
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	163	-	-	37	1	-	(52)	149
Demais empresas	20	4	-	12	1	-	(12)	25
Coligadas	175	6	(4)	(159)	(175)	246	(6)	83
Outros investimentos	3	-	-	-	-	-	-	3
Total dos investimentos	659	10	(4)	(52)	(174)	246	(135)	550

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em	481	13	-	125	(4)	-	(134)	481
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	340	-	-	75	1	-	(118)	298
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB	119	-	-	60	1	-	(17)	163
Demais empresas	22	13	-	(10)	(6)	-	1	20
Coligadas	873	9	(12)	(752)	323	(261)	(5)	175
Outros investimentos	4	-	-	-	(1)	-	-	3
Total dos investimentos	1.358	22	(12)	(627)	318	(261)	(139)	659

28.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)			Valor justo
	31.12.2025	31.12.2024	Tipo	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	1,47	1,95	312	415
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	1,43	1,87	109	142
						421	557

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

28.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de US\$ 326 (US\$ 244 em 2024), sendo, principalmente, US\$ 279 do FIDC (US\$ 201 em 2024) e US\$ 31 da TBG (US\$ 30 em 2024).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	2025	FIDC 2024	2025	TBG 2024
Ativo circulante	11.189	14.839	128	156
Imobilizado	-	-	265	246
Outros ativos não circulantes	-	-	4	4
	11.189	14.839	397	406
Passivo circulante	-	13	151	159
Passivo não circulante	-	-	182	186
Patrimônio líquido	11.189	14.826	64	61
	11.189	14.839	397	406
Receita operacional líquida	-	-	266	313
Lucro líquido do exercício	1.545	1.317	81	85
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(725)	203	(47)	(51)

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e/ou "não performados" de operações realizadas pelas empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia-Brasil, e controlada da Petrobras, que possui 51% de participação nesta Companhia.

28.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A Companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025				2024			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas ⁽¹⁾	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas ⁽¹⁾
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo circulante	268	488	224	4.882	345	400	271	6.102
Ativo realizável a longo prazo	267	-	36	3.580	242	6	22	3.365
Imobilizado	495	1.750	397	6.961	418	1.808	305	6.594
Outros ativos não circulantes	15	1	-	1.302	29	-	-	1.267
	1.045	2.239	657	16.725	1.034	2.214	598	17.328
Passivo circulante	268	346	133	4.110	284	315	99	4.554
Passivo não circulante	538	381	87	12.400	498	425	19	12.641
Patrimônio líquido	233	1.221	437	150	246	1.176	480	43
Participação dos acionistas não	6	291	-	65	6	298	-	90
	1.045	2.239	657	16.725	1.034	2.214	598	17.328
Receita operacional líquida	798	692	203	9.840	786	1.124	149	14.430
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(35)	276	107	29	(25)	481	208	(2.119)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil para investimentos

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas, operações em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucros não realizados oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos em outras empresas

Lucros ou prejuízos, ativos e passivos relacionados a *joint ventures* e coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial.

Combinação de negócios

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

29. Venda de ativos e outras operações

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	31.12.2024	
	E&P	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda			
Imobilizado ⁽¹⁾	25	25	510
Total	25	25	510
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda			
Provisão para desmantelamento de áreas ⁽¹⁾	103	103	713
Total	103	103	713

(1) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a redução está relacionada à venda dos campos de Cherne e Bagre, conforme nota explicativa 29.1.

29.1. Vendas concluídas até 31 de dezembro de 2025

Em agosto de 2025, a Petrobras concluiu a venda da totalidade de sua participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Campos, para a Perenco Petróleo e Gás Ltda.

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 9, valor que se soma a US\$ 1 recebidos na data de assinatura do contrato, em abril de 2024. O ganho de US\$ 2 foi reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias".

Estes campos tiveram sua produção interrompida em março de 2020, e as respectivas instalações de produção estão hibernadas desde então. O acordo de transferência destes ativos para a Perenco prevê ajustes de compensação a serem pagos pela Petrobras relativos às condições de conservação do ativo, buscando a retomada da produção pelo novo operador, configurando alternativa ao seu descomissionamento, deixando de ser uma obrigação da Petrobras.

Prática contábil para ativos e passivos mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses da aprovação. No entanto, a classificação inicial pode ser mantida nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos pela companhia com o descomissionamento decorrentes do processo de venda de ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

29.2. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

Algumas vendas de ativos e acordos celebrados pela Companhia preveem recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do Brent nas operações relativas a ativos de E&P.

As operações que podem gerar reconhecimento de ganho, registrado em outras receitas operacionais, estão apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação	Ativo reconhecido em 2025	Ativo reconhecido em exercícios anteriores	Valor de ativos contingentes em 31.12.2025
Vendas					
Excedentes da Cessão Onerosa					
Sépie e Atapu ⁽¹⁾	Abr/2022	5.263	242	1.272	3.744
Vendas em exercícios anteriores					
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	-	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	55	303	292
Campo de Baúna	Nov/2020	285	18	253	14
Polo Cricaré	Dez/2021	118	-	106	12
Polo Peroá	Ago/2022	43	16	10	17
Papa-Terra	Dez/2022	90	22	32	36
Albacora Leste	Jan/2023	250	-	225	25
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	-	33	33
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	-	20	40
Total		6.887	353	2.312	4.217

(1) O valor registrado em outras receitas operacionais considera ajuste a valor presente (nota explicativa 6). Em dezembro de 2025, considerando que a faixa de preço médio do Brent não atingiu o limite máximo estabelecido acima de US\$ 70/bbl, o valor estimado da operação foi reduzido para US\$ 5.258.

Sépie e Atapu

Em 2022, a Petrobras assinou Acordos de Individualização da Produção (AIPs), para os campos de Sépie e Atapu, vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa. No campo de Sépie, o consórcio é composto pelas empresas TotalEnergies EP Brasil Ltda (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (21%) e QP Brasil Ltda. (21%). Já no campo de Atapu, a parceria inclui a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda (22,5%).

Além dos valores anteriormente recebidos pela Petrobras decorrentes da assinatura dos AIPs, são esperadas compensações complementares (earnout), entre os anos de 2022 e 2032, nos períodos em que o preço do petróleo Brent ultrapassar uma média anual de US\$ 40/bbl, limitada a US\$ 70/bbl, conforme a Portaria do Ministério de Minas e Energia do Brasil nº 08/2021.

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

No País	31.12.2025	31.12.2024
Mercado bancário	4.514	2.828
Mercado de capitais	3.017	2.225
Bancos de fomento ⁽¹⁾	532	508
Outros financiamentos	3	2
Total	8.066	5.563
No Exterior		
Mercado bancário	3.081	3.691
Mercado de capitais	13.983	12.265
Agência de crédito à exportação	1.189	1.508
Outros financiamentos	122	135
Total	18.375	17.599
Total de financiamentos	26.441	23.162
Circulante	2.186	2.566
Não circulante	24.255	20.596

(1) Inclui BNDES.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	31.12.2024
Financiamentos de curto prazo	20	10
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	1.616	2.132
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	550	424
Circulante	2.186	2.566

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US\$ 13.418 em *global notes*, emitidos no exterior pela PGF, além de US\$ 2.058 em debêntures e US\$ 898 em notas comerciais escriturais, ambas emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2027 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares e libras, 93% e 7%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2045, não exigem garantias e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

30.2. Movimentação

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.563	17.599	23.162
Captações	2.218	3.102	5.320
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(729)	(2.545)	(3.274)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(704)	(1.132)	(1.836)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	882	1.194	2.076
Variações monetárias e cambiais	51	(44)	7
Ajuste acumulado de conversão	785	201	986
Saldo em 31 de dezembro de 2025	8.066	18.375	26.441

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro 2023	6.090	22.711	28.801
Captações	1.132	997	2.129
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(526)	(6.045)	(6.571)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(418)	(1.505)	(1.923)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	483	1.498	1.981
Variações monetárias e cambiais	177	508	685
Ajuste acumulado de conversão	(1.375)	(565)	(1.940)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.563	17.599	23.162

(1) Inclui pré-pagamentos.

(2) Inclui apropriações de âgios, desâgios e custos de transações associados.

30.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	2025			2024		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	5.320	(3.274)	(1.836)	2.129	(6.571)	(1.923)
Reestruturação de dívida	-	(6)	-	-	10	-
Depósitos vinculados ⁽¹⁾	-	(46)	-	-	25	5
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	5.320	(3.326)	(1.836)	2.129	(6.536)	(1.918)

(1) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank, com liquidações semestrais em junho e dezembro.

Em 2025, a Companhia:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- liquidou o total de US\$ 5.162, sendo: (i) US\$ 3.081 no mercado bancário, incluindo o pré-pagamento de US\$ 610 em empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) US\$ 1.526 no mercado de capitais, destacando-se a recompra e o resgate de US\$ 457 em títulos no mercado de capitais internacional; (iii) US\$ 409 nas agências de crédito à exportação; (iv) US\$ 99 nos bancos de fomento; e (v) US\$ 47 nas demais operações; e
- captou US\$ 5.320, destacando-se: (i) no mercado de capitais internacional (*global notes*), no valor de US\$ 1.962 com vencimento em 2030 e 2036; (ii) captações no mercado bancário nacional, no valor de US\$ 1.686; (iii) captações no mercado bancário internacional no valor de US\$ 1.122 e (iv) na oferta pública de debêntures, no valor de US\$ 516, com vencimento em 2035, 2040 e 2045.

30.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total ⁽¹⁾	Valor justo ⁽⁴⁾
Financiamentos em Dólares:	1.447	2.000	1.563	709	2.036	8.874	16.629	16.630
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	1.165	1.321	523	144	699	220	4.072	
Indexados a taxas fixas	282	679	1.040	565	1.337	8.654	12.557	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Dólares	6,3%	6,0%	5,7%	6,1%	6,2%	6,6%	6,4%	
Financiamentos em Reais:	671	147	138	962	635	5.203	7.756	7.248
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	285	34	34	34	528	4.754	5.669	
Indexados a taxas fixas	386	113	104	928	107	449	2.087	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Reais	10,1%	9,3%	9,6%	9,9%	10,4%	8,1%	9,3%	
Financiamentos em Euro:	21	–	105	26	52	361	565	562
Indexados a taxas fixas	21	–	105	26	52	361	565	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Euro	4,6%	0,0%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,7%	
Financiamentos em Libras:	41	–	–	396	–	556	993	988
Indexados a taxas fixas	41	–	–	396	–	556	993	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Libras	6,1%	0,0%	0,0%	6,1%	0,0%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Renmimbi	6	5	5	5	477	–	498	479
Indexados a taxas flutuantes	6	5	5	5	477	–	498	
Taxa média dos Financiamentos em Renmimbi	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	0,0%	3,1%	
Total em 31 de dezembro de 2025	2.186	2.152	1.811	2.098	3.200	14.994	26.441	25.907
Taxa média dos financiamentos ⁽⁴⁾	7,3%	6,8%	6,8%	7,1%	7,2%	6,6%	6,7%	

(1) Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 11,70 anos (12,52 anos em 31 de dezembro de 2024).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

(4) Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo total é de US\$ 22.213 e a taxa média ao ano é de 6,8%.

Em 31 de dezembro de 2025, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 13.390 (US\$ 11.174, em 31 de dezembro de 2024); e

Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de US\$ 12.517 (US\$ 11.039, em 31 de dezembro de 2024).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	31.12.2025	31.12.2024
Principal	1.663	2.187	1.904	2.141	3.283	15.396	26.574	23.473
Juros	1.952	1.790	1.623	1.576	1.401	14.343	22.686	20.388
Total ⁽¹⁾	3.615	3.977	3.527	3.717	4.684	29.739	49.260	43.861

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 31.

30.5. Linhas de crédito

						31.12.2025
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo em 31.12.2025
No exterior						
PGT BV ⁽¹⁾	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2028	4.111	-	4.111
PGT BV ⁽²⁾	Sindicato de Bancos	08/07/2025	16/11/2028	1.060	-	1.060
Total				5.171	-	5.171
No país						
Petrobras	Bradesco	22/12/2025	22/11/2030	273	-	273
Petrobras	Banco Itaú	30/07/2025	31/07/2030	273	-	273
Petrobras ⁽³⁾	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030	636	-	636
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029	727	-	727
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	60	-	60
Total				1.969	-	1.969

(1) Em 08 de julho de 2025, o saldo da linha foi alterado de US\$ 5.000 para US\$ 4.111.

(2) Em 08 de julho de 2025 foi cancelada a linha de US\$ 2.050 e contratada a nova linha de US\$ 1.060.

(3) Em 3 de abril de 2025, foi feito um novo aditamento que aumentou o montante da linha de crédito de US\$ 363 (R\$ 2 bilhões) para US\$ 636 (R\$ 3,5 bilhões).

30.6. Covenants e Garantias

30.6.1. Covenants

A companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos;

Adicionalmente, existem outras obrigações não financeiras que a companhia cumpre: (i) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (ii) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (iii) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao *Office of Foreign Assets Control* – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

Em 31 de dezembro de 2025, não ocorreram inadimplementos (*default*), quebra de *covenants* (*breaches*) ou alterações em cláusulas que resultassem na alteração dos termos de pagamentos de contratos de empréstimos e financiamentos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Se a companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima, ou for incapaz de remediar, ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplemento ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplemento", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

30.6.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 7,4% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 34.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Os títulos globais emitidos pela Companhia no mercado de capitais, por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. – PGF, não possuem garantias reais. Entretanto, a Petrobras garante esses títulos de forma plena, incondicional e irrevogável.

Prática contábil para financiamentos

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado, quando da modificação não substancial dos seus termos, e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

31. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.484	31.665	37.149
Remensuração / Novos contratos	3.019	9.575	12.594
Pagamentos do principal e juros	(2.669)	(6.740)	(9.409)
Encargos incorridos no período	491	2.192	2.683
Variações monetárias e cambiais	(342)	(3.956)	(4.298)
Ajuste de conversão	663	3.970	4.633
Saldo em 31 de dezembro de 2025	6.646	36.706	43.352
Circulante			10.037
Não Circulante			33.315

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	6.792	27.007	33.799
Remensuração / Novos contratos	1.589	8.128	9.717
Pagamentos do principal e juros	(2.649)	(5.192)	(7.841)
Encargos incorridos no período	529	1.765	2.294
Variações monetárias e cambiais	716	6.986	7.702
Ajuste de conversão	(1.493)	(7.068)	(8.561)
Transferências	-	39	39
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.484	31.665	37.149
Circulante			8.542
Não Circulante			28.607

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total (2)	Impostos a Recuperar (2)
Sem Reajuste								
Embarcações	5.235	3.577	1.846	679	321	1.731	13.389	272
Outros	215	185	138	97	55	28	718	60
Com Reajuste - Exterior (1)								
Embarcações	396	394	207	67	24	7	1.095	-
Plataformas	3.373	2.939	2.851	2.829	2.711	30.205	44.908	-
Com Reajuste - País								
Embarcações	765	513	335	125	2	34	1.774	140
Imóveis	134	173	149	109	97	1.246	1.908	28
Outros	248	213	145	102	106	41	855	63
Valor nominal em 31 de dezembro de	10.366	7.994	5.671	4.008	3.316	33.292	64.647	563

(1) Contratos firmados em dólares.

(2) Em 31 de dezembro de 2024, o montante do Fluxo de pagamento - Futuro Nominal é de US\$ 55.117 e dos Impostos a recuperar é de US\$ 509.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95% do passivo de arrendamento.

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente (1)	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2025	31.12.2024
Sem Reajuste					
Embarcações	4,9995	4,4	272	12.038	9.875
Outros	5,2721	3,7	60	652	440
Com Reajuste - Exterior					
Plataformas	6,4614	18,4	-	26.612	23.292
Embarcações	5,3131	2,9	-	1.015	964
Com Reajuste - País					
Embarcações	12,9138	2,6	140	1.510	1.313
Imóveis	8,1450	24,8	28	839	734
Outros	11,6808	4,1	63	686	531
Total	6,0250	14,6	563	43.352	37.149

(1) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como prazo ajustado

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano reconhecidos como despesa:

	31.12.2025	31.12.2024
Pagamentos variáveis	1.083	1.035
Prazo inferior a 1 ano	13	96
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	11%	13%

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2025, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de US\$ 20.356 (US\$ 65.034 em 31 de dezembro de 2024).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.

Prática contábil para arrendamentos

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da Companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da Companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 33.3.1).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto com empresas parceiras onde a Companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a Companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Em situações de utilização de ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da Companhia, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

32. Patrimônio Líquido

32.1. Capital realizado

Em 31 de dezembro de 2025, o capital subscrito e integralizado no valor de US\$ 107.101 está representado por 7.442.454.142 ações, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, distribuídas da seguinte forma:

	31.12.2025	31.12.2024
Ordinárias	7.442.231.382	7.442.454.142
Preferenciais	5.446.501.379	5.602.042.788
Total de ações subscritas e integralizadas	12.888.732.761	13.044.496.930

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento do total de 155.764.169 ações em tesouraria, sem redução do capital social. Os efeitos do cancelamento das ações no patrimônio líquido foram

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

refletidos nas reservas de capital (US\$ 2) e de retenção de lucros (US\$ 1.116), em contrapartida à conta de ações em tesouraria.

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária (AGO) aprovou a proposta de atualização do Estatuto Social da companhia para refletir a nova quantidade de ações.

32.2. Reserva de capital

A reserva de capital é composta por ações em tesouraria de propriedade da Petrobras. Em 2025, o saldo dessa reserva foi utilizado para cancelamento de ações (US\$ 1 em 31 de dezembro de 2024).

32.3. Transações de capital

32.3.1. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

32.3.2. Ações em tesouraria

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 32.1.

Em 31 de dezembro de 2024, as ações mantidas em tesouraria, no montante de US\$ 1.118, eram representadas por 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais.

32.4. Outros resultados abrangentes

A composição dos outros resultados abrangentes é detalhada a seguir:

	2025	2024
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	(15.728)	(12.975)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(681)	(927)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	(13.845)	(20.360)
Ajustes de conversão em investidas	(75.027)	(75.208)
Total	(105.281)	(109.470)

32.5. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

32.5.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Legal ⁽¹⁾	Custeio dos programas de P&D ⁽²⁾	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2024	12.846	3.397	8.428	1.998	43.038	2.934	72.641
Dividendos adicionais aprovados na AGO de	-	-	(4.244)	-	-	(2.934)	(7.178)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	130	-	-	130
Dividendos	-	-	(4.184)	-	(1.440)	1.477	(4.147)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	12.846	3.397	-	2.128	41.598	1.477	61.446
Saldos em 1º de janeiro de 2025	12.846	3.397	-	2.128	41.598	1.477	61.446
Cancelamento das ações em tesouraria	-	-	-	-	(1.116)	-	(1.116)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de	-	-	-	-	-	(1.477)	(1.477)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	148	12.132	-	12.280
Dividendos	-	-	-	-	-	1.467	1.467
Saldos em 31 de dezembro de 2025	12.846	3.397	-	2.276	52.614	1.467	72.600

(1) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite legal.

(2) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite estatutário.

Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações, até o limite de 20% do capital social. A reserva somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

Reservas estatutárias

De acordo com o Estatuto Social, a constituição das reservas estatutárias previstas abaixo deverá ser considerada na proposta para distribuição de lucros, observada a seguinte ordem de prioridade:

- Reserva de custeio dos programas de P&D: constituída mediante a apropriação do lucro líquido equivalente a 0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social, e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.
- Reserva de remuneração do capital: poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo desta reserva é referente ao incentivo de subvenção para investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

32.5.2. Remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos, juros sobre o capital próprio (JCP) e recompra de ações com base nos limites definidos em lei, no estatuto social e na política de remuneração aos acionistas da Companhia.

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a Companhia não auferir lucro.

As ações preferenciais participam na distribuição dos dividendos, de forma não cumulativa, em igualdade de condições com as ações ordinárias, quando o valor a ser distribuído superar o percentual mínimo estabelecido em estatuto para as ações preferenciais.

a) Política de Remuneração aos Acionistas

A política de remuneração aos acionistas, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do Brent for superior a US\$ 40/bbl, a qual poderá ser distribuída independente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política. Essa remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da Companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor (US\$ 75 bilhões no PE 2026-2030) e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a Companhia deverá distribuir aos seus acionistas 45% do fluxo de caixa livre, correspondente ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societária, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da Companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da Companhia do respectivo trimestre;
- eventuais valores relativos às recompras de ações realizadas pela Companhia, apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado de cada período, serão deduzidos do valor resultante da fórmula aplicada a cada trimestre;
- a Companhia poderá, em casos excepcionais, realizar a distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da Companhia seja preservada;
- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e
- a Companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

b) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

Para o exercício de 2025, a remuneração proposta aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 7.507, a ser realizada com base na política de remuneração aos acionistas, considerando 45% do fluxo de caixa livre (ambos calculados em reais), conforme a seguir:

	2025	2024
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP)	7.507	13.076
Recompra de ações ⁽¹⁾	-	381
Total da remuneração aos acionistas	7.507	13.457

(1) Exclui custos de transação.

c) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2025

Em 2025, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de de US\$ 5.922 (R\$ 32.535 milhões), equivalente a US\$ 0,4595 (R\$ 2,5243) por ação preferencial e ordinária em circulação, com base no resultado do período de janeiro a setembro de 2025, conforme tabela a seguir:

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação (ON e PN)	Valor
Dividendos e JCP - 1º trimestre de 2025	12.05.2025	02.06.2025	0,1600	2.062
Dividendos e JCP - 2º trimestre de 2025	07.08.2025	21.08.2025	0,1230	1.585
Dividendos e JCP - 3º trimestre de 2025	06.11.2025	22.12.2025	0,1765	2.275
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			0,4595	5.922
Atualização monetária das antecipações pela Selic ⁽¹⁾			0,0092	118
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			0,4687	6.040

(1) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2025.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2025, no valor de US\$ 118, conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2025.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2025 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de US\$ 1.364. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme previsto na legislação aplicável.

d) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2025

A proposta de dividendos do exercício de 2025 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2026, no montante de US\$ 7.507 (US\$ 0,5814 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 4.967, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 2.539 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está de acordo com a política de remuneração aos acionistas.

Em 27 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.270/2025, que estabelece a incidência do Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) à alíquota de 10% sobre os dividendos distribuídos a uma pessoa física domiciliada no Brasil, quando ultrapassarem R\$ 50 mil no mês. A alíquota de 10% também incide sobre dividendos distribuídos ao exterior à pessoa física ou jurídica, independentemente do valor, exceto em situações específicas estabelecidas na legislação. Adicionalmente, a Lei Complementar nº 224/2025 promoveu a elevação da alíquota do IRRF incidente sobre o JCP, de 15% para 17,5%. A incidência da nova tributação sobre os dividendos e da nova alíquota sobre o JCP é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2026 e a companhia está adotando as providências necessárias para garantir o atendimento à legislação.

Em 16 de abril de 2025, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2024, no montante de US\$ 13.076 (US\$ 1,0146 por ação preferencial e ordinária em circulação), a qual contemplou o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 1.446, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 6.006 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e US\$ 5.624 oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

e) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de dividendos a pagar no passivo circulante, no valor de US\$ 2.095, líquidos de imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre capital próprio de US\$ 136, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 6 de novembro de 2025 relativa ao terceiro trimestre de 2025. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2026 e a segunda parcela foi paga em 20 de março de 2026.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do saldo de dividendos a pagar:

	2025	2024
Saldo inicial consolidado de dividendos a pagar	2.657	3.539
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	19	38
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas da Petrobras	2.638	3.501
Adição por deliberação da AGO	1.477	7.178
Adição por deliberação do CA (antecipações)	5.922	11.493
Pagamento	(8.114)	(18.327)
Atualização monetária	149	385
Transferências (dividendos não reclamados)	(27)	(64)
IRRF sobre JCP e atualização monetária ⁽¹⁾	(384)	(383)
Ajuste de conversão	414	(1.145)
Saldo final	2.075	2.638
Saldo final de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	20	19
Saldo final consolidado de dividendos a pagar	2.095	2.657

(1) Inclui IRRF US\$ 2 dos dividendos aprovados em 2024 e US\$ 367 da remuneração aprovada em 2025, bem como US\$ 15 da taxa de juros atualizada pela Selic sobre os dividendos relativos a 2024 pagos em 2025.

Os dividendos adicionais propostos, no montante de US\$ 1.467 (US\$ 0,1138 por ação em circulação), serão mantidos no patrimônio líquido até sua aprovação na AGO prevista para abril de 2026, quando serão reconhecidos como passivo, se aprovados.

32.5.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras é de US\$ 187 registrado como outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21 (US\$ 276 em 31 de dezembro de 2024). O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da Companhia.

	2025	2024
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	276	337
Prescrição	(153)	(54)
Transferências (dividendos a pagar)	27	64
Ajuste de conversão	37	(71)
Saldo Final	187	276

Como a Companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de US\$ 153 foi contabilizado em contrapartida à conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido.

O quadro abaixo apresenta uma expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados, caso as pendências cadastrais não sejam regularizadas pelos acionistas da Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025
Aging de prescrição dividendos não reclamados	
2026	74
2027	78
2028	35
	187

Prática contábil sobre distribuição de dividendos

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizado no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras são transferidos de dividendos a pagar para outros passivos circulantes e prescreverão em favor da Companhia dentro de 3 anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, conforme estatuto social da Petrobras, sendo reclassificados de outros passivos circulantes para lucros acumulados, no patrimônio líquido.

32.6. Resultado por ação

	2025			2024			2023		
Por ação	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	11.337	8.297	19.634	4.343	3.185	7.528	14.221	10.663	24.884
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.231.382	5.446.501.379	12.888.732.761	7.442.231.382	5.456.530.746	12.898.762.128	7.442.231.382	5.580.057.862	13.022.289.244
Lucro básico e diluído por ação (US\$ por ação)	1,52	1,52	1,52	0,58	0,58	0,58	1,91	1,91	1,91
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS)	3,04	3,04	3,04	1,16	1,16	1,16	3,82	3,82	3,82

(1) As ADS da Petrobras são equivalentes a 2 ações.

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro do exercício atribuído aos acionistas da Companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação. A variação na média ponderada da quantidade de ações em circulação é decorrente do Programa de Recompra de Ações (ações preferenciais) vigente na Companhia.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando o lucro e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude de a Petrobras não possuir ações potenciais

33. Gerenciamento de riscos financeiros

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da companhia. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

No contexto do seu processo corporativo de gestão de riscos, a Petrobras mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de mercado em determinadas ocasiões, além de designar como contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) relações entre certas obrigações em dólares e exportações futuras altamente prováveis para proteção das flutuações cambiais.

A Companhia apresenta análise de sensibilidade no horizonte de aplicação de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de *commodities*, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

Os efeitos dos instrumentos financeiros derivativos e do *hedge accounting* são demonstrados a seguir:

33.1. Resultados abrangentes

Demonstração do resultado

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício		
	2025	2024	2023
Risco Cambial			
<i>Cross-currency Swap</i> CDI x Dólar - Nota 33.3.1 (b)	65	(96)	81
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	(2.141)	(2.992)	(3.763)
Risco de taxa de juros			
<i>Swap</i> - IPCA X CDI - Nota 33.3.1 (b)	(15)	(78)	25
Reconhecido em Resultado Financeiro	(2.091)	(3.166)	(3.657)
Risco de preço (derivativos de <i>commodities</i>)			
Reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	21	42	11
Total	(2.070)	(3.124)	(3.646)

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

Outros resultados abrangentes

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício		
	2025	2024	2023
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	9.871	(12.635)	8.317
Tributos diferidos sobre o lucro	(3.356)	4.295	(2.830)
Total	6.515	(8.340)	5.487

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

33.2. Balanço patrimonial

	31.12.2025	31.12.2024
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(24)	(101)
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	(5)	1
Total reconhecido no balanço patrimonial	(29)	(100)
Outros ativos (nota explicativa 22)	102	29
Outros passivos (nota explicativa 22)	(131)	(129)

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2025 e representa sua exposição a riscos:

Posição Patrimonial Consolidada						
	Valor nocional		Valor justo		Hierarquia do valor justo	Vencimento
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024		
Derivativos não designados como <i>Hedge accounting</i>						
Risco cambial ⁽¹⁾						
Cross-currency swap - CDI x US\$	488	488	(85)	(105)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD)	(20)	(20)	-	-	Nível 2	2026
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	R\$ 3,008	R\$ 3,008	53	17	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados ⁽²⁾	(3.045)	(1.450)	7	(13)	Nível 1	2026
Opções - Compra/Óleo de Soja - Posição vendida ⁽³⁾	(4)	-	-	-	Nível 2	2026
Total de operações com derivativos em aberto			(25)	(101)		

(1) Valores em US\$ e R\$ representam milhões das respectivas moedas.

(2) Valor nocional em mil bbl.

(3) Valor nocional em mil toneladas.

Operações com derivativos comerciais exigem garantias, registradas em outros ativos e passivos:

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2025	31.12.2024
Derivativos de <i>commodities</i>	51	69

Patrimônio Líquido

	Perda acumulada em outros resultados abrangentes		
	2025	2024	2023
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	(20.974)	(30.845)	(18.210)
Tributos diferidos sobre o lucro	7.129	10.485	6.190
Total	(13.845)	(20.360)	(12.020)

33.3. Risco de mercado

33.3.1. Gerenciamento de risco cambial

A Companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo. O *hedge accounting* envolvendo exportações futuras da companhia está apresentado na nota explicativa 33.3.1(a).

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos. As posições com derivativos de moeda estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

A Companhia utiliza o *hedge accounting* para o risco decorrente das variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção).

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2025, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa US\$ 1,00 / R\$ 5,5024, são apresentados a seguir:

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2025	
				US\$ milhões	R\$ milhões
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R\$ x US\$	De jan/2026 a dez/2035	72.080	396.615
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$ milhões
Designação em 31 de dezembro de 2024				65.900	408.073
Novas designações, revogações e redesignações				34.537	192.239
Realização por exportações				(14.732)	(82.271)
Amortização de endividamento				(13.625)	(75.867)
Variação Cambial				-	(45.559)
Valor em 31 de dezembro de 2025				72.080	396.615
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e arrendamentos) em 31 de dezembro de 2025				93.553	514.768

Em 2025, foi reconhecido um ganho cambial de US\$ 126 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda cambial de US\$ 208 no mesmo período de 2024).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 73,2% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a variação cambial acumulada, registrada no patrimônio líquido, a ser realizada pelas exportações futuras:

	2025	2024
Saldo inicial	(30.845)	(18.210)
Reconhecido no patrimônio líquido	7.730	(15.627)
Transferido para resultado por realização	2.141	2.992
Outros resultados abrangentes	9.871	(12.635)
Saldo final	(20.974)	(30.845)

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do Plano de Negócios 2026-2030 indicaria a necessidade de reclassificação da variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2025, sem efeito tributário, é demonstrada a seguir:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total
Expectativa de realização	(5.773)	(5.931)	(4.066)	(3.492)	(855)	(857)	(20.974)

Prática contábil para *hedge accounting*

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção, o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação do instrumento de *hedge*, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R\$/US\$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Na contabilidade de *hedge* de fluxos de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificada para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Instrumentos financeiros derivativos não designados como *hedge accounting*

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de *swap* de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimento em setembro de 2029.

A metodologia utilizada para cálculo do valor justo desta operação de *swap* consiste em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato e as projeções das curvas de DI, cupom IPCA e cupom cambial, descontando a valor presente pela taxa livre de risco. As curvas são obtidas na Bloomberg com base nos contratos futuros negociados na bolsa.

Em seguida, a marcação a mercado é ajustada ao risco de crédito das instituições financeiras, que não é relevante em volume financeiro, considerando que a Companhia utiliza bancos de primeira linha.

Alterações das curvas futuras de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da Companhia, em função do valor de mercado desses contratos de *swap*. Na elaboração da análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros, o choque paralelo nesta curva foi estimado em função do prazo médio de vencimento dos *swaps* e da metodologia sobre o horizonte de aplicação da sensibilidade, citada anteriormente, que resultou em impacto de 537 BP (basis points) na taxa de juros estimada. O efeito desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, está apresentada na tabela a seguir:

Instrumento	Cenário razoavelmente possível
Swap CDI x USD	(12)

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

As análises de sensibilidade abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes. O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, boletim Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo ano, conforme a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Dólar x real - valorização do real em 0,04%;
- Euro x dólar - valorização do euro em 2,07%;
- Libra x dólar - valorização da libra em 0,23%; e
- Renmimbi X dólar – valorização renmimbi em 0,89%.

O cenário razoavelmente possível possui as mesmas referências e considera a desvalorização de 20% do câmbio de fechamento do ano (risco) em relação à moeda de referência durante o período analisado à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais.

Riscos	Instrumentos	Exposição em 12.31.2025	Exposição em R\$ milhões	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Dólar / Real	Ativos	4.992	27.470	(2)	998
	Passivos	(119.307)	(656.473)	52	(23.861)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(2.687)	-	(98)
	Hedge de fluxo de caixa sobre	72.080	396.615	(31)	14.416
	Total	(42.723)	(235.075)	19	(8.545)
Euro / Dólar	Ativos	1.256	6.912	26	251
	Passivos	(1.729)	(9.512)	(36)	(346)
	Total	(473)	(2.600)	(10)	(95)
Libra / Dólar	Ativos	1.008	5.544	2	202
	Passivos	(1.985)	(10.924)	(5)	(397)
	Total	(977)	(5.380)	(3)	(195)
Renmimbi / Dólar	Ativos	1	7	-	-
	Passivos	(499)	(2.743)	(4)	(100)
	Total	(498)	(2.736)	(4)	(100)
Outros ⁽¹⁾	Ativos	4	21	-	1
	Passivos	(50)	(274)	(1)	(10)
	Total	(46)	(253)	(1)	(9)
Total		(44.717)	(246.044)	1	(8.944)

(1) Libra/real, Euro/real e Peso/dólar.

33.3.2. Gerenciamento de risco de preços – petróleo, derivados e outras commodities

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

A Companhia, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de commodities para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

Na análise de sensibilidade dos derivativos de commodities, o cenário provável utiliza referências externas à Companhia, de amplo uso no apreçamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2025, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. O razoavelmente possível reflete o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20%. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Risco	Operações	Cenário	Cenário
		provável	razoavelmente possível
Derivativos não designados como Hedge accounting			
Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	(170)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Opções	-	-
Câmbio - Desvalorização do R\$ frente ao US\$	Contratos a termo	-	(2)
		-	(172)

As posições com derivativos de *commodities* estão apresentadas na nota explicativa 33.2.

33.3.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar o risco de flutuações das taxas de juros, adotando ações estruturais que levem em consideração os impactos na exposição integrada aos riscos.

Na análise de sensibilidade de risco de taxa de juros, o cenário provável significa o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2025. O valor do cenário razoavelmente possível significa o desembolso caso ocorra uma variação de 40% nessas taxas de juros, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

Risco	Efeito de sensibilidade no resultado	Cenário Possível
Financiamentos		
CDI	614	859
SOFR 3M ⁽¹⁾	93	124
SOFR 6M ⁽¹⁾	64	75
SOFR O/N ⁽¹⁾	44	62
IPCA	113	158
TJLP	58	81
LPR 12M ⁽²⁾	15	21
TR	5	6
	1.006	1.386

(1) Representa a Secured Overnight Financing Rate.

(2) Loan Prime Rate.

33.4. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa, para liquidar as obrigações nas datas previstas, é gerenciada pela Companhia rotineiramente. O risco de liquidez também é mitigado ao se definir parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e ao analisar periodicamente os riscos do fluxo de caixa projetado, quantificando por meio de simulações de Monte Carlo os seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros. Dessa forma, é possível dimensionar a necessidade de disponibilidades financeiras para a continuidade operacional e a execução do seu plano de negócios.

A Administração acredita que seu capital de giro atual é suficiente para as necessidades atuais da Companhia. Caso a Companhia apresente capital de giro líquido negativo, a Administração acredita que isso não comprometerá a liquidez da Companhia, uma vez que a Petrobras mantém linhas de crédito rotativo contratadas como reserva de liquidez para serem utilizadas em cenários adversos (vide nota 30.5).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Além disso, a Companhia avalia regularmente as condições de mercado e pode realizar transações para recomprar seus próprios títulos ou os de suas subsidiárias, por meio de diversos mecanismos, incluindo ofertas públicas de aquisição, operações de recompra integral e recompras no mercado aberto, uma vez que estão alinhadas com a estratégia de gestão de passivos da Companhia, a fim de melhorar seu perfil de pagamento de dívidas e custo da dívida.

Os fluxos de caixa esperados dos financiamentos e passivo de arrendamento são apresentados nas notas explicativas 30.4, 31, 19.3.4 e 21, respectivamente.

33.5. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

Em 31 de dezembro de 2025, os ativos financeiros de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras não estão vencidos e não têm evidências de perdas de crédito material. Tais ativos possuem valores justos equivalentes que não diferem significativamente de seus valores contábeis.

O efeito das avaliações do risco de crédito das contas a receber de clientes está disponível nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam as perdas de crédito esperadas.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

33.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

A qualidade do crédito destes ativos financeiros tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch, conforme a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Aplicações financeiras	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Com grau de investimento - rating global	1.458	1.413	1.961	1.875
AA	338	315	1.930	876
A	1.113	1.098	31	999
BBB	7	-	-	-
Outras classificações no exterior	3.621	215	2	1.026
Com grau de investimento - rating local	1.390	1.642	766	1.944
AAA.br	1.390	1.642	766	1.944
Outras classificações no Brasil	2	1	-	-
Total	6.471	3.271	2.729	4.845

Em 31 de dezembro de 2025, o risco do Brasil é BB, o melhor nível dentro da categoria de grau especulativo, com efeito sobre a classificação de bancos brasileiros no exterior. Estes bancos formam a maior parte do saldo de Outras classificações no exterior.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, possuem valores justos equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

b) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

Mais informações sobre efeito das avaliações deste risco estão disponíveis nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam a provisão para perdas de crédito esperadas e respectiva prática contábil.

34. Partes relacionadas

A Companhia possui uma política de transações com partes relacionadas, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no estatuto social da Companhia.

Esta política orienta a Petrobras na celebração de Transações com Partes Relacionadas de forma a assegurar os interesses da Companhia, alinhada à transparência nos processos, às exigências legais e às melhores práticas de Governança Corporativa, sem conflito de interesses e em observância aos seguintes princípios: competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com: i) União, incluindo suas autarquias e fundações; ii) Fundação Petros; iii) Associação Petrobras de Saúde; iv) sociedades controladas pela Petrobras, caso haja participação no capital social da controlada por parte da União ou de suas Entidades ou de autoridade do ente público a que a Petrobras estiver vinculada ou de pessoas a ele vinculadas; v) sociedades coligadas da Petrobras; vi) sociedades controladas por coligadas da Petrobras e vii) sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, são, quando estipulado, previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE).

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da Companhia pelo CAE, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo CAE e pelo Comitê de Acionistas Minoritários e deverão ser aprovadas por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros presentes do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da Companhia.

34.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A Companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025		31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	33	28	65	1
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	44	27	52	15
Subtotal	77	55	117	16
Entidades governamentais				
Tesouro Nacional - Títulos públicos federais	552	-	1.114	-
Bancos controlados pela União Federal	16.027	3.790	12.030	2.675
União Federal ⁽¹⁾	-	893	-	1.046
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	116	-	79
Outros	181	170	235	85
Subtotal	16.760	4.969	13.379	3.885
Petros	50	310	44	234
Total	16.887	5.334	13.540	4.135
Circulante	1.896	1.453	1.557	1.382
Não circulante	14.991	3.881	11.983	2.753

(1) Inclui valores de dividendos e arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	2025	2024	2023
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Empresas do setor petroquímico	3.025	3.505	3.402
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	40	50	57
Subtotal	3.065	3.555	3.459
Entidades governamentais			
Tesouro Nacional - Títulos públicos federais	49	145	210
Bancos controlados pela União Federal	(92)	-	(19)
Setor elétrico	-	-	233
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	-	7	15
União Federal	(40)	(112)	(124)
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(407)	(599)	(361)
Outros	(485)	(255)	(204)
Subtotal	(975)	(814)	(250)
Petros	(19)	(19)	(19)
Total - Receitas (Despesas)	2.071	2.722	3.190
Receitas, principalmente de vendas	3.045	3.536	3.450
Compras e serviços	-	15	12
Receitas e despesas operacionais	(891)	(871)	(582)
Variações monetárias e cambiais líquidas	65	(105)	(267)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(148)	147	577
Total - Receitas (Despesas)	2.071	2.722	3.190

O passivo com planos de pensão dos empregados da Companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 19.

34.2. Remuneração dos membros chave da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações mensais de empregados da Petrobras, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, relativas aos exercícios de 2025 e 2024 foram as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Controladora (em US\$ dólares)	
Remuneração do empregado	2025	2024
Menor remuneração	944	731
Remuneração média	4.986	4.249
Maior remuneração	21.386	18.194

	Controladora	
Empregados	2025	2024
Quantidade de empregados	43.199	41.778

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2025 e 2024 foram as seguintes:

	Controladora (em US\$ dólares)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2025	2024
Menor remuneração (1)	428.174	452.163
Remuneração média (2)	592.464	615.641
Maior remuneração (3)	541.785	563.303

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025, em que o dirigente tenha atuado por 12 meses. Caso não haja membros que não se enquadrem nesta condição, deve ser considerado o menor valor pago.

(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (8.92), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

As remunerações totais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	2025			Controladora 2024		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	3,0	0,4	3,4	3,0	0,4	3,4
Encargos sociais	0,8	-	0,8	0,8	-	0,8
Previdência complementar	0,4	-	0,4	0,3	-	0,3
Remuneração variável	2,8	-	2,8	2,6	-	2,6
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,2	-	0,2	0,5	-	0,5
Remuneração total	7,2	0,4	7,6	7,2	0,4	7,6
Remuneração total - pagamento realizado ⁽¹⁾	6,0	0,4	6,4	6,4	0,4	6,8
Número de membros - média mensal	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal	8,92	9,00	17,92	9,00	8,00	17,00

(1) Inclui, em Diretoria Executiva, parcela da remuneração variável para os Administradores relativa a exercícios anteriores.

Em 2025, a despesa com a remuneração de diretores e conselheiros da Companhia totalizou US\$ 16.8 (IS\$ 14 em 2024 e US\$ 14,7 em 2023).

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem dos Comitês de Auditoria Estatutários renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e fizeram jus a uma remuneração total de US\$ 239 mil no exercício de 2025 (US\$ 283 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração acumulada foi de US\$ 416 mil (US\$ 493 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração acumulada no período foi de US\$ 544 mil (US\$ 642 mil, considerando os encargos sociais).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US\$ 8,3 (R\$ 47,57 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2025 e março de 2026.

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2025, foi de US\$ 31 mil (US\$ 38 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração média anual foi de US\$ 29 mil (US\$ 34 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, foi de US\$ 31 mil (US\$ 38 mil, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 4 parcelas anuais.

Em 2025, a Companhia provisionou US\$ 2,8 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2025 para os membros da Diretoria Executiva (US\$ 2,6 em 2024).

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da Companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indenidos seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da Companhia, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores, para resguardá-los das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função. A partir de 2018, o estatuto passou a prever, ainda, a possibilidade de a Petrobras celebrar contratos de indenidade, de forma a fazer frente a toda e qualquer despesa em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar responsabilidade por atos regulares de gestão, praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a Companhia, estando os limites e a forma da defesa em processos judiciais e administrativos definidos na Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade, aprovada pelo Conselho de Administração.

Compromisso de Indenidade	Data de aprovação (CA)	Vigência (até a AGO)	Exposição máxima
1º Compromisso	18/12/2018	2020	500
2º Compromisso	25/03/2020	2022	300
3º Compromisso	30/03/2022	2024	200
4º Compromisso	27/03/2024	2026	161

A vigência da cobertura prevista no Compromisso se inicia a partir da data de assinatura até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do quinto ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato ou a função/cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela Companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas ou a qualquer tempo em que se verificar um evento indenizável baseado em fato imprescritível.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro *Directors & Officers* (D&O) contratada pela Companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora; (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários, observado o princípio da presunção de inocência; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) houver a cobrança de valores pagos erroneamente aos membros e ex-membros da Diretoria Executiva compensados por remuneração variável atrelada a resultados financeiros, quando da retificação das demonstrações financeiras, de acordo com as regras de *Clawback* aplicadas pela *Securities and Exchange Commission* - SEC; ou (vii) se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a Companhia.

A Companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

No caso de condenação, por ato doloso ou praticado com erro grosseiro, transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da Companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irrecorrível em que se conclua pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à Companhia todos os valores despendidos pela Companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

Visando a evitar a configuração de conflitos de interesses, notadamente o previsto no art. 156 da Lei 6.404/76, a Companhia contratará profissionais externos, que poderão atuar de forma individual ou conjunta, de reputação ilibada, imparcial e independente ("Terceiro Independente"), e com robusta experiência para analisar eventual pleito dos Beneficiários sobre a caracterização de Ato Regular de Gestão ou sobre as hipóteses de exclusões. Além disso, estão vedados de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de despesas os Beneficiários que estiverem pleiteando os referidos valores, em observância ao disposto no art. 156, caput da Lei 6.404/76, Lei das Sociedades por Ações.

35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2025	2024	2023
Valores pagos durante o período			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.367	1.307	1.403
Transações que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	418	1.081	-
Arrendamentos	13.230	10.107	14.992
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	(68)	6.393	2.641
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingências	607	256	144
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	-	-	5
Earnout dos campos de Atapu e Sépia	236	268	280

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

35.1. Reconciliação da depreciação, depleção e amortização com a demonstração dos fluxos de caixa

	2025	2024	2023
Depreciação e depleção no Imobilizado	18.384	14.953	15.306
Amortização no Intangível	154	134	104
Depreciação capitalizada	(3.214)	(2.438)	(1.965)
Depreciação de direito de uso – recuperação de PIS/COFINS	(177)	(170)	(165)
Depreciação, depleção e amortização na DFC	15.147	12.479	13.280

36. Eventos subsequentes

Recebimentos de pagamentos contingentes

Em janeiro de 2026, a companhia recebeu as parcelas de pagamentos contingentes (*earnout*) dos parceiros dos blocos Sépia e Atapu, referentes ao exercício de 2025, no montante de US\$ 309 (R\$ 1.650 milhões). Para mais informações, vide nota explicativa 29.

Fluxo financeiro referente à equalização da Jazida Compartilhada de Tupi

Em 31 de março de 2026, a Petrobras recebeu US\$ 593 (R\$ 3.102 milhões) das empresas parceiras, e pagou US\$ 119 (R\$ 624 milhões) à União, representada pela Pré-Sal Petróleo (PPSA), referentes ao processo de equalização da Jazida Compartilhada de Tupi. Para mais informações, ver nota explicativa 27.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 do Financial Accounting Standards Board (FASB). Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A Companhia, em 31 de dezembro de 2025, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul, e África do Sul e São Tomé e Príncipe, na África. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A Companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. Na Colômbia, África do Sul e São Tomé e Príncipe, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A Companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior			Total		
		América do Sul	África	Outros			Total
31 de dezembro de 2025							
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.866	207	18	-	225	4.091	-
Reservas de petróleo e gás provadas	88.550	318	-	-	318	88.868	762
Equipamentos de suporte	127.089	596	2	1	599	127.688	-
Custos capitalizados brutos	219.505	1.121	20	1	1.142	220.647	762
Depreciação, depleção e amortização	(76.253)	(712)	-	(1)	(713)	(76.966)	(407)
Custos capitalizados, líquidos	143.252	409	20	-	429	143.681	355
31 de dezembro de 2024							
Reservas de petróleo e gás não provadas	2.924	160	-	-	160	3.084	-
Reservas de petróleo e gás provadas	75.088	284	-	-	284	75.372	651
Equipamentos de suporte	95.073	726	-	1	727	95.800	-
Custos capitalizados brutos	173.085	1.170	-	1	1.171	174.256	651
Depreciação, depleção e amortização	(57.940)	(815)	-	(1)	(816)	(58.756)	(330)
Custos capitalizados, líquidos	115.145	355	-	-	355	115.500	321
31 de dezembro de 2023							
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.764	61	-	-	61	3.825	-
Reservas de petróleo e gás provadas	82.396	243	-	-	243	82.639	607
Equipamentos de suporte	103.284	758	-	1	759	104.043	-
Custos capitalizados brutos	189.444	1.062	-	1	1.063	190.507	607
Depreciação, depleção e amortização	(63.003)	(811)	-	(1)	(812)	(63.815)	(289)
Custos capitalizados, líquidos	126.441	251	-	-	251	126.692	318

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado				Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior		Total		
		América do Sul	África			Total
31 de dezembro de 2025						
Aquisição de campos com reservas:						
Provas	207	-	-	-	207	-
Não provadas	26	-	18	18	44	-
Custos de exploração	1.650	188	-	188	1.838	-
Custos de desenvolvimento	16.775	11	-	11	16.786	32
Total	18.658	199	18	217	18.875	32
31 de dezembro de 2024						
Aquisição de campos com reservas:						
Provas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	21	-	-	-	21	-
Custos de exploração	861	119	-	119	980	-
Custos de desenvolvimento	14.007	34	-	34	14.041	14
Total	14.889	153	-	153	15.042	14
Em 31 de dezembro de 2023						
Aquisição de campos com reservas:						
Provas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	146	-	-	-	146	-
Custos de exploração	862	11	-	11	873	10
Custos de desenvolvimento	10.929	53	-	53	10.982	37
Total	11.937	64	-	64	12.001	47

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 são apresentados na tabela a seguir. A Companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela Companhia podem não ser indicativos do preço que a Companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela Companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 do FASB – Atividades de Extração – Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	Consolidado					Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior			Total		
		América do Sul	América do Norte	Outros			Total
Em 31 de dezembro de 2025							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	115	113	-	4	117	232	140
Intersegmentos	59.305	-	-	-	-	59.305	
	59.420	113	-	4	117	59.537	140
Custos de produção	(16.250)	(54)	-	(3)	(57)	(16.307)	(36)
Despesas de exploração	(1.103)	(114)	-	-	(114)	(1.217)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(11.673)	(42)	-	-	(42)	(11.715)	(40)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.848)	1	-	-	1	(1.847)	-
Outras despesas operacionais	(2.483)	(9)	55	(4)	42	(2.441)	(7)
Resultado antes dos impostos	26.063	(105)	55	(3)	(53)	26.010	57
Imposto de renda e contribuição social	(8.880)	36	1	1	38	(8.842)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	17.184	(69)	56	(2)	(16)	17.168	57
Em 31 de dezembro de 2024							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	175	133	-	-	133	308	170
Intersegmentos	60.208	-	-	-	-	60.208	-
	60.383	133	-	-	133	60.516	170
Custos de produção	(15.472)	(59)	-	-	(59)	(15.531)	(50)
Despesas de exploração	(901)	(12)	-	-	(12)	(913)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(9.248)	(44)	-	-	(44)	(9.292)	(36)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.239)	(5)	-	-	(5)	(1.244)	-
Outras despesas operacionais	(5.547)	(5)	71	(1)	65	(5.482)	(10)
Resultado antes dos impostos	27.977	8	71	(1)	77	28.054	74
Imposto de renda e contribuição social	(9.538)	(3)	2	1	-	(9.538)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	18.439	5	73	-	77	18.516	74
Em 31 de dezembro de 2023							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	631	136	-	-	136	767	159
Intersegmentos	66.113	-	-	-	-	66.113	-
	66.744	136	-	-	136	66.880	159
Custos de produção	(16.946)	(63)	-	-	(63)	(17.009)	(36)
Despesas de exploração	(981)	(1)	-	-	(1)	(982)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(10.186)	(44)	-	-	(44)	(10.230)	(26)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(2.105)	-	-	-	-	(2.105)	(75)
Outras despesas operacionais	(2.504)	(15)	(8)	(1)	(24)	(2.528)	(25)
Resultado antes dos impostos	34.023	12	(8)	(1)	3	34.026	(3)
Imposto de renda e contribuição social	(11.568)	(4)	3	1	(1)	(11.569)	-
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	22.455	8	(5)	(1)	2	22.457	(3)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da Companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2025, 2024 e 2023 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Reservas provadas para as quais há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2025	9.634	2	-	9.636	13	9.649
Extensões e descobertas	-	2	-	2	2	4
Revisão de estimativas anteriores	1.317	1	-	1.317	3	1.320
Produção no ano	(843)	-	-	(843)	(2)	(845)
Reservas em 31.12.2025	10.108	4	-	10.112	16	10.128
Em 01 de janeiro de 2024	9.210	2	-	9.212	16	9.228
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.185	-	-	1.185	-	1.184
Produção no ano	(761)	-	-	(761)	(2)	(764)
Reservas em 31.12.2024	9.634	2	-	9.636	13	9.649
Em 01 de janeiro de 2023	8.908	2	-	8.910	16	8.926
Extensões e descobertas	95	-	-	95	-	95
Revisão de estimativas anteriores	1.140	-	-	1.140	2	1.142
Vendas de reservas	(147)	-	-	(147)	-	(147)
Produção no ano	(786)	-	-	(786)	(2)	(789)
Reservas em 31.12.2023	9.210	2	-	9.212	16	9.228

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	
Em 01 de janeiro de 2025	9.582	168	-	9.750	2	9.752
Extensões e descobertas	-	43	-	43	-	43
Revisão de estimativas anteriores	2.023	(2)	-	2.021	-	2.021
Produção no ano	(660)	(17)	-	(677)	(1)	(677)
Reservas em 31.12.2025	10.945	192	-	11.137	2	11.139
Em 01 de janeiro de 2024	9.335	163	-	9.498	7	9.504
Extensões e descobertas	-	7	-	7	-	7
Revisão de estimativas anteriores	796	19	-	815	(4)	811
Produção no ano	(549)	(20)	-	(569)	(1)	(570)
Reservas em 31.12.2024	9.582	168	-	9.750	2	9.752
Em 01 de janeiro de 2023	8.504	173	-	8.677	6	8.683
Extensões e descobertas	779	15	-	794	-	794
Revisão de estimativas anteriores	673	(5)	-	668	1	669
Vendas de reservas	(47)	-	-	(47)	-	(47)
Produção no ano	(573)	(20)	-	(594)	(1)	(595)
Reservas em 31.12.2023	9.335	163	-	9.498	7	9.504

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem o gás consumido nas operações, que representam 32% de nossa reserva provada total de gás natural em 2025.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2025, 2024 e 2023:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas			Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo equivalente sintético no Brasil	Óleo equivalente na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2025	11.341	32	-	14	11.386
Extensões e descobertas	-	9	-	2	11
Revisão de estimativas anteriores	1.677	-	-	3	1.680
Produção no ano	(960)	(3)	-	(2)	(966)
Reservas em 31.12.2025	12.057	38	-	16	12.112
Em 01 de janeiro de 2024	10.873	31	-	17	10.921
Extensões e descobertas	-	1	-	-	2
Revisão de estimativas anteriores	1.326	4	-	(1)	1.329
Produção no ano	(859)	(4)	-	(3)	(865)
Reservas em 31.12.2024	11.341	32	-	14	11.386
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	-	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	-	-	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	-	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	-	-	-	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	-	(2)	(894)
Reservas em 31.12.2023	10.873	31	-	17	10.921

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2025, a companhia incorporou 1.680 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.138 milhões de boe decorrente do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, e outras revisões;
- (ii) adição de 542 milhões de boe devido ao avanço no desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de projetos de novos poços principalmente em Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2025, resultou em 12.112 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 966 milhões de boe. Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para $5.614,65 \text{ ft}^3 = 1 \text{ boe}$, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da companhia

Em 2024, a companhia incorporou 1.330 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(i) adição de 883 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sêpia, e outros campos nas Bacias de Santos, Campos e Solimões;

(ii) adição de 447 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sêpia, na Bacia de Santos e outras revisões.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2024, resultou em 11.386 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 865 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Em 2023, a companhia incorporou 1.262 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;

(ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, a companhia incorporou 237 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente em função da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos.

Além disso, as reservas provadas foram reduzidas em 155 milhões de boe, decorrentes de ações de desinvestimentos.

A reserva provada total da Companhia, em 2023, resultou em 10.921 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 894 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2025		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	5.394	5.280	6.334
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	63	12
Total Entidades Consolidadas	5.395	5.343	6.346
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	14	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	5.409	5.345	6.361
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.714	5.665	5.723
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	3	129	26
Total Entidades Consolidadas	4.717	5.794	5.749
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	2	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.719	5.794	5.751
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	10.128	11.139	12.112

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 18% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 12% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 9% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 0% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.884	5.387	5.843
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	80	15
Total Entidades Consolidadas	4.885	5.467	5.858
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	13	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	13	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.898	5.469	5.872
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.750	4.194	5.497
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	89	17
Total Entidades Consolidadas	4.751	4.283	5.514
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	-	-	-
Total Investidas por equivalência patrimonial	-	-	-
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.751	4.283	5.514
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.649	9.752	11.386

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 14% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 17% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas ^(*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.710	5.522	5.694
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	92	17
Total Entidades Consolidadas	4.711	5.614	5.711
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	14	6	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	6	15
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	5.620	5.727
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas ^(*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.500	3.814	5.179
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	70	13
Total Entidades Consolidadas	4.501	3.884	5.193
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	1	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.503	3.885	5.194
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.228	9.504	10.921

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 25% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 26% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 6% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 7% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Em 2023 a companhia uniformizou a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão rerepresentadas com a nova conversão.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 do FASB – Atividades de Extração – Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, inclusive custos de abandono, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 do FASB requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Exterior			
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2025				
Fluxos de caixa futuros	739.574	757	740.332	1.013
Custo de produção futuros	(301.527)	(439)	(301.966)	(116)
Custo de desenvolvimento futuros	(79.396)	(215)	(79.611)	(27)
Despesa futura de imposto de renda	(128.329)	(38)	(128.366)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	230.322	66	230.388	870
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(107.129)	(26)	(107.155)	(304)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	123.193	40	123.233	567
Em 31 de dezembro de 2024				
Fluxos de caixa futuros	800.773	579	801.353	941
Custo de produção futuros	(304.051)	(336)	(304.387)	(139)
Custo de desenvolvimento futuros	(74.770)	(107)	(74.877)	(34)
Despesa futura de imposto de renda	(149.968)	(58)	(150.026)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	271.984	78	272.062	768
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(128.559)	(31)	(128.590)	(262)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	143.425	47	143.473	506
Em 31 de dezembro de 2023				
Fluxos de caixa futuros	819.428	650	820.078	1.213
Custo de produção futuros	(348.787)	(354)	(349.142)	(191)
Custo de desenvolvimento futuros	(64.121)	(113)	(64.235)	(13)
Despesa futura de imposto de renda	(140.774)	(43)	(140.818)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	265.745	139	265.884	1.009
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(120.216)	(46)	(120.262)	(319)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	145.529	93	145.622	691

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			
	Exterior			Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 01 de janeiro de 2025	143.425	47	143.472	506
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(43.169)	(44)	(43.213)	(104)
Custos de desenvolvimento incorridos	16.775	11	16.786	32
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	61	61	62
Revisões de estimativas anteriores de volumes	34.971	(2)	34.968	92
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	(36.812)	14	(36.798)	(12)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(17.913)	(71)	(17.984)	(2)
Acréscimo de desconto	14.343	10	14.353	49
Variação líquida do imposto de renda	11.574	20	11.594	-
Outros - não especificados	-	(6)	(6)	(56)
Em 31 de dezembro de 2025	123.193	40	123.233	567
Em 01 de janeiro de 2024	145.529	93	145.622	691
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(44.911)	(52)	(44.963)	(119)
Custos de desenvolvimento incorridos	14.007	34	14.040	14
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	7	7	2
Revisões de estimativas anteriores de volumes	32.619	26	32.645	(31)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	10.226	(41)	10.185	(71)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(23.749)	(18)	(23.767)	(6)
Acréscimo de desconto	14.553	13	14.566	60
Variação líquida do imposto de renda	(4.848)	(17)	(4.865)	-
Outros - não especificados	-	3	3	(32)
Em 31 de dezembro de 2024	143.425	47	143.472	506
Em 01 de janeiro de 2023	191.383	141	191.524	886
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(49.797)	(54)	(49.851)	(123)
Custos de desenvolvimento incorridos	10.929	53	10.982	37
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(3.894)	-	(3.894)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	5.858	19	5.876	11
Revisões de estimativas anteriores de volumes	31.616	3	31.619	82
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	(63.907)	(97)	(64.004)	(201)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(16.409)	(27)	(16.436)	(17)
Acréscimo de desconto	19.138	20	19.159	68
Variação líquida do imposto de renda	20.611	30	20.641	-
Outros - não especificados	-	5	5	(53)
Em 31 de dezembro de 2023	145.529	93	145.622	691

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Relatório da Administração em relação aos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, avaliar a eficácia e manter adequados controles internos sobre relatórios financeiros. O controle interno é um processo desenvolvido por nossos CEO e CFO, supervisionado por nosso Conselho de Administração e realizado por nossos executivos, gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação das nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as normas internacionais (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles internos possam se tornar inadequados devido a mudanças em suas condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia dos nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2025 com base nos critérios estabelecidos na "Estrutura Integrada de Controles Internos (2013)" emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros foram efetivos.



Relatório dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos

Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Opiniões sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e os Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias (“Companhia”) em 31 de dezembro 2025 e 2024, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2025, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas “demonstrações financeiras consolidadas”). Também auditamos os controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2025, com base nos critérios estabelecidos no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO).

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas, referidas acima, apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2025, em conformidade com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos materiais, controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2025, com base nos critérios estabelecidos no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo COSO.

Base para opiniões

A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre os relatórios financeiros, incluídos no relatório da administração sobre os controles internos relacionados aos relatórios financeiros. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes aos relatórios financeiros com base em nossas auditorias. Somos uma firma de contabilidade pública registrada no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*) e somos requeridos a ser independentes em relação à Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos da América sobre valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América (*Securities and Exchange Commission* - SEC) e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas estão livres de distorções materiais, seja por erro ou fraude, e de que os controles internos sobre os relatórios financeiros são efetivos em todos os aspectos materiais.

Nossas auditorias das demonstrações financeiras consolidadas incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e pela execução de procedimentos que respondam a estes riscos. Tais procedimentos incluíram o exame, com base em testes, das evidências relativas aos valores e divulgações nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a

avaliação das práticas contábeis e das estimativas significativas realizadas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria dos controles internos sobre os relatórios financeiros, incluem obter um entendimento dos controles internos sobre os relatórios financeiros, avaliar o risco de que uma fraqueza material exista e testar e avaliar o desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossas auditorias também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base razoável para nossas opiniões.

Definições e Limitações dos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

Os controles internos sobre os relatórios financeiros de uma Companhia é um processo desenhado para fornecer segurança razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros e a preparação das demonstrações financeiras para fins externos, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre os relatórios financeiros de uma Companhia incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem de forma exata e clara as transações e alienação dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos da Companhia vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção tempestiva da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos da Companhia que possam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre os relatórios financeiros podem não prevenir ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Assuntos críticos de auditoria

Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se referem a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados a contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos especialmente desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não altera de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, não estamos, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, emitindo opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Avaliação da mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme descrito nas notas explicativas 4.4 e 19.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria a seus empregados ativos e ex-empregados. Em 31 de dezembro de 2025, os benefícios definidos das obrigações destes planos de pensão e saúde eram US\$ 16.359 milhões.

A mensuração das obrigações da Companhia com benefícios definidos a respeito desses planos requer a determinação de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados. A Companhia contrata profissionais atuários externos para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na avaliação das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

Consideramos a determinação da mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um assunto crítico de auditoria. Foi requerida subjetividade no julgamento do auditor, pois mudanças nas taxas de desconto e nos custos médicos e hospitalares projetados usados para determinar as obrigações com benefícios definidos podem causar mudanças significativas na mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e dos planos de saúde.

A seguir estão os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo da Companhia de determinar as obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Esses incluíram controles relacionados a determinação, revisão e aprovação das taxas de desconto e custos médicos e hospitalares projetados;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos profissionais atuários externos contratados pela Companhia para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Isso incluiu a avaliação da natureza e escopo do trabalho realizado por estes atuários externos, e suas qualificações e experiências profissionais; e
- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avaliação da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados, incluindo a comparação com os dados obtidos de fontes externas.

Avaliação do teste de redução ao valor recuperável das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme descrito nas notas explicativas 4.2.1, 4.2.2, 4.2.2(a) e 25 das demonstrações financeiras consolidadas, para fins de teste de redução ao valor recuperável, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGCs"), estima o valor recuperável dessas UGCs e compara o valor recuperável com o valor contábil dessas UGCs. O valor contábil das UGCs de exploração e produção em 31 de dezembro de 2025 era US\$ 13.517 milhões. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, o valor das perdas por redução ao valor recuperável reconhecidas em relação às UGCs de exploração e produção foi de US\$ 1.815 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável das UGCs de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria. Um alto grau de complexidade e subjetividade do julgamento do auditor foi envolvido na avaliação da determinação pela Companhia dessas UGCs e da estimativa do valor recuperável. A determinação das UGCs de exploração e produção requer julgamento do auditor na consideração dos fatores operacionais que têm impacto sobre as interdependências entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou a segregação dos ativos de petróleo e gás em UGCs. Os fluxos de caixa futuros esperados utilizados para determinar o valor recuperável dependem de determinadas premissas sobre o futuro, incluindo os preços médios do petróleo e do gás natural (Brent); taxa de câmbio (Real / Dólar norte-americano); gastos capitalizáveis e operacionais, e volume e prazo da recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a mudanças na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

A seguir estão os principais procedimentos que executamos para endereçar esse assunto crítico de auditoria:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos sobre o processo de avaliação da redução ao valor recuperável da Companhia. Eles incluíram

controles relacionados à revisão e à aprovação da determinação pela Companhia das UGCs e das principais premissas utilizadas para estimar o valor recuperável;

- para as mudanças nas UGCs de exploração e produção durante o ano, nós avaliamos os fatores operacionais considerados pela Companhia ao determinar essas mudanças comparando-as com as informações obtidas de fontes internas e externas;
- nós avaliamos as projeções preparadas internamente pela Companhia de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando-as com os volumes estimados certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia e, para uma seleção de UGCs, com a produção histórica;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, a competência e a objetividade dos engenheiros internos responsáveis pela estimativa das reservas de petróleo e gás, bem como do especialista externo em reservas contratado pela Companhia que certificou os volumes estimados de reservas. Isso incluiu a avaliação da natureza e do escopo do trabalho que foram contratados para realizar, bem como suas qualificações e sua experiência profissional;
- nós avaliamos, para uma seleção de UGCs, os gastos capitalizáveis e operacionais futuros projetados pela Companhia comparando essas projeções com o mais recente plano de negócios e de gestão aprovado e orçamentos de longo prazo;
- nós avaliamos a capacidade da Companhia de projetar os fluxos de caixa de maneira precisa comparando, para uma seleção de UGCs, os fluxos de caixa estimados dos anos anteriores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 com os fluxos de caixa reais neste ano; e
- nós envolvemos os profissionais de finanças corporativas com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação de premissas chave utilizadas no teste de redução ao valor recuperável, tais como as taxas de desconto, os preços médios de petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com as fontes de mercado externas disponíveis.

Avaliação da estimativa da provisão para desmantelamento de áreas

Conforme descrito nas notas explicativas 4.6 e 21 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia registra uma provisão para desmantelamento de áreas que reflete suas obrigações de restaurar o ambiente e desmantelar e remover as instalações de produção de petróleo e gás mediante abandono. Em 31 de dezembro de 2025, o valor contábil da provisão para desmantelamento de áreas era de US\$ 28.513 milhões. A estimativa da Companhia sobre a provisão para desmantelamento de áreas inclui premissas em relação à natureza e à extensão do reparo ambiental e do trabalho de desmantelamento e remoção, bem como o custo e o prazo deste trabalho.

Identificamos a avaliação da estimativa da provisão para desmantelamento de áreas como um assunto crítico de auditoria. Foi necessário julgamento subjetivo do auditor para avaliar as premissas-chave utilizadas na estimativa, tais como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido por contratos e regulamentos, os critérios a serem atendidos quando o desmantelamento realmente ocorrer e os custos e o prazo dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

A seguir estão os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de determinados controles internos sobre o processo da Companhia para estimar a provisão para desmantelamento de áreas. Isso incluiu controles relacionados à determinação, revisão e aprovação das



premissas-chave, incluindo estimativas do prazo do abandono e dos custos estimados de desmantelamento;

- nós avaliamos as estimativas de prazo até o abandono utilizadas pela Companhia comparando as curvas de produção e a vida útil das reservas de petróleo e gás utilizadas, com volumes de reservas estimados certificados pelo especialista externo em reservas contratado pela Companhia;
- nós envolvemos especialistas em avaliação de infraestrutura com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação do método utilizado para definir a extensão do trabalho de desmantelamento na determinação dos custos estimados, comparando o método aos requisitos regulatórios aplicáveis e às práticas relevantes da indústria, bem como, a avaliação dos custos estimados de desmantelamento, por meio de comparação de determinados custos com contratos existentes;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, a competência e a objetividade dos engenheiros internos que estimaram as curvas de produção e a vida útil das reservas de petróleo e gás, e do especialista externo em reservas contratado pela Companhia que certificou os volumes estimados de reservas. Isso incluiu a avaliação da natureza e do escopo do trabalho que foram contratados para realizar, bem como suas qualificações e sua experiência profissional; e
- nós avaliamos a capacidade da Companhia de prever de maneira precisa os custos dos trabalhos de desmantelamento, comparando uma seleção dos gastos reais incorridos com a desmobilização das instalações de produção de petróleo e gás durante o ano com as previsões da Companhia sobre essas despesas no final do exercício anterior.

/s/ KPMG Auditores Independentes Ltda.

Atuamos como auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rio de Janeiro – Brasil
8 de abril de 2026

- (*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos (“PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*”)



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

PETR
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

