

Relatório Anual e

# Form 20-F 2023



# COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS EUA

Washington, D.C. 20549

## FORM 20-F

### RELATÓRIO ANUAL

CONFORME A SEÇÃO 13 OU 15(D) DA LEI SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934 DOS EUA

para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023

Protocolo de número 001-15106 na Comissão

### Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

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

Brazilian Petroleum Corporation — Petrobras

(Nome do registrante para o inglês)

República Federativa do Brasil

(Jurisdição da incorporação ou organização)

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

(Endereço dos principais escritórios executivos)

Sergio Caetano Leite

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

(55 21) 3224-4477—[dfinri@petrobras.com.br](mailto:dfinri@petrobras.com.br)

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

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

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

Título de cada classe:	Símbolo(s) de negociação:	Nome da bolsa de registro:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
Petrobras <i>American Depositary Shares</i> , ou ADSs (evidenciadas por <i>American Depositary Receipts</i> , ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	PBR/PBRA	New York Stock Exchange
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	New York Stock Exchange*
<i>American Depositary Shares</i> da Petrobras (evidenciadas por <i>American Depositary Receipts</i> ), cada uma representando duas Ações Preferenciais		New York Stock Exchange
6,250% Notas Globais com vencimento em 2024, emitidas pelo PGF**	PBR	New York Stock Exchange
5,299% Notas Globais com vencimento em 2025, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
8,750% das Notas Globais com vencimento em 2026, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
7,375% das Notas Globais com vencimento em 2027, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,999% das Notas Globais com vencimento em 2028, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,750% das Notas Globais com vencimento em 2029, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,093% das Notas Globais com vencimento em 2030, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,600% das Notas Globais com vencimento em 2031, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,500% das Notas Globais com vencimento em 2033, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,875% das Notas Globais com vencimento em 2040, emitidas pelo PGF (sucessor da PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
6,750% das Notas Globais com vencimento em 2041, emitidas pelo PGF (sucessor da PifCo)	PBR	New York Stock Exchange
5,625% das Notas Globais com vencimento em 2043, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
7,250% das Notas Globais com vencimento em 2044, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,900% das Notas Globais com vencimento em 2049, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,750% das Notas Globais com vencimento em 2050, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
5,500% das Notas Globais com vencimento em 2051, emitidas pelo PGF	PBR	New York Stock Exchange
6,850% das Notas Globais com vencimento em 2115, emitidas pelo PGF	PBR	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.

\*\* Séries de Notas pagas no vencimento em março de 2024.

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(b) da Lei: Não há

Valores mobiliários para os quais há obrigação de relatório, conforme a Seção 15(d) da Lei: Não há

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2023 era:  
7.442.231.382 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal  
5.497.905.879 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique se o registrante é um emissor experiente e bem conhecido, conforme definido pela Regra 405 da Lei *Securities Act*.

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 *Securities Exchange Act* 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 *Securities Exchange Act* 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, se houver, todo 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

Indique se o registrante um registrante antecipado de grande porte, registrante antecipado, um registrante não antecipado ou uma empresa de crescimento emergente. Veja as definições de "registrante antecipado de grande porte", "registrante antecipado" e "empresa de crescimento emergente" na Regra 12b-2 da Lei *Securities Exchange Act*. (Marque um):

Registrante antecipado de grande porte  Registrante antecipado  Registrante não antecipado  Empresa de crescimento emergente

Se uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o U.S. GAAP, 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 *Exchange Act*.

O termo "novo ou revisado padrão contábil financeiro" refere-se a qualquer atualização emitida pelo Financial Accounting Standards Board 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 valores mobiliários 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:

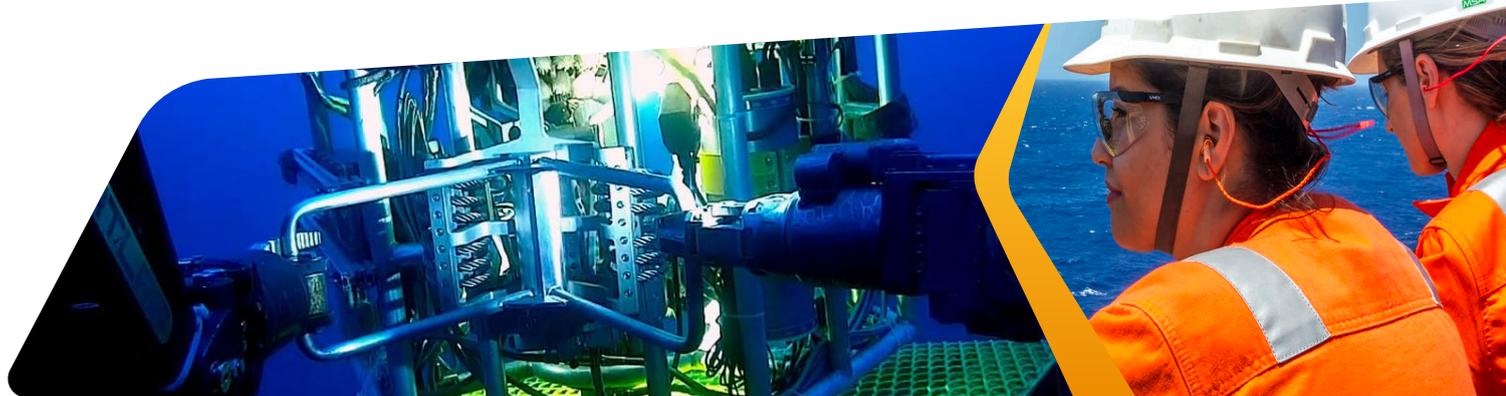
U.S. GAAP  Normas Internacionais de Relatórios Financeiro emitidas pelo International Accounting Standards Board  Outros

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 *Securities Exchange Act*).

Sim  Não



## Sumário

Glossário	9
<b>Quem somos</b>	<b>22</b>
Quem Somos	23
Visão Geral	24
Destaques de 2023	27
<b>Riscos</b>	<b>29</b>
Riscos	30
Framework de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos	57
<b>Nossos Negócios</b>	<b>62</b>
Exploração e Produção	63
Refino, Transporte e Comercialização	101
Gás & Energias de Baixo Carbono	125
Gestão de Portfólio	144
Ambiente Externo de Negócios	146
<b>Plano Estratégico</b>	<b>151</b>
Plano Estratégico 2024-2028+	152
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (“PD&I”)	162
<b>Ambiental, Social e Governança</b>	<b>165</b>
Ambiental	166
Responsabilidade Social	174
Governança Corporativa	179
<b>Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras</b>	<b>186</b>
Desempenho Financeiro Consolidado	187
Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios	193
Liquidez e Recursos de Capital	195
<b>Administração e Empregados</b>	<b>209</b>
Administração	210
Empregados	231

<b>Conformidade e Controles Internos</b>	<b>240</b>
Conformidade	241
Transações com partes relacionadas	246
Controles e Procedimentos	248
Ouvidoria e Investigação Interna	249
<b>Informações aos Acionistas</b>	<b>250</b>
Listagem	251
Ações e Acionistas	253
Direito dos Acionistas	260
Remuneração aos Acionistas	265
Informações Adicionais para Acionistas não brasileiros	270
<b>Legal e Fiscal</b>	<b>273</b>
Regulamentação	274
Contratos Relevantes	280
Processos Judiciais	284
Fiscal	292
<b>Informações Adicionais</b>	<b>314</b>
Lista de Anexos	315
Assinaturas	323
Abreviações	324
Tabela de conversão	326
Referência Cruzada do Form 20-F	327
<b>Demonstrações Financeiras</b>	<b>330</b>



## Aviso Legal

*Apresentamos as informações neste relatório anual e Form 20-F de acordo com nossa visão de negócios. Para facilitar sua revisão, este relatório anual e Form 20-F para referente ao ano encerrado em 31 de dezembro de 2023 (doravante referido como nosso "relatório anual") possui um guia de referência cruzada para o Form 20-F da SEC em "Referência Cruzada para o Form 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 o contrário, os termos "Petrobras", "nós", "nossos" e "nossa" 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 Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB").*

*Nossa moeda funcional e a moeda funcional de todas as nossas subsidiárias brasileiras é o real brasileiro 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. Selecionamos o dólar americano como nossa moeda de apresentação para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas 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 não estão e não serão consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.*

*As emissões de gases de efeito estufa de 2023 apresentadas neste relatório anual estarão sujeitas a auditoria por terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, os resultados auditados podem diferir dos resultados apresentados aqui.*

**AVISO:** Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2023 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", "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 ESG 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;
- Crises de saúde globais, como a pandemia de COVID-19;
- O impacto de conflitos regionais ou globais, incluindo o conflito entre Rússia e Ucrânia;
- O custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso vendas de ativos sob nosso programa de gestão de portfólio;
- Nossa capacidade de implementar com sucesso nosso Plano Estratégico 2024-2028, se esse Plano Estratégico permanecer em vigor, e a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes;
- O resultado das investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação à investigação Lava Jato;
- 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 informação do Exchange Act. Para obter mais informações sobre como obter cópias de nossas divulgações públicas na NYSE, ligue para +1 (212) 656-5060. Nossos arquivos na SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em [www.sec.gov](http://www.sec.gov) e em nosso site em [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri). 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 Form 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.



# Glossário

## Glossário de Certos Termos Usados neste Relatório Anual

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

<b>ACL</b>	Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado no qual a compra e venda de energia elétrica são objeto de acordos bilaterais livremente negociados, de acordo com regras e procedimentos de marketing específicos.
<b>ACR</b>	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 de marketing específicos.
<b>ACT</b>	Acordo Coletivo de Trabalho ( <i>Collective Bargaining Agreement</i> ).
<b>ADR</b>	<i>American Depositary Receipt</i> (Recibo de Depósito Norte-americano).
<b>ADS</b>	<i>American Depositary Share</i> (Ação Depositária Norte-americana).
<b>Águas profundas</b>	Entre 300 e 1.500 metros de profundidade.
<b>Águas Ultraprofundas</b>	Com mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
<b>AIP</b>	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.
<b>AMS ou Saúde Petrobras</b>	Saúde Petrobras é o nome comercial do nosso plano de saúde, vigente a partir de 2021, que substituiu o AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde), que continua como nome registrado na Agência Nacional de Saúde no Brasil.
<b>ANA</b>	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico.
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica.
<b>ANM</b>	Agência Nacional de Mineração.
<b>ANP</b>	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.



<b>ANPD</b>	A Autoridade Nacional de Proteção de Dados.
<b>ANTAQ</b>	A Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
<b>APS</b>	A Associação Petrobras de Saúde, uma associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde complementar (Saúde Petrobras) desde 2021.
<b>ASG</b>	Ambiental, Social e Governança
<b>B3</b>	Brasil, Bolsa, Balcão.
<b>Banco Central do Brasil</b>	O Banco Central do Brasil.
<b>Barris</b>	Medida padrão do volume de petróleo bruto.
<b>Biocombustível</b>	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. Biocombustíveis são considerados fontes renováveis de energia.
<b>BioQav</b>	Querosene de aviação usado para alimentar aeronaves, produzido a partir de várias fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como "biojet", "bioquerosene" ou "SAF" ( <i>Sustainable Aviation Fuel</i> , no inglês) e nomeado pela ANP como "Combustível Alternativo para Aviação", que deve ser adicionado ao querosene 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.
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
<b>Braskem</b>	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.
<b>CADE</b>	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
<b>Câmara de Arbitragem do</b>	Uma câmara de arbitragem governada e mantida pela B3.



<b>Mercado</b>	
<b>CCUS</b>	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS).
<b>Central Depositária</b>	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.
<b>CEO</b>	Diretor Presidente
<b>CFO</b>	Diretor Financeiro
<b>CMN</b>	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, e pela supervisão das instituições financeiras.
<b>CNODC</b>	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda., uma controlada no Brasil da China National Petroleum Corporation (CNPC).
<b>CNOOC</b>	China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), ou sua subsidiária que opera no Brasil, CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
<b>CNPC</b>	China National Petroleum Corporation (CNPC).
<b>CNPE</b>	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.
<b>CONAMA</b>	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
<b>Condensado</b>	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.
<b>Contrato de Cessão Onerosa ou ToR</b>	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. Consulte "Contratos Relevantes" neste relatório anual.
<b>Custo de Abandono de Poços</b>	Mede a evolução do custo médio de abandono de poços. O KPI representa o custo médio de abandono de poços concluídos no ano de análise.  O banco de dados de referência considera apenas abandonos de poços em águas



	profundas planejados e executados no ano em análise.
<b>Custo de Conexão de Poços</b>	<p>Mede a evolução do custo médio de conexão de poços de desenvolvimento de produção. O KPI é a soma do custo total das conexões de poços concluídas no ano de análise sobre o custo total das conexões de poços planejadas no plano estratégico para as mesmas conexões de poços.</p> <p>Considera apenas poços pré-sal.</p>
<b>Custo de Construção de Poços</b>	<p>Mede a evolução do custo médio de construção de poços. O KPI é a soma do custo médio de perfuração e completação concluídas no ano de análise.</p> <p>O banco de dados de referência considera apenas a perfuração e completação de poços de desenvolvimento de produção no ano em análise. Não está considerando poços exploratórios e de aquisição de dados do reservatório.</p>
<b>Custo de Extração</b>	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 afretamento de plataformas de terceiros, os impostos sobre a produção e a depreciação, depleção e amortização não são considerados neste indicador.
<b>CVM</b>	A Comissão de Valores Mobiliários.
<b>D&amp;M</b>	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.
<b>Depositário</b>	JPMorgan.
<b>Derivados de petróleo</b>	Derivados de petróleo, produzidos através do processamento em refinarias (diesel, gasolina, GLP e outros produtos).
<b>Despesas de capital ("CAPEX")</b>	Despesas de capital com base nas premissas de custo e metodologia financeira adotadas em nosso Plano Estratégico, que inclui a aquisição de ativos intangíveis e imobilizados, 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 imobilizados a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.
<b>Destilação</b>	Processo físico envolvendo vaporização e condensação, no qual o petróleo é separado (refinado) em produtos derivados do petróleo.



<b>Duração da Construção de Poços</b>	<p>Mede a evolução da duração média da construção de poços. O KPI é a soma da duração média de perfuração e completção concluídas no ano de análise.</p> <p>O banco de dados de referência considera apenas a perfuração e completção de poços de desenvolvimento de produção no ano em análise. Não está considerando poços exploratórios e de aquisição de dados do reservatório.</p>
<b>Duração do Abandono de Poços</b>	<p>Mede a evolução da duração média do abandono de poços. O KPI representa a duração média de abandono de poços concluídos no ano de análise.</p> <p>O banco de dados de referência considera apenas abandonos de poços em águas profundas planejados e executados no ano em análise.</p>
<b>E&amp;P ou Exploração &amp; Produção</b>	<p>Exploração &amp; 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.</p>
<b>EPCI</b>	<p>Engenharia, Suprimentos, Construção e Instalação (<i>Engineering, Procurement, Construction and Installation</i>), uma forma de arranjo contratual comum na indústria <i>offshore</i>.</p>
<b>Excedente de Cessão Onerosa ou ToR</b>	<p>Volume que excede o que foi contratado nos acordos de Cessão Onerosa em áreas de pré-sal específicas. Consulte "Contratos Relevantes" neste relatório anual.</p>
<b>Exchange Act</b>	<p>Securities Exchange Act of 1934, conforme alterada.</p>
<b>Fator de Utilização da Capacidade de Refino</b>	<p>Mede quanto as refinarias estão processando ou "rodando" em porcentagem de sua capacidade máxima.</p>
<b>FCO</b>	<p>Fluxo de Caixa Operacional (caixa líquido gerado por atividades operacionais).</p>
<b>Fitch</b>	<p>Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.</p>
<b>FPSO</b>	<p>Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.</p>
<b>G&amp;EBC ou Gás &amp; Energias de Baixo Carbono</b>	<p>Gás &amp; Energias de Baixo Carbono é nosso segmento de negócio que abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia, o transporte e comercialização de GNL, a geração de energia 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 de biodiesel e seus derivados.</p>
<b>GASLUB ou Polo GASLUB</b>	<p>Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo GASLUB é composto pelas UPGNs GASLUB Itaboraí e outros serviços subjacentes.</p>



<b>Gasolina Natural (C5+)</b>	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.
<b>Gaspetro</b>	Petrobras Gás S.A. - Gaspetro foi nossa subsidiária da qual nos desinvestimos em julho de 2022, na qual tínhamos uma participação de 51% no capital social e participações societárias em 18 empresas locais de distribuição de gás brasileiras, com a Mitsui detendo os 49% restantes.
<b>GEE</b>	Gases do efeito estufa
<b>GLP</b>	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos com até quatro átomos de carbono.
<b>GNL</b>	Gás natural liquefeito.
<b>Grau API</b>	Medida padrão da densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
<b>GSA</b>	Acordo de Suprimento de Gás de Longo Prazo firmado com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
<b>GTB</b>	Gás Transboliviano S.A. é uma empresa que atua na indústria de transporte de gás natural, responsável pela administração e operação do sistema de gasodutos de 557 km na seção boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), com uma capacidade instalada de 30 milhões de m <sup>3</sup> /dia. A GTB está conectada à TBG na fronteira entre a Bolívia e o Brasil, no estado de Mato Grosso do Sul.
<b>HDT ou Hidrotratamento</b>	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.
<b>IAGEE</b>	Índice de Atendimento às Metas de Gases do Efeito Estufa. O indicador de conformidade com as metas de emissões de gases do efeito estufa.
<b>IASB</b>	Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade.
<b>IBAMA</b>	O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.



<b>Ibovespa ou IBOV</b>	O índice de retorno total bruto ponderado pelo valor de mercado de <i>free float</i> e composto pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi criado em 1968.
<b>ICMBio</b>	O Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade.
<b>IFRS</b>	Normas Internacionais de Relatório Financeiro.
<b>Indicador VAZO</b>	Indicador de Volume de Vazamento de Petróleo e Derivados. O volume total de petróleo ou derivados derramados em eventos de vazamentos individualmente maiores que 1 barril (0,159 m <sup>3</sup> ) 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.
<b>Índice de Complexidade de Nelson ou NCI</b>	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.
<b>Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou RRR Orgânico</b>	Mede a quantidade de reservas provadas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante o ano, excluindo alienações e aquisições de reservas provadas, em relação à quantidade de petróleo e gás produzidos.
<b>Índice de Reposição de Reservas ou RRR</b>	Mede a quantidade de reservas provadas adicionadas à base de reservas de uma empresa durante o ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzidos.
<b>Índice de Reservas para Produção ou R/P</b>	Calculado como a quantidade de reservas provadas do ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzidos durante o ano, indica o número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
<b>Índice NYSE Arca Oil ou Arca Oil (anteriormente Índice de AMEX Oil)</b>	O Índice NYSE Arca Oil, anteriormente o Índice AMEX Oil, 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.
<b>Intensidade de Emissões de GEE no E&amp;P</b>	Emissões de GEE, em termos de CO <sub>2</sub> 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.



<b>Intensidade de Emissões de GEE no Refino</b>	Intensidade de Emissões de GEE na Refinaria. Emissões de GEE, em termos de CO <sub>2</sub> e, das atividades de refino em relação à unidade de atividade chamada Complexidade Ponderada por Tonelada ("CWT"). O CWT 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. Este indicador abrange atividades de refino com controle operacional e compõe a análise do desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.
<b>IOF</b>	Imposto sobre Operações Financeiras.
<b>IPCA</b>	O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
<b>JPMorgan</b>	JPMorgan Chase Bank, N.A.
<b>KPI</b>	Indicadores-Chave de Desempenho.
<b>Lava Jato</b>	Operação Lava Jato, conforme detalhado em "Riscos - Fatores de Risco" e "Legal e Fiscal – Processos Judiciais - Investigação Lava Jato" neste relatório anual.
<b>LGN</b>	Líquidos de Gás Natural, o líquido resultante do processamento de gás natural e contendo os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
<b>LIBOR</b>	A <i>London Interbank Offered Rate</i> 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.
<b>Lucro operacional</b>	Equivalente à legenda Lucro antes da despesa financeira líquida, resultados de investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial e impostos sobre o lucro, conforme derivado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia do Brasil.
<b>Moody's</b>	Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
<b>MTF</b>	Mecanismo multilateral de comércio do Euro.
<b>NYSE</b>	A Bolsa de Valores de Nova York (New York Stock Exchange).
<b>Óleo Sintético e Gás</b>	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada por meio de aprimoramento (ou seja,



<b>Sintético</b>	alteração química) de betume natural de areias petrolíferas, querogênio de folhelhos betuminosos ou processamento de outras substâncias, como gás natural ou carvão. O óleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonetos e possui muitas semelhanças com o petróleo bruto.
<b>ONS</b>	O Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
<b>OSRL</b>	Oil Spill Response Limited.
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e desenvolvimento
<b>PAI</b>	Programa de Aposentadoria Incentivado.
<b>PDV</b>	Programa de Desligamento Voluntário.
<b>Perdas de Produção SCC-CO<sub>2</sub></b>	Mede a perda absoluta de produção resultante da corrosão sob tensão - induzida por CO <sub>2</sub> em dutos de produção.
<b>Petróleo</b>	Petróleo bruto, incluindo LGN e Condensados.
<b>Petróleo Cru Brent</b>	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.
<b>Petroquímicos</b>	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.
<b>Petros</b>	Fundação Petros de Seguridade Social, fundo de pensão dos empregados da Petrobras.
<b>Petros 2</b>	Plano de previdência patrocinado pela Petrobras.
<b>PGF</b>	Petrobras Global Finance B.V.
<b>PifCo</b>	Petrobras International Finance Company S.A.
<b>Plano Estratégico</b>	Plano Estratégico 2024-2028+.



<b>PLR</b>	A Participação nos Lucros e Resultados é um modelo de remuneração baseado na divisão de lucros com nossos empregados. Nossa PLR é regida 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.
<b>PLSV</b>	Embarcação de apoio à instalação de dutos.
<b>Polígono do pré-sal</b>	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.
<b>PP&amp;E</b>	Ativo imobilizado.
<b>PPP</b>	O Prêmio por Performance faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável.
<b>PPSA</b>	Pré-Sal Petróleo S.A.
<b>PRD</b>	O Prêmio por Desempenho faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável.
<b>PREVIC</b>	Superintendência Nacional de Previdência Complementar.
<b>Produção Operada</b>	Produção de um campo de gás ou petróleo, incluindo a participação da Petrobras e a participação dos parceiros.
<b>PSC</b>	Contrato de Partilha de Produção ( <i>Production Sharing Contract</i> ).
<b>PTAX</b>	A taxa de câmbio de referência para a compra e venda de dólares americanos no Brasil, conforme publicada pelo Banco Central do Brasil.
<b>Receita Bruta</b>	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).
<b>Reservas Provasdas</b>	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



	<p>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.</p>
<b>Reservas Provadas Desenvolvidas</b>	<p>Reservas que se espera serem recuperadas: (i) através de 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) através de 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.</p>
<b>Reservas Provadas Não Desenvolvidas</b>	<p>Reservas que se espera serem recuperadas de novos poços em áreas não perfuradas, ou de poços existentes onde um gasto relativamente significativo é necessário. Reservas em áreas não perfuradas estão limitadas às que compensam diretamente áreas de desenvolvimento espacial que têm uma produção razoavelmente certa quando perfuradas, a menos que evidências utilizando tecnologia confiável existam e estabeleçam uma certeza razoável de economicidade na produção a distâncias maiores. Localizações não perfuradas são classificadas como tendo reservas não desenvolvidas apenas se um plano de desenvolvimento tiver sido adotado indicando que elas estão programadas para serem perfuradas dentro de cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um período 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.</p>
<b>Reservatório do pré-sal</b>	<p>Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.</p>
<b>Reservatório Pós-sal</b>	<p>Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.</p>
<b>RTC ou Refino, Transporte &amp; Comercialização</b>	<p>Refino, Transporte &amp; 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 de petróleo, no Brasil e no exterior. Esse segmento também inclui as operações petroquímicas (que compreendem participações</p>



	acionárias em empresas petroquímicas no Brasil) e produção de fertilizantes.
<b>S&amp;P</b>	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
<b>SEC</b>	A Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.
<b>SELIC</b>	A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
<b>SEST</b>	A Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.
<b>Sete Brasil</b>	Sete Brasil Participações, S.A.
<b>Shell</b>	Shell Plc, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Shell Brasil Petróleo Ltda.
<b>SMS</b>	Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
<b>Sociedades de Economia Mista</b>	Sociedade de economia mista significa uma sociedade anônima de capital misto (acionistas públicos e privados).
<b>SOFR</b>	<i>Secured Overnight Financing Rate</i> . A SOFR 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.
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers.
<b>TAG</b>	Transportadora Associada de Gás S.A.
<b>TAR</b>	Taxa de Acidentados Registráveis por Milhão de Homens-hora Trabalhadas. Número de acidentes fatais, lesões com perda de tempo, lesões envolvendo trabalho substituto e 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 gestão, incluindo o Conselho de Administração.
<b>TBG</b>	A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. é uma empresa que opera na indústria de transporte de gás natural, na qual possuímos participação acionária de 51%, proprietária de um sistema de gasoduto de 2.593 km, localizado principalmente nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m <sup>3</sup> /dia. A TBG está conectada à GTB, que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto, que permite acesso ao gás natural boliviano, e está conectada ao gasoduto da Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS"), que permite acesso ao gás natural brasileiro.



<b>TCU</b>	O Tribunal de Contas da União 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.
<b>Tesouro Nacional</b>	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.
<b>TJLP</b>	A Taxa de Juros de Longo Prazo 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.
<b>TLD</b>	Teste de Longa Duração.
<b>TotalEnergies</b>	TotalEnergies SE, ou sua subsidiária que opera no Brasil, Total E&P do Brasil Ltda.
<b>Transpetro</b>	Petrobras Transporte S.A.
<b>UPGN</b>	Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). 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.
<b>UTE</b>	Usina Termoelétrica (UTE). Uma usina termoelétrica é uma planta de geração de energia na qual a energia térmica é convertida em energia elétrica.
<b>Vibra</b>	Vibra Energia S.A., anteriormente "Petrobras Distribuidora."
<b>YPFB</b>	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

# Quem somos





# Quem Somos

Somos uma sociedade brasileira de economia mista, uma das maiores produtoras de petróleo e gás do mundo de acordo com a Bloomberg, atuando principalmente nas áreas de exploração e produção, refino, geração e comercialização de energia. Temos uma grande base de reservas provadas e adquirimos *expertise* em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas desde que começamos a explorar as bacias *offshore* brasileiras há décadas, após nosso primeiro poço submarino na Bacia de Campos em 1971. Para descobrir essas reservas e operar de forma eficiente em águas profundas, desenvolvemos nossa própria tecnologia e trabalhamos em estreita colaboração com fornecedores, universidades e centros de pesquisa.

Estamos comprometidos em ser a melhor empresa de energia em termos de diversificação, integração e geração de valor, conciliando a nossa atuação nos segmentos de óleo e gás com os negócios de baixo carbono. Nesse sentido, buscamos construir um mundo mais sustentável, com os princípios de segurança, respeito ao meio ambiente e atenção total às pessoas.

Somos uma das maiores empresas em capitalização de mercado na América Latina de acordo com a Bloomberg, com uma capitalização de mercado de US\$ 102,2 bilhões em 31 de dezembro de 2023. Temos mais de 46 mil empregados (incluindo subsidiárias no Brasil e no exterior) e contratamos serviços especializados, como plataformas de perfuração *offshore*, plataformas de produção, embarcações submarinas e sistemas submarinos que movimentam toda a cadeia da indústria de energia. Projetamos e contratamos engenharia, aquisição, construção e instalação ("EPCI") para toda a nossa linha de negócios.



## 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 da sede principal:** Avenida República do Chile 65, 20031-912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

**Número de telefone:** (55 21) 3224 2401

**Sites corporativos e de relações com investidores:** [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br) e [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)

**Objetivo social estabelecido em nosso Estatuto:** 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, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins

# Visão Geral



Temos uma grande base de reservas provadas e operamos e produzimos a maior parte do petróleo e gás do Brasil. A parte mais significativa de nossas reservas provadas está localizada nas bacias marítimas adjacentes de Campos e Santos, no sudeste do Brasil. Sua proximidade nos permite otimizar nossa infraestrutura e nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. As bacias de Campos e Santos devem continuar sendo uma fonte importante de reservas provadas e produção de petróleo e gás.

No entanto, nosso negócio 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 maioria da capacidade de refino no 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 participações em algumas empresas. Distribuimos derivados de petróleo 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.

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.

Em 23 de novembro de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou, no contexto do Plano Estratégico, uma nova abordagem em relação às nossas despesas de capital, alterando o segmento "Gás e Energia" para "Gás e Energias de Baixo Carbono", além de mudanças importantes em nossos segmentos para:

- **Biocombustíveis:** anteriormente apresentados em Corporativo e outros negócios, agora estão integrados ao segmento Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC).



- **Fertilizantes:** anteriormente apresentados em Gás e Energia, agora estão integrados ao segmento de Refino, Transporte e Comercialização.

A partir de 31 de dezembro de 2023, a apresentação de informações por segmento operacional reflete o modelo de gestão atualizado usado por nossos Diretores Executivos (*Chief Operating Decision Maker - CODM*) para tomar decisões sobre alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Nesse contexto, as informações por segmento para os anos de 2022 e 2021 não foram reclassificadas para fins de comparabilidade, uma vez que o total de ativos e saldos de demonstração de resultados envolvidos são imateriais.

Assim, atualmente dividimos nosso negócio 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 neste segmento.
- **Refino, Transporte & Comercialização (RTC):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como negociação de derivados de petróleo no Brasil e no exterior. Este segmento também inclui operações petroquímicas (que envolvem participações em empresas petroquímicas no Brasil) e produção de fertilizantes.
- **Gás & Energias de Baixo Carbono (G&EBC):** este segmento abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e eletricidade, o transporte e a comercialização de 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 de biodiesel e seus derivados.

As atividades não atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como "Corporativo e Outros Negócios", incluindo questões corporativas gerais, além de 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 de petróleo em toda a América do Sul. Os resultados de 2021 de outros negócios incluíam a participação em nossa associada Vibra até julho, quando vendemos a participação remanescente nesta empresa.

Para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios, consulte a Nota 13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como a "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" neste relatório anual.

Em 2023, tivemos atividades, conforme a seguir, em seis países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Holanda e Singapura).

Na América Latina, nossas operações incluem serviços de exploração, marketing e varejo. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás por meio de uma participação em uma joint venture. Temos subsidiárias que apoiam nossas atividades comerciais e financeiras em Roterdã, Houston, Buenos Aires e Singapura. Essas empresas atuam como mesas de negociação completas e ativas para mercados em todo o mundo e são responsáveis pela inteligência de mercado e negociação de petróleo, derivados de petróleo, gás natural, derivativos de commodities e transporte marítimo. Na África, aprovamos o início de operações exploratórias na República Democrática de São Tomé e Príncipe, sujeito à aprovação dos órgãos reguladores locais.

Operamos por meio de 15 subsidiárias diretas (13 constituídas sob as leis do Brasil e duas constituídas no exterior) e uma operação conjunta direta, conforme listado abaixo. Também temos subsidiárias indiretas, incluindo Petrobras Global Trading B.V., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras America Inc. e Petrobras Netherlands B.V.



Empresas	Localização	Nossa participação acionária	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100,00%	—
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	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%) Corumbá 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 <sup>(1)</sup>	Brasil	50,00%	Albemarle Brazil Holding Ltda. (50%)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	No exterior	100,00%	Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. (antiga 5283 Participações S.A.) (0,0007%)
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	No exterior	100,00%	—
Refinaria de Mucuripe S.A.	Brasil	100,00%	—
Associação Petrobras de Saúde – APS <sup>(2)</sup>	Brasil	93,47%	Transpetro (6,09%) TBG (0,26%) Pbio (0,13%) Termobahia (0,05%)

(1) Operações conjuntas

(2) Uma associação sem fins lucrativos que opera nosso plano de saúde suplementar (AMS – Saúde Petrobras) desde 2021.

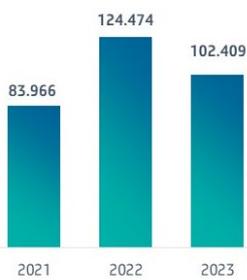
Para uma lista estendida de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo seus nomes completos, jurisdições de constituição e nossa porcentagem de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 30 de nossas Demonstrações Financeiras. Além disso, participamos de consórcios que se envolvem na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil - consulte "Nossos Negócios - Exploração & Produção - Visão Geral" para mais detalhes.



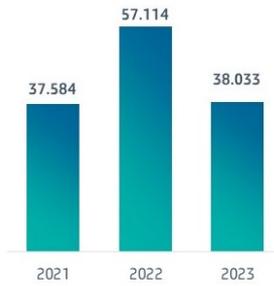
# Destaques de 2023

## INDICADORES CORPORATIVOS CONSOLIDADOS

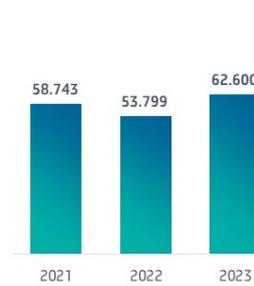
**RECEITA DE VENDAS**  
(US\$ milhões)



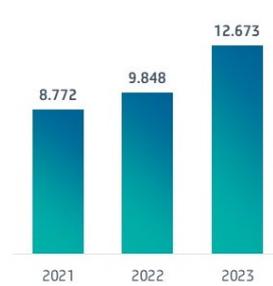
**RESULTADO OPERACIONAL<sup>1</sup>**  
(US\$ milhões)



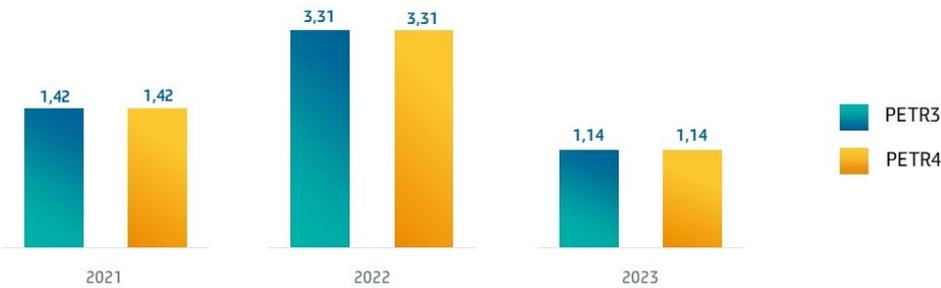
**DÍVIDA BRUTA**  
(US\$ milhões)



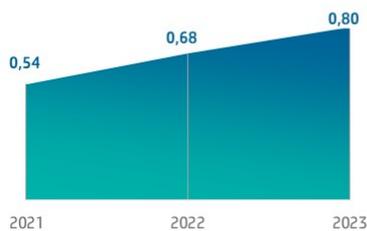
**INVESTIMENTOS<sup>2</sup>**  
(US\$ milhões)



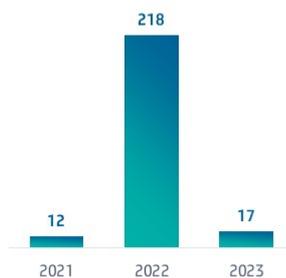
**DIVIDENDO PAGO POR AÇÃO<sup>3</sup>**  
(US\$)



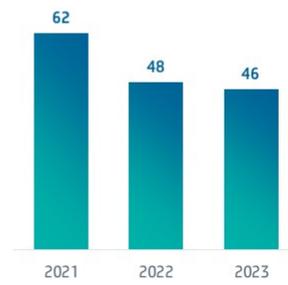
**TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR**



**VOLUME VAZADO<sup>4</sup>**  
(m<sup>3</sup>)



**EMISSIONES DE GEE**  
(milhões tons de CO<sub>2</sub>e)

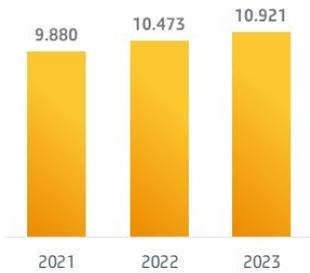


1) O Resultado Operacional é equivalente ao item Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos derivado de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.  
 2) O Capex 2022 totalizou US\$ 9.848 milhões, incluindo US\$ 892 milhões para o pagamento do bônus de assinatura relacionado aos campos Sépia e Altapua.  
 3) Dividendos declarados em reais e convertidos em dólares norte-americanos considerando a taxa de câmbio vigente na data de aprovação do Conselho de Administração para as antecipações e a taxa de encerramento do exercício para os dividendos complementares anuais. Os detentores de ADS receberam essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que tais ADS representam. Em 2023, o valor por ação pode variar até a data da Assembleia Geral Anual de Acionistas (prevista para 25 de abril de 2024), como resultado do programa de recompra de ações, que reduz o número de ações em circulação.  
 4) Indicador VAZO.

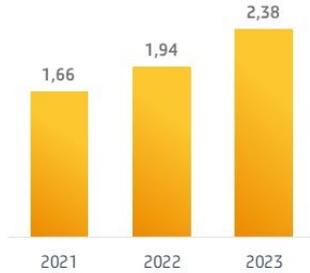


**INDICADORES OPERACIONAIS POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS**

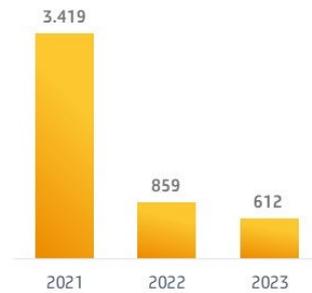
**RESERVAS PROVADAS**  
(milhões boe)



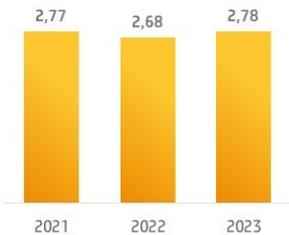
**CUSTO DE REFINO**  
(US\$/bbl)



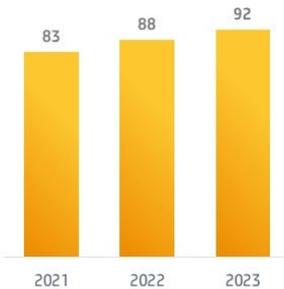
**GERAÇÃO DE ENERGIA**  
(MW médio)



**PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL**  
(milhões boed)



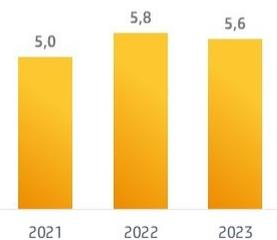
**FATOR DE UTILIZAÇÃO DO REFINO**  
(%)



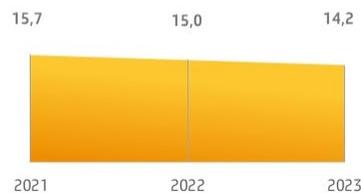
**VENDAS E PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL**  
(mmb/d)



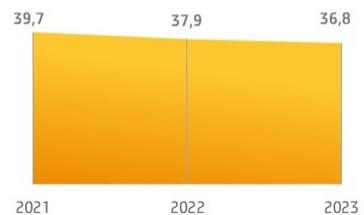
**CUSTO DE EXTRAÇÃO - BRASIL<sup>1</sup>**  
(US\$/boe)



**INTENSIDADE DE CARBONO - E&P**  
(Kg CO<sub>2</sub>e/boe)



**INTENSIDADE DE CARBONO - RT&C**  
(Kg CO<sub>2</sub>e/CWT)



1) Não inclui fretamentos.

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

## Fatores de Riscos

### 1) Riscos relacionados à nossa empresa

***1.a) Estamos expostos a riscos de segurança, meio ambiente e saúde 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, no refino e em petroquímica, realizadas por nós, por nossas subsidiárias ou por empresas coligadas apresentam vários riscos, como vazamento de petróleo e produtos, colapsos, acidentes aeronáuticos, incêndios e explosões em refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, navios, dutos, minas, terminais, laboratórios e perdas de contenção em barragens, entre outros ativos de propriedade ou operados por nós, por nossas subsidiárias ou por empresas coligadas. Esses eventos podem ocorrer devido a falhas técnicas ou humanas ou desastres naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou de outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos à saúde de nossa força de trabalho e/ou nas comunidades do entorno, fatalidades e danos ambientais. Podem causar danos materiais, perdas de produção, perdas financeiras e, em determinadas circunstâncias, responsabilização em processos cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como resultado, poderemos 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 áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (furtos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Apesar dos nossos esforços e das ações das autoridades públicas no combate às derivações clandestinas, caso essa interferência continue, poderá resultar em acidentes de pequenas ou grandes proporções, incluindo vazamentos ou danos às nossas instalações e às comunidades próximas às nossas instalações, o que poderá afetar a continuidade das nossas operações e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, podendo impactar negativamente os nossos resultados.

Por fim, devido a riscos como os mencionados acima, poderemos enfrentar dificuldades na obtenção ou manutenção de licenças de operação e sofrer danos à nossa imagem e reputação.

***1.b) Podemos sofrer 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 naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e societária movidos contra nós. Essas reclamações envolvem montantes substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem impactar negativamente nossos resultados devido ao seu desfecho, como rescisão de contratos e/ou revisão de autorizações governamentais. Dependendo do resultado, os litígios podem resultar em restrições às nossas operações e ter efeitos adversos relevantes sobre alguns dos nossos negócios.

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

***1.c) Falhas em nossos sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (segurança cibernética) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente as nossas operações e reputação.***

Nossas operações são altamente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e de telecomunicações, bem como do grau de proteção tecnológica e da robustez dos controles internos associados. Interrupções ou mau funcionamento que afetem esses sistemas e/ou suas infraestruturas, causados por obsolescência, falhas técnicas e/ou atos intencionais, ou ainda decorrentes de fatores geopolíticos ou derivados de sistemas e infraestrutura digital de terceiros e da nuvem podem prejudicar ou até paralisar nossos negócios e impactar negativamente nossas operações e reputação. Podem ainda trazer custos não previstos para a recuperação de informações e bens, além da imposição de multas ou sanções legais.

Falhas de segurança da informação (incluindo sistemas industriais e de automação), em função de ações externas, intencionais ou não (como, por exemplo, malwares, hackers, ciberterrorismo) ou internas (como, por exemplo, negligência ou uso indevido de ativos de TI por empregados ou prestadores de serviços que estão em um ambiente de trabalho híbrido, presencialmente e remotamente), também poderá 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, estamos sujeitos a regulamentações crescentes relacionadas à segurança cibernética e à segurança da informação, incluindo, entre outros aspectos, proteção adequada de dados e ativos digitais, supervisão de riscos cibernéticos e comunicação de incidentes. O não cumprimento dessas regulamentações nos níveis nacional e internacional poderá resultar em sanções legais, bem como impactos em nossa imagem e reputação, e afetar os nossos resultados operacionais e financeiros.

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

Avaliamos constantemente novas oportunidades de projetos para nosso portfólio de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento, podemos enfrentar mudanças nas condições de mercado, tais como alterações nos preços, novas exigências regulatórias, preferências do consumidor e perfil de demanda, taxas de câmbio e juros e condições de financiamento que podem comprometer nossas taxas de retorno esperadas. Também poderemos alterar nossos critérios de aprovação de projetos, inclusive aqueles destinados à descarbonização, resultando em diferentes perfis de risco e retorno.

Enfrentamos riscos específicos para projetos de óleo e gás. Apesar da 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 óleo e do gás produzidos em

determinado campo só serão plenamente conhecidas nas fases de implantação e operação, o que pode exigir ajustes ao longo do ciclo de vida do projeto e de sua taxa de retorno esperada.

Há também riscos relacionados a possíveis atrasos na execução de projetos de óleo e gás, que podem resultar na incompatibilidade de datas exigidas entre projetos de *upstream* e a *downstream* (por exemplo, atraso na infraestrutura *onshore*, impactando o fluxo *offshore* de óleo e gás e o transporte de gás *onshore*). Também enfrentamos riscos associados a conflitos internacionais, guerras ou indisponibilidade não planejada de ativos e/ou recursos críticos (como plataformas de perfuração, embarcações especiais e as cadeias de gás natural e GNL) que também podem impactar o fluxo *offshore* e *onshore* e podem comprometer a continuidade da cadeia produtiva de nossos negócios. Além disso, o não cumprimento com as obrigações estabelecidas pelos órgãos reguladores poderá resultar em multas e passivos.

Adicionalmente, apesar da nossa experiência em exploração, produção e refino, poderemos enfrentar novos desafios técnicos à medida que nos aproximamos da fronteira tecnológica.

Nosso Plano Estratégico inclui iniciativas relacionadas às mudanças climáticas, uma vez que tais compromissos estão se tornando cada vez mais relevantes nos negócios de óleo e gás. Os riscos das mudanças climáticas podem incluir riscos físicos, tais como eventos climáticos extremos, bem como riscos inerentes à transição energética para uma economia de baixo carbono, incluindo mudanças políticas e/ou regulatórias e mudanças nas demandas do mercado. Para tratar esses riscos, poderemos ter de aumentar os nossos investimentos em medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, o que poderá resultar em maiores dispêndios de capital e ter um impacto significativo no nosso Plano Estratégico. Para mais informações sobre como as mudanças climáticas podem impactar os nossos resultados e estratégia, consulte o risco "11.a) As mudanças climáticas podem impactar os nossos resultados e estratégia" nesta seção.

Além disso, podemos decidir investir em novos projetos de transição energética que estão além do nosso escopo atual de experiência e expertise. Além dos riscos e desafios descritos acima, podemos encontrar outros riscos associados a esses novos investimentos e empreendimentos, que podem impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do nosso portfólio.

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

Reduzimos substancialmente o nível da nossa dívida nos últimos anos. Contudo, nossos passivos ainda são relevantes e podem potencialmente enfraquecer nossa liquidez em tempos adversos. Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados, pagar obrigações de principal e juros nos termos contratados e honrar nossos compromissos financeiros, qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro poderá afetar nossos resultados e a capacidade de cumprir nosso Plano Estratégico ou qualquer plano adotado posteriormente.

Nossa falta de classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução de nossas classificações de crédito podem gerar consequências adversas em nossa capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou de ações, ou podem afetar nosso custo de financiamento, tornando mais difícil e/ou oneroso o refinanciamento de obrigações vincendas. O impacto sobre nossa capacidade de obter recursos e o custo de tais recursos poderá afetar adversamente nossos resultados e nossa situação financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança na classificação 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, conseqüentemente, sobre nossos resultados e nossa situação financeira.

**1.f) Interpretações divergentes da legislação tributária ou mudanças na lei tributária podem causar um efeito adverso sobre nossa situação 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 diferentes entre nós, nossas participações societárias e autoridades fiscais (incluindo autoridades federais, estaduais e municipais), que não possuem interpretações uniformes. Como resultado de tais divergências, nós e nossas participações societárias poderemos ter que assumir provisões e cobranças imprevistas. Em alguns casos, quando nós e/ou nossas subsidiárias esgotamos todos os recursos administrativos relacionados a uma contingência tributária, novos recursos poderão ser interpostos nos tribunais judiciais, os quais poderão exigir que forneçamos garantias, como o depósito de um valor igual ao valor demandado. Em alguns desses casos, a liquidação de tais encargos por meio de transações fiscais ou programas de regularização incentivados pode ser uma opção mais favorável para nós e nossas participações societárias, caso em que avaliamos as alternativas e tomamos uma decisão informada sobre prosseguir com acordos acerca de demandas tributárias.

Adicionalmente, o Congresso Brasileiro poderá aprovar reformas tributárias, implementando mudanças substanciais na estrutura tributária brasileira, que poderão impactar nossos negócios. As autoridades tributárias do Brasil (incluindo as federais, estaduais e municipais) e as estrangeiras também poderão publicar novas legislações e/ou regulações que impactem o cumprimento de obrigações fiscais (principais e acessórias) que exijam esforços relevantes (recursos humanos e sistêmicos) por parte dos contribuintes para cumprir as obrigações dentro do prazo legal. A obrigação de adequar nossos à novas legislações em um curto espaço de tempo poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e nos resultados de nossas participações.

Qualquer uma dessas ocorrências poderá ter um efeito adverso relevante sobre nossa situação financeira e resultados.

**1.g) Manter os objetivos de produção de petróleo a longo prazo depende da nossa capacidade de incorporar e desenvolver com sucesso as nossas reservas.**

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

A adição de novas reservas depende também da nossa capacidade de conceber e implementar projetos de desenvolvimento. As atividades de exploração e desenvolvimento da produção de reservatórios em águas profundas e ultraprofundas demandam investimentos de capital significativos e envolvem vários fatores que estão além do nosso controle, como mudanças significativas nas condições econômicas, regulações e ambientais e climáticas e obtenção e/ou renovação de licenças, capacidade do mercado fornecedor e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas ou incidentes em equipamentos, que possam restringir, atrasar ou cancelar nossas operações.

Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e as restrições de capital podem tornar mais difícil ou dispendioso obter áreas adicionais em rodadas de licitações para novos contratos e para desenvolver as áreas contratadas existentes.

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

Nossas reservas provadas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual são os volumes estimados de petróleo e gás natural brutos que os dados de geocientíficos e de engenharia demonstram com razoável certeza serem economicamente recuperáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes de acordo com a Regulação S-X da SEC e outras regulações aplicáveis.

As estimativas de reservas apresentadas são elaboradas com base em premissas e interpretações que estão sujeitas a riscos e incertezas. Os dados geocientíficos e de engenharia que utilizamos para estimar nossas reservas apresentam incertezas que podem resultar em diferenças entre a produção esperada a partir das reservas reportadas e a produção de fato realizada. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas.

Incertezas técnicas e econômicas podem levar a reduções em nossas estimativas de reservas e menores produções futuras, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados e situação financeira.

***1.i) Os projetos de descomissionamento vêm crescendo e ganhando relevância em nosso portfólio, além de estarem sujeitos a crescentes exigências regulatórias e expectativas dos stakeholders, o que pode resultar em danos à nossa imagem e aumento de custos.***

Os projetos de descomissionamento cresceram e se tornaram mais relevantes para o nosso portfólio à medida que os contratos de concessão expiram ou os sistemas de produção chegam ao limite da vida econômica. Apesar da publicação da Resolução ANP 817/2020 que estabelece as regras para conduzir o descomissionamento de sistemas de produção, poderemos enfrentar algumas dificuldades na definição do escopo desses projetos e no atendimento às exigências regulatórias, especialmente devido à nossa curva de aprendizado e à da indústria nesta área, bem como a evolução da regulação aplicável. O encerramento das operações e o descomissionamento podem impactar negativamente o meio ambiente e as comunidades de entorno devido ao processo de dismantelamento de estruturas e plantas industriais. Embora os nossos planos de dismantelamento tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, é possível que estes planos também enfrentem escrutínio ou não cumpram as exigências ou expectativas das partes interessadas em relação às práticas ambientais, sociais e de governação. Como resultado, a demanda de recursos para os projetos pode aumentar, assim como os custos, sejam eles operacionais ou referentes ao custeio total dos projetos. Além disso, a nossa imagem e reputação poderão ser afetadas negativamente.

***1.j) As obrigações com planos de benefícios previdenciários (“Petros”) e assistência médica são estimativas revisadas anualmente e podem divergir das obrigações reais futuras devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como mudanças nas premissas atuariais, o que pode demandar contribuições adicionais para reequilibrar os planos.***

O cálculo das obrigações atuariais, tanto para os planos de benefícios previdenciários como para o plano de saúde, é baseado em estimativas e premissas atuariais, bem como na modelagem de regras de negócio, observadas a regulação e legislação aplicáveis de cada plano. Assim, o valor das obrigações corresponde a uma estimativa que pode mudar ao longo do tempo, uma vez que as premissas e estimativas não se confirmem.

Além disso, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados à previdência complementar, incluindo um aumento gradual na longevidade do público alvo, riscos legais que acentuam o nível de benefícios e riscos que afetam os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações dos planos de benefícios patrocinados por nós, o que pode não gerar os retornos necessários para cobrir as responsabilidades relevantes, caso em que poderão ser necessárias contribuições adicionais de nossa parte e dos participantes, observada a regra da paridade contributiva constitucional.

No que diz respeito 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 originadas de extensão de benefícios; e
- dificuldade em se ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Esses fatores podem resultar em um aumento em nossos passivos e podem afetar adversamente nossos resultados e nossa situação financeira.

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

Nosso sucesso depende da capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que esteja preparado para assumir cargos de liderança no futuro.

O ingresso de empregados em cargo ou emprego público no Brasil é realizado por meio de processo seletivo público, conforme previsto na Constituição Federal. Dado que a Consolidação das Leis do Trabalho não nos permite exigir mais de seis meses de experiência prévia, não podemos garantir que os novos colaboradores tenham a experiência adequada para o exercício das atividades para os quais forem designados, ou seja, com qualificação, experiência e competências desenvolvidas previamente no mercado.

Não há garantia de que alocaremos e treinaremos adequadamente nossos empregados, nem 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 dos nossos empregados ou de empregados de nossos fornecedores ou empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.**

Diversos fatores podem levar a questionamentos judiciais e reivindicações trabalhistas, ensejando greves e paralisações, tais como:

- discordâncias e insatisfações em relação à nossa estratégia de negócios, em particular, aquelas relacionadas à gestão de portfólio e suas implicações para a força de trabalho;
- políticas de recursos humanos em relação à remuneração, benefícios e número de empregados;
- contribuições dos trabalhadores para cobrir o déficit do plano de previdência (Petros);
- implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência; e
- mudanças na legislação trabalhista.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicações trabalhistas em qualquer uma de nossas instalações ou em nossos principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de continuar nossas operações e concluir nossos projetos, impactando negativamente nossos resultados e nossa situação financeira.

**1.m) Nossos negócios podem ser afetados de forma material e adversa pelo surgimento de epidemias ou pandemias, como a COVID-19.**

Epidemias e pandemias causadas por agentes infectantes, como a pandemia da COVID-19, podem impactar a saúde de nossa força de trabalho, de nossos parceiros e fornecedores, bem como exigir a reformulação de rotinas, procedimentos e organização do trabalho em geral, podendo, conseqüentemente, afetar a continuidade de diversas atividades e a nossa produtividade. A operação de instalações como plataformas, refinarias, terminais, entre outras poderá ser impactada, bem como o pleno funcionamento da cadeia de suprimentos. Além disso, tais eventos de saúde pública poderão afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, conseqüentemente, poderá impactar negativamente nossos resultados e situação financeira.

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

Geralmente não mantemos cobertura de seguro para interrupções de negócios 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 entrassem em greve, as paralisações de trabalho resultantes poderiam ter um efeito adverso sobre nós. Além disso, como regra geral, não há seguro para a maioria de nossos ativos em caso de guerra ou

sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que provoque a interrupção das operações poderá ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e situação financeira.

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

Além disso, não podemos garantir que os valores das coberturas contratadas de seguros para riscos relacionados às nossas atividades serão suficientes para garantir, na hipótese de ocorrência de um sinistro, o pagamento de todos os danos causados, o que poderá afetar adversamente nossos negócios e resultados.

**1.o) A manutenção da nossa competitividade depende da nossa capacidade de desenvolver-se, adaptar-se e ter acesso às novas tecnologias.**

A tecnologia e a inovação são elementos centrais para garantir a 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 segmentos de negócios atuais, como para diversificar o futuro dos negócios, seja por inovação incremental ou disruptiva.

Se não inovarmos nas áreas de conhecimento da indústria em que operamos, desde a melhoria dos processos e ativos até a concepção da indústria do futuro, poderemos enfrentar efeitos adversos em nossa competitividade, em nossa capacidade de implementar a estratégia de longo prazo e nas possibilidades de criação de valor.

Além disso, sem inovação tecnológica, poderemos ter dificuldades em identificar e desenvolver soluções de descarbonização com menores custos para a sociedade, bem como dificuldades em fornecer energias cada vez mais limpas, comprometendo a nossa competitividade e capacidade de responder em tempo hábil às novas regulamentações ambientais e às tendências do mercado.

**1.p) Nossos desenvolvimentos relacionados à transição energética, o que inclui produtos e serviços de baixo carbono, estão sujeitos a incertezas que podem afetar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do nosso portfólio.**

Poderemos realizar aquisições ou parcerias no segmento de transição energética que possam impactar negativamente o perfil de risco e a taxa de retorno do nosso portfólio, devido aos riscos associados a esses novos negócios, conforme já referenciado no fator de risco "1.d) A seleção e desenvolvimento de nossos projetos de investimento apresentam riscos que podem afetar nossos resultados esperados".

O sucesso dos projetos de aquisição e parcerias relacionados a transição energética – o que inclui o desenvolvimento de produtos e serviços de baixo carbono – depende do desenvolvimento de novos processos, sinergias operacionais, recrutamento e capacitação, uma vez que novas habilidades profissionais podem ser necessárias. Dessa forma, o desenvolvimento de produtos e serviços com baixo carbono associado está sujeito a incertezas que podem ter um efeito adverso nos nossos resultados financeiros esperados.

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

Após a conclusão de cada desinvestimento ou parceria (etapa de *pós-closing*), devemos realizar a gestão e o acompanhamento das ações necessárias e previstas nos contratos relativos a cada projeto, atentando-se para os direitos e o cumprimento das obrigações estabelecidas nos documentos que formalizam as transações. O descumprimento de tais obrigações contratuais ou o não exercício de direitos poderá resultar em perdas financeiras.

Além disso, conforme determinação da 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

encerramento da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir esta tarefa. Esta responsabilidade solidária abrange obrigações constituídas antes ou depois da transferência, desde que resultem de atividades realizadas em data anterior à transferência. O mesmo se aplica aos passivos ambientais, independentemente do segmento em que o ativo desinvestido faz parte. De acordo com a legislação ambiental, a responsabilidade pelos danos ambientais é oponível a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a sua realização, e os ajustes feitos entre as partes compradora e vendedora não exoneram essas partes de sua responsabilidade.

Adicionalmente, a venda de nossos ativos poderá impactar negativamente as sinergias existentes ou a integração logística dentro de nossa companhia, o que poderá afetar adversamente nossos resultados.

Os nossos atuais ou futuros parceiros poderão não conseguir cumprir as suas obrigações, incluindo as financeiras, o que poderá comprometer a viabilidade de alguns projetos em que participamos. Dependendo do modelo de estrutura societária que rege a parceria, nossos parceiros poderão ter o direito de vetar determinadas decisões, o que também poderá afetar a viabilidade de alguns projetos.

Independentemente do parceiro responsável pelas operações de cada projeto de E&P, podemos estar expostos a riscos associados a essas operações, incluindo litígios (onde a responsabilidade solidária pode ser aplicada) e os riscos de sanções governamentais derivadas de tais parcerias, o que poderia ter um efeito adverso relevante sobre nossas operações, reputação, fluxo de caixa e situação financeira.

***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.***

As limitações inerentes ao controle interno sobre os relatórios financeiros podem fazer com que estes falhem em prevenir ou detectar erros e possam afetar adversamente a nossa capacidade de reportar resultados financeiros em períodos futuros com precisão e tempestividade. Além disso, é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, uma vez que os nossos controles podem tornar-se inadequados devido a mudanças no ambiente de controle, ou porque o nosso grau de conformidade com as nossas políticas e procedimentos pode deteriorar-se.

A identificação de uma fraqueza material em nossos controles internos sobre relatórios financeiros ou qualquer uma das ocorrências acima poderá afetar adversamente nossos negócios e operações e poderá gerar reações negativas do mercado em relação a nós, potencialmente afetando nossas condições financeiras e levando a um declínio no valor de nossas ações.

***1.s) Possíveis desdobramentos adversos relacionados à Operação Lava Jato ou a outras investigações futuras com possibilidade de descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA podem nos afetar adversamente. As violações desta ou de outras leis podem exigir o pagamento de multas e expor a nós e aos nossos empregados a sanções penais e ações civis.***

Potenciais desdobramentos adversos relacionados à Operação Lava Jato poderão nos impactar negativamente e desviar os esforços e a atenção da nossa administração de nossas atividades ordinárias. Em conexão com qualquer investigação ou processo futuro conduzido por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrente da Operação Lava Jato, ou outro possível descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou de outras leis, poderemos ser obrigados a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou a cumprir determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito material adverso sobre nós.

***1.t) Poderemos enfrentar processos adicionais relacionados à Operação Lava Jato.***

Atualmente somos parte em uma ação coletiva iniciada na Holanda, em uma ação coletiva e em um processo de arbitragem na Argentina e de processos de arbitragem e judiciais iniciado no Brasil, todos relacionados à Operação Lava Jato. Em cada caso, os processos foram movidos por investidores (ou entidades que

supostamente representam os interesses dos investidores) que adquiriram nossas ações negociadas na B3 ou outros valores mobiliários de nossa emissão fora dos Estados Unidos, alegando danos causados por fatos descobertos na Operação Lava Jato.

Na Argentina, somos réus em duas ações criminais movidas pela *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa*, atualmente denominada *Consumidores Damnificados Asociación Civil*.

Além disso, a EIG Management Company, LLC (“EIG Management”) e oito dos fundos por ela administrados (“EIG Funds”) (juntamente com a EIG Management, “EIG”) apresentaram uma queixa contra nós em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Colúmbia.

Para obter informações adicionais sobre processos judiciais relevantes nos quais nós ou nossas controladas somos partes, consulte “Processos Judiciais e Fiscais - Processos Judiciais” neste relatório anual.

É possível que outras demandas ou reivindicações sejam apresentadas no futuro nos Estados Unidos, no Brasil ou em qualquer outro lugar contra nós relacionadas às investigações derivadas da Operação Lava Jato. Também é possível que outras informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer de quaisquer investigações de corrupção por parte das autoridades brasileiras. Nossa administração pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas reivindicações, o que poderá impedi-la de se concentrar em nossos negócios.

Além disso, informações adicionais relevantes poderão surgir no futuro, o que faria com que a estimativa que fizemos em 2014 para pagamentos indevidos capitalizados incorretamente parecesse, retrospectivamente, ter sido materialmente baixa ou alta. Em anos anteriores, fomos obrigados a dar baixa em custos capitalizados representando valores que pagamos a maior pela aquisição de imobilizado. Poderemos ser obrigados a reapresentar nossas demonstrações financeiras para ajustar ainda mais as baixas que representam a superavaliação de nossos ativos reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de anos anteriores.

***1.u) As operações com partes relacionadas podem 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, executadas no nosso melhor interesse, sem conflito de interesses e atendendo aos requisitos necessários: competitividade, *compliance*, transparência, equidade e comutatividade. Os processos de decisão que envolvem estas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de divulgação adequada de informações, nos termos da legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. A eventual falha em nosso processo de identificação e tratamento dessas situações poderá afetar adversamente nossa situação econômico-financeira, bem como levar a abertura de procedimentos fiscalizatórios por parte dos órgãos reguladores.

***1.v) Violações de leis de proteção de dados aplicáveis podem resultar 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 penalidades em casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais. Processamos dados pessoais de diversos públicos de interesse, tais como: empregados, colaboradores terceirizados, clientes, fornecedores, investidores, visitantes de nossas instalações físicas e de nossos sites de internet. O descumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD poderá resultar em sanções administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio de acesso a dados pessoais e eliminação de dados pessoais.

## 2) Riscos relacionados aos nossos acionistas, em especial 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 nossa estratégia de longo prazo.**

A legislação brasileira exige que a União Federal detenha a maioria de nosso capital com direito a voto e, por conseguinte, tem o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, através deles, os Diretores Executivos, que são responsáveis pela administração no dia a dia. Isso significa que a União Federal tem grande controle sobre nossas operações, governança e estratégia, por meio da influência tanto de nossa administração quanto de nosso Conselho de Administração.

Os interesses da União Federal podem diferir e não atender aos melhores interesses dos nossos acionistas minoritários, e as decisões tomadas como acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes das que envolveram no passado.

Como acionista controladora, a União Federal orientou, e poderá continuar a orientar, no futuro, determinadas políticas macroeconômicas e sociais por nosso intermédio, conforme permitido por lei.

Para informações adicionais sobre nossas regras para nomeação da Alta Administração e conflitos de interesse, consulte “Ambiental, Social e Governança – Governança Corporativa”, “Conformidade e Controles Internos – Conformidade” e “Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria” neste relatório anual.

### **2.b) O pagamento de dividendos e o valor destinado à distribuição aos acionistas depende da nossa política de remuneração aos acionistas, que está sujeita a alterações.**

Nossa política de remuneração aos acionistas prevê a distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio em valores que dependem, entre outros fatores, do nosso nível de investimentos e do fluxo de caixa operacional. Caso optemos por um plano estratégico que exija um maior volume de investimentos, ou alteremos nosso plano estratégico para isso, o valor destinado à distribuição de dividendos poderá ser reduzido. Além disso, o fluxo de caixa operacional pode ser afetado por vários fatores, incluindo o preço e a produção do petróleo, influenciando assim a distribuição de dividendos. Nossa capacidade de pagar dividendos aos acionistas pode ser afetada por diversos fatores, incluindo nosso desempenho financeiro, exigências de capital, perspectivas futuras e outras considerações de negócio. Nossa política de remuneração aos acionistas poderá ser alterada pelo Conselho de Administração a qualquer momento, potencialmente impactando parâmetros como periodicidade de pagamentos, fórmula de cálculo, indicadores financeiros, pagamento mínimo (se houver), entre outros. O pagamento de dividendos acima do mínimo legal e estatutário em períodos anteriores não é garantia de pagamentos futuros e não serve como patamar de referência. Além disso, alterações na composição do nosso Conselho de Administração e da nossa administração podem resultar em alterações na nossa política de remuneração aos acionistas. Existe a possibilidade de que tais alterações na nossa política de remuneração aos acionistas sejam relevantes, podendo resultar no pagamento de menos ou nenhum dividendo no futuro.

## 3) Riscos relacionados aos nossos administradores

### **3.a) Falhas em prevenir, detectar em tempo hábil, ou corrigir comportamentos incompatíveis com nossos princípios éticos e regras de conduta podem ter efeito adverso material em nossos resultados e condição financeira.**

Estamos sujeitos ao risco de que nossos diretores, administradores, empregados, contratados ou qualquer pessoa que faça negócios conosco possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, burlar ou anular nossos controles e procedimentos internos ou se apropriar indevidamente ou manipular nossos ativos benefício pessoal ou de terceiros, contra o nosso interesse. Este risco é aumentado pelo fato de termos muitos contratos complexos e de elevado valor com fornecedores locais e estrangeiros e pela grande variedade de contrapartes envolvidas nos nossos negócios. Além disso, estamos sujeitos à ocorrência de casos de assédio e discriminação, que podem envolver nossa força de trabalho, colaboradores

da cadeia de fornecedores e/ou pessoas das comunidades onde atuamos, o que pode causar impacto a nossa imagem e reputação. 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, em seguir nossos princípios éticos ou cumprir nossas obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis pode prejudicar a nossa reputação, limitar a nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso nos nossos resultados e condição financeira.

#### 4) Riscos relacionados aos nossos fornecedores

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

Somos suscetíveis aos riscos de contratação, desempenho, qualidade do produto e capacidade em nossa cadeia de suprimentos. Se nossos fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou não entregarem os bens e serviços que nos são devidos, poderemos não atingir nossas metas operacionais dentro do custo e/ou prazo esperado. Nesse caso, poderemos eventualmente precisar adiar um ou mais de nossos projetos, o que poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

Nosso plano estratégico prevê uma concentração de contratações de unidades de produção de petróleo nos próximos anos. Em decorrência dos novos obstáculos tecnológicos, os FPSOs têm aumentado em complexidade, tamanho e peso das suas plantas de processo e isso representará um desafio para o mercado fornecedor responder plenamente à demanda neste intervalo de tempo.

Além disso, devido ao grande volume de recursos a serem contratados para o nosso portfólio de projetos, o mercado fornecedor pode não conseguir absorver a demanda total, causando atrasos na conclusão dos projetos, principalmente no suprimento de dutos submarinos e EPC (*Engineering Procurement and Construction*) para o segmento RTC (refino, transporte e comercialização).

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

Além disso, atrasos ou interrupções no fornecimento devido a eventos de saúde, como uma pandemia, ou conflitos geopolíticos, podem ter impacto na nossa cadeia de fornecimento e nos nossos resultados.

#### 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 relevante ou descumprimento 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 receber valores que nos são devidos ou de impor o cumprimento das obrigações devidas nos termos das disposições contratuais.

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

O declínio das condições econômicas no Brasil e a consequente diminuição dos fluxos de caixa, combinados com a dificuldade de acesso ao financiamento de nossos clientes, podem nos afetar, uma vez que muitos de nossos clientes são brasileiros.

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 condição financeira.

Devido à 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 para contrapartes inadimplentes”, nosso fluxo de caixa poderá ser reduzido, o que poderá ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

**5.b) Poderemos ser obrigados por tribunais a garantir o fornecimento de produtos ou serviços para contrapartes inadimplentes.**

Poderemos ser obrigados pelos tribunais brasileiros 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, derivados e energia. Nesta situação, 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 ainda em condições econômicas e condições comerciais desvantajosas. Embora normalmente recorramos dessas decisões aos tribunais superiores, a exigência de que façamos tal fornecimento em situações excepcionais poderá afetar adversamente nossa situação econômico-financeira. Para mais informações sobre processos judiciais nos quais nós ou nossas subsidiárias somos partes, consulte o item “Judiciais e Fiscais – Processos Judiciais” deste 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 principalmente das vendas de petróleo bruto, derivados e, em menor escala, de gás natural. Os preços internacionais do petróleo e dos derivados de petróleo são determinados por vários fatores que estão fora do nosso controle. A volatilidade e a incerteza associadas aos preços internacionais do petróleo provavelmente continuarão tendo em vista questões estruturais e expectativas de oferta e demanda. Mudanças nos preços de petróleo resultam geralmente em alterações nos preços de derivados e do gás natural. Quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem ter um efeito adverso relevante sobre nossos negócios, resultados e situação financeira e também podem afetar o valor de nossas reservas provadas.

Em 16 de maio de 2023, anunciamos a aprovação de nossa estratégia comercial para definição de preços de diesel e gasolina, em substituição à política de preços de gasolina e diesel comercializados por nossas refinarias.

A estratégia comercial usa referências de mercado como: (a) o custo alternativo do cliente, como o valor a ser priorizado na precificação, e (b) o valor marginal para nós. O custo alternativo do cliente considera as principais alternativas de suprimento, sejam fornecedores dos mesmos produtos ou de produtos substitutos, enquanto o valor marginal para nós é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a empresa, entre elas, produção, importação e exportação do referido produto e/ou os óleos utilizados no refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por polo de vendas, locais onde a propriedade dos nossos produtos é transferida para terceiros, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, tendo em conta a melhor alternativa acessível aos clientes.

Os reajustes de preços continuarão a ser feitos sem periodicidade definida, evitando a transferência da volatilidade conjuntural das cotações internacionais e da taxa de câmbio para os preços domésticos. Essa periodicidade, por nós determinada, pode ser influenciada por fatores exógenos que afetam nossos clientes, como o setor de transportes, entre outros, e, conseqüentemente, nossos negócios.

No passado, nossa administração ajustou periodicamente os preços de petróleo, gás e derivados. No futuro, poderá haver períodos durante os quais os preços dos nossos produtos não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos. Ações e legislação impostas pelo Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, podem afetar essas decisões de preços. Representantes do governo federal brasileiro por vezes expressaram suas opiniões sobre a necessidade de nossos preços levarem em conta as condições internas. Nossa Diretoria Executiva e equipe de gestão ou Conselho de Administração poderão propor novas alterações em nossa estratégia comercial. Tais ações do nosso acionista controlador podem não estar alinhadas com os melhores interesses dos nossos acionistas minoritários e podem resultar em efeitos adversos relevantes sobre a nossa situação financeira e resultados operacionais. Ver 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 nossa estratégia de longo prazo”.

Em nosso segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono, além da produção própria de gás natural, importamos gás da Bolívia e GNL mundialmente. Os custos do gás importado são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais. Também são influenciados pela geopolítica internacional e pelo nível de geração das termelétricas, que estão diretamente relacionados às condições hidrológicas do Brasil. As alterações nos preços de venda no mercado interno são influenciadas pela duração e índices dos contratos, acordados quando da assinatura, de forma que existe o risco de discrepância entre os preços de venda e os custos incorridos com o GNL.

Não podemos garantir que a nossa forma de estabelecer preços não será alterada no futuro. Mudanças em nossa estratégia comercial para definição de preços de combustíveis poderão ter um impacto adverso relevante em nossos negócios, resultados, situação financeira e no valor de nossos títulos.

***6.b) Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar as exigências para que nossos níveis de desempenho permaneçam alinhados aos das melhores empresas globais do setor. A necessidade de adaptação a um ambiente cada vez mais competitivo e mais complexo pode comprometer a nossa capacidade de implementar o nosso Plano Estratégico atual ou quaisquer planos subsequentes adotados.***

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, um relacionado a desinvestimentos do mercado de refino, e outro relacionado a compromissos do mercado de gás natural. Em 17 de abril de 2023 anunciamos que nós, em conjunto com o CADE, temos buscado construir uma solução para conciliar os compromissos anteriormente assumidos com as propostas do Planejamento Estratégico. Caso não cumpramos esses acordos, poderemos enfrentar impactos negativos, como processos administrativos e multas, além de prejudicar nossa imagem e reputação.

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

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 do pré-sal, o que poderá afetar negativamente nossos resultados.

Em 28 de fevereiro de 2023, recebemos comunicado oficial do MME solicitando: “(...) a suspensão das vendas de ativos por 90 (noventa) dias, em razão da reavaliação da Política Energética Nacional atualmente em curso e da instauração de nova composição do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), respeitadas as regras de governança da Companhia, compromissos assumidos com entes governamentais e sem colocar em risco os interesses intransponíveis da Petrobras.”

Em 04 de setembro de 2023, com base nos novos elementos estratégicos aprovados pelo Conselho de Administração, tomamos decisões relativas aos processos de desinvestimento que ainda não haviam atingido a fase de assinatura dos contratos de venda e comunicamos essas decisões ao mercado. A permanência dos ativos no nosso portfólio é reavaliada periodicamente com base em premissas atualizadas

de rentabilidade, aderência estratégica, oportunidades de descarbonização e estágio de sua vida produtiva, entre outras. Os ativos cujos desinvestimentos forem por nós aprovados serão oportunamente comunicados ao mercado. Estas decisões são o resultado de um processo de gestão ativa do nosso portfólio, através do qual os diversos ativos são constantemente avaliados em linha com os nossos drivers estratégicos.

**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 dos déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;
- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política tributária;
- política legal ou regulatória para empresas estatais e suas participações societárias;
- salários e custos trabalhistas;
- política regulatória para a indústria de petróleo e gás, incluindo definição de preços, novos impostos ou tarifas, requisitos de conteúdo local e novos requisitos regulatórios associados à transição para uma economia de baixo carbono; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos afetando 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.

O aumento da tensão no ambiente político brasileiro pode resultar em dificuldades para o Governo Federal brasileiro obter maioria dos votos no Congresso Nacional, o que pode levar a um aumento nas incertezas políticas e afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar os nossos resultados operacionais e a nossa situação financeira.

**6.d) Alegações de corrupção política contra membros do Governo Federal brasileiro podem criar instabilidade econômica e política.**

No passado, membros do Governo Federal brasileiro e do Legislativo brasileiro enfrentaram acusações de corrupção política. Como resultado, diversos políticos, incluindo altos funcionários federais e congressistas, renunciaram e/ou foram processados criminalmente.

Nos últimos anos, autoridades eleitas e outras autoridades públicas no Brasil foram investigadas por alegações de conduta antiética e ilegal identificadas durante as investigações conduzidas pelo Ministério Público Federal brasileiro e pela Polícia Federal. O resultado dessas investigações teve um impacto adverso

na imagem e reputação das pessoas jurídicas envolvidas (inclusive nós), além do impacto negativo na percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. Os processos relacionados a essas alegações, suas conclusões ou quaisquer outras alegações de conduta ilícita podem proporcionar efeitos adversos adicionais e instabilidade na economia brasileira. Novas acusações e alegações contra autoridades do Governo Federal brasileiro poderão surgir no futuro, o que poderá ter um efeito adverso relevante sobre nós. Não podemos prever o resultado de tais investigações e acusações, nem seus efeitos sobre a economia brasileira.

***6.e) 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 geopolíticos tornaram-se recentemente mais proeminentes no mundo. Por exemplo, como resultado do conflito militar em curso que envolve a Rússia e a Ucrânia, os preços do petróleo, do gás natural e do GNL permanecem extremamente voláteis. Tal conflito militar e as sanções econômicas resultantes impostas ao governo russo, a certos cidadãos e empresas russos poderiam ter um efeito negativo na economia global, incluindo o Brasil. Não podemos prever a extensão deste conflito e seus impactos em nossos negócios. Estes eventos também afetam os fluxos de petróleo bruto e os mercados relacionados, tal como outros eventos ou atos semelhantes. Um exemplo é a mudança nas exportações de petróleo oferecido pela Rússia, que se deslocaram para a China e a Índia, restringindo a demanda residual destes mercados para outros ofertantes.

Outro exemplo é o atual conflito entre Israel e o Hamas, que provoca instabilidade política na principal região produtora de petróleo e gás do mundo. Este conflito resultou em ataques Huti a navios que atravessavam o Mar Vermelho. Se o conflito se expandir, maiores produtores de petróleo e gás, como a Arábia Saudita e o Irã, poderão envolver-se e aumentar a instabilidade geopolítica. Cita-se o anúncio, no dia 18/10/2023 pelo Departamento de Tesouro dos EUA, sobre a suspensão temporária das sanções sobre as produções de óleo, gás e ouro da Venezuela, além da retirada de algumas restrições às transações de títulos do país. Além disso, as reivindicações de terras venezuelanas no território da Guiana também podem aumentar a volatilidade no mercado de petróleo e gás.

Adicionalmente, potenciais atrasos ou interrupções na cadeia de suprimentos, aumento significativo de custos, bem como preços elevados do petróleo, GNL e gás natural, poderão ter um efeito adverso na procura dos nossos bens e serviços e no preço dos nossos títulos.

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

Em 31 de dezembro de 2023, 79,9% de nossa dívida financeira estava denominada 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 sobre a dívida em moeda estrangeira aumentará com esta depreciação.

As variações cambiais podem ter impacto imediato em nossas despesas e receitas reportadas. Algumas de nossas despesas operacionais, dispêndios de capital, investimentos e custos de importação aumentarão no caso de 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 a vencer com dívidas recém-contratadas, poderemos incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2023, 40% de nossa dívida financeira consistia em dívida com taxas de juros flutuantes. 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 flutuantes aumentem, poderemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos a nossa dívida existente nos próximos anos, a combinação do nosso endividamento poderá mudar, especificamente no que se refere à relação entre taxas de juros fixas e flutuantes, a relação entre dívida de curto prazo e dívida de longo prazo e às moedas em que a nossa dívida está denominada ou à qual 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.g) Fatores externos podem impactar o sucesso da implementação de nossas parcerias e gestão de portfólio.**

De acordo com nosso planejamento estratégico, a gestão do portfólio abrange as aquisições, parcerias e desinvestimentos. Nesse contexto, temos ativos em diferentes estágios.

Fatores externos, como a queda dos preços do petróleo, as flutuações nas taxas de câmbio, a deterioração da economia brasileira e das condições econômicas globais, o cenário político brasileiro, as decisões judiciais e administrativas, a aprovação de nova legislação, entre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou dificultar oportunidades de compra e/ou venda de ativos, ou afetar o preço pelo qual podemos comprá-los e/ou vendê-los.

Nosso Plano Estratégico é alterado de tempos em tempos. Caso nosso Plano Estratégico seja alterado, inclusive devido a decisões do governo federal brasileiro como nosso acionista controlador, nossas diretrizes de gestão de portfólio poderão ser revisadas. Consulte o 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 nossa estratégia de longo prazo” nesta seção. Além disso, quaisquer alterações em nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e nossa equipe de gestão poderão afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, mas também se esse Plano Estratégico permanecerá em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas à gestão de nossas operações e investimentos.

**6.h) Mudanças no ambiente econômico, na indústria de óleo e gás e outros fatores resultaram, e podem resultar, em reduções substanciais do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados.**

Avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando necessário, o valor contábil de nossos ativos para possíveis perdas por redução ao valor recuperável (*impairments*). Nossos testes de *impairment* são realizados comparando o valor contábil de um ativo individual ou unidade geradora de caixa com seu valor recuperável, seja em operação ou em implantação. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, uma perda por *impairment* é reconhecida para reduzir o valor contábil ao seu valor recuperável.

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

## 7) Riscos relacionados com a regulação dos setores em que atuamos

**7.a) Divergências de interpretações e novas exigências legais e/ou de órgãos reguladores em nossos setores de atuação podem resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais, podendo causar atrasos na produção ou até mesmo reduzir o mercado para nossos produtos.**

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentações e fiscalização de órgãos reguladores, como ANP, ANEEL, ANA, ANTAQ e ANM, bem como de outros órgãos, como CADE, ANPD, IBAMA, ICMBio e outros nos estados e municípios. As seguintes questões, entre outras, estão sujeitas a um regime regulatório supervisionado pelas agências reguladoras brasileiras:

- concentração de mercado ao longo das cadeias de valor do gás natural e dos derivados de petróleo;
- alocação dos custos de transporte de gás natural entre os participantes do mercado;
- especificações de derivados de petróleo;
- percentual de adição obrigatória de biocombustíveis aos combustíveis fósseis;
- conformidade com requisitos de conteúdo local;
- procedimentos para unificação de áreas;
- regras relacionadas ao monitoramento e descomissionamento de poços;
- definição de preços de referência para cálculo de *royalties* e participação governamental;
- procedimentos para investimento obrigatório em pesquisa, desenvolvimento e inovação; e
- mediação/determinação da atribuição de capacidade de movimentação em dutos e terminais marítimos.

Mudanças regulatórias consideradas desfavoráveis pela indústria, bem como mudanças ou divergências de interpretação entre nós e as agências reguladoras podem afetar diretamente as premissas técnicas e econômicas que orientam nossas decisões de investimento e impactar materialmente nossos resultados e situação financeira.

As alterações legais podem impactar os mercados de combustíveis de aviação, diesel e gasolina, por exemplo, com aumento nos mandatos para biocombustíveis ou a imposição de restrições para motores de combustão interna. Os marcos legais brasileiros relacionados à economia de baixo carbono e à transição energética, como captura e armazenamento de carbono, usinas eólicas *offshore* e produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, ainda não estão definidos. Portanto, os mercados e projetos para essas iniciativas, por enquanto, estão em fase inicial. Os atrasos no estabelecimento de tais quadros poderão impedir-nos de alcançar os objetivos de transição energética e de baixo carbono.

### **7.b) Não possuímos nenhuma acumulação de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil.**

De acordo com a lei brasileira, o Governo Federal brasileiro é o proprietário de todos os recursos minerais do país, incluindo acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo. De acordo com a regulamentação brasileira, a concessionária ou contratada possui o petróleo e o gás que produz a partir dessas acumulações no subsolo, conforme os contratos de exploração e produção firmados com o Governo Federal brasileiro. Possuímos, como concessionária ou parte contratada de determinados campos de petróleo e gás natural no Brasil, o direito exclusivo de desenvolver e produzir os volumes de petróleo bruto e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com os respectivos contratos de exploração e produção, por um prazo específico. O acesso às reservas de óleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e a nossa capacidade de gerar receita pode ser adversamente afetada se houver restrições à exploração destas reservas de petróleo bruto e de gás natural, por conta de alterações na legislação em vigor ou implementação de medidas de exceção.

## 8) Riscos relacionados com países estrangeiros onde atuamos

### **8.a) Possuímos ativos e investimentos em outros países da América do Sul, onde a situação política, econômica e social poderá impactar negativamente nossos negócios.**

Reduzimos significativamente a nossa participação no exterior. No entanto, ainda operamos e podemos operar em países onde possa haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar negativamente os resultados e a situação financeira das nossas participações societárias, incluindo:

- imposição de controle de preços;
- imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos;
- oscilação das moedas locais em relação ao real;
- nacionalização das nossas reservas de petróleo e gás e dos nossos ativos;
- aumentos nos alíquotas do imposto de exportação e nas taxas de imposto de renda do petróleo e dos derivados de petróleo;
- mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações a novos projetos; 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 impactar negativamente nossos resultados e recursos financeiros.

## 9) Riscos relacionados a questões sociais

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

Faz parte da nossa política respeitar os direitos humanos, remediar violações e manter relações responsáveis com as comunidades onde operamos e ser diligentes com fornecedores e parceiros. Contudo, ao longo da vida dos projetos e operações, podemos cometer inadvertidamente violações de direitos humanos em nossas atividades, operações e contratos devido ao não cumprimento das diretrizes do Código de Conduta Ética, das Diretrizes de Direitos Humanos e do Guia de Conduta Ética para Fornecedores, bem como qualquer erro no processo de identificação e avaliação de riscos de direitos humanos na gestão de RH, cadeia de suprimentos, parcerias e comunidades.

Exigimos em nossos contratos com fornecedores comprovação do cumprimento de suas obrigações trabalhistas, sob pena de retenção de pagamento e multas. Porém, considerando que nossos projetos e operações envolvem muitos fornecedores, o risco de violação da legislação trabalhista por parte de tais fornecedores ainda é possível e, conseqüentemente, poderá prejudicar nossa imagem e reputação.

As nossas atividades podem ter um impacto na dinâmica social das comunidades onde operamos, incluindo, mas não limitado à economia, cultura, sistema político, meio ambiente, saúde e bem-estar, direitos individuais e de propriedade, medos e aspirações das pessoas. Não temos controle sobre as mudanças na dinâmica local ou nas expectativas das comunidades onde atuamos.

Nossas decisões e atividades diretas e indiretas podem causar impactos sociais, especialmente devido a investimentos, desinvestimentos, descomissionamentos e operações em novas fronteiras de produção, que, por sua vez, podem afetar o cronograma ou orçamento de nossos projetos, dificultar nossas operações devido a possíveis ações judiciais, ter um impacto financeiro negativo impactar e prejudicar nossa imagem e reputação.

Além disso, as diversas localidades onde operamos estão expostas a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como a atos intencionais como derivação clandestina, crime, roubo, sabotagem, bloqueios de estradas e protestos.

Para mais informações sobre nossas principais atividades, iniciativas, práticas de gestão, indicadores e compromissos relacionados às questões ESG, consulte nosso Relatório de Sustentabilidade disponível em nosso site em [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).

## 10) Riscos relacionados a questões ambientais

***10.a) Diferentes interpretações de numerosos regulamentos de saúde, segurança, ambientais 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 a aplicação de sanções e dificuldade na obtenção ou renovação de licenças.***

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões da indústria, às melhores práticas e a uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenciamento relacionados à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, política associadas às mudanças climáticas, regulação das emissões de carbono e a promulgação de novos marcos regulatórios para atividades de seu interesse, tanto no Brasil como em outras jurisdições onde atuamos. Essas leis, regulamentos e exigências podem resultar em custos adicionais significativos, que podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que pretendemos implementar ou podem tornar esses projetos economicamente inviáveis.

Qualquer aumento substancial nas despesas para conformidade com as regulamentações ambientais, de saúde ou segurança pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e situação financeira. Essas leis, regulamentos e exigências cada vez mais rigorosas podem resultar em reduções significativas em nossa produção, incluindo paradas não programadas, o que também pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e situação financeira.

Há constantes mudanças nas normas e legislações relacionadas à saúde ocupacional e, muitas vezes, há divergências entre elas. Além disso, é cada vez mais frequente a judicialização de questões relacionadas à saúde, bem como questões relacionadas à caracterização dos acidentes de trabalho e todos os seus desdobramentos, nas esferas cível, trabalhista, administrativa e até criminal.

Além disso, a implantação do Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial), instituído pelo Decreto nº 8373/2014, resultou na facilidade de acesso dos órgãos de fiscalização governamental às informações dos trabalhadores (inclusive aquelas relacionadas a acidentes no trabalho) e conseqüentemente estes órgãos têm sido mais proativas nas suas atividades.

Adicionalmente, possuímos unidades operacionais em diversas regiões metropolitanas do país e, em algumas dessas localidades, a concentração de poluentes gerados por um conjunto variável de poluidores (indústrias, automóveis de passageiros, caminhões e etc.) pode ultrapassar os padrões de qualidade do ar definidos pela legislação. A partir de 2018, padrões mais restritivos de qualidade do ar foram definidos pelos órgãos ambientais federais e estaduais, o que aumentou as exigências para a implementação de melhorias tecnológicas que reduzissem a poluição do ar em unidades industriais como refinarias, usinas e terminais instalados em regiões que já possuem ar problemas de qualidade. Isso pode incluir obstáculos para obtenção ou renovação de licenças de operação e a necessidade de adoção de novas práticas de controle ambiental, como novos tipos de práticas, aumento da frequência de monitoramento de emissões e instalação de novos equipamentos de proteção ambiental, gerando custos mais elevados para nós. Também existe o risco de que o uso de combustíveis esteja sujeito a restrições relacionadas ao nível de emissão de poluentes, o que pode aumentar a necessidade de investimentos em refinarias ou perda de mercado. É possível que nossos esforços para cumprir tais regulamentações resultem em aumento de gastos, e o descumprimento de tais regulamentações poderá causar danos à nossa reputação e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas.

Situações de escassez hídrica em bacia hidrográfica onde estão situadas unidades industriais também podem resultar na formulação ou ampliação de exigências dos órgãos gestores de recursos hídricos em relação à restrição do uso de água doce para fins industriais, podendo exigir, por exemplo: instalação de unidades de reuso de água em unidades operacionais ou mesmo aquisição de água reutilizada de fontes externas. Tais situações podem gerar necessidade de investimentos e aumento de custos operacionais para esse fim.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos de investimentos, aquisições, descomissionamentos e desinvestimentos não sejam afetados pelos procedimentos internos dos órgãos reguladores e ambientais relativos à emissão de licenças e permissões pertinentes em tempo hábil.

Possíveis atrasos na obtenção de licenças e anuências podem impactar nossas metas de produção de óleo e gás natural, especialmente em novas fronteiras, influenciando negativamente nossos resultados e situação financeira.

Também estamos sujeitos a sanções que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e dificuldades em atingir nossos objetivos de produção de óleo e gás, tais como embargos ou interdições parciais ou totais.

Além disso, mudanças na interpretação ou interpretações divergentes em relação às regulamentações ambientais, de saúde e segurança, bem como nossa decisão de resolver quaisquer reclamações relacionadas a tais regulamentações, poderão ter um efeito adverso relevante em nossa situação financeira e resultados.

## **11) Riscos relacionados a questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição**

### ***11.a) As mudanças climáticas poderão impactar nossos resultados e estratégia.***

As alterações climáticas colocam novos desafios e oportunidades para o nosso negócio. Com o agravamento das mudanças climáticas e os avanços em acordos e regulamentações, se não nos prepararmos para os novos desafios globais, poderemos estar sujeitos a impactos financeiros, reputacionais e legais, que poderão afetar adversamente nosso fluxo de caixa, e resultar na redução da nossa competitividade, diminuindo o valor para os acionistas e falhando em satisfazer as expectativas de outras partes interessadas. Mudanças nas condições ambientais poderiam potencialmente afetar algumas das condições operacionais de nossos ativos, como a disponibilidade de água ou condições meteorológicas e oceanográficas.

Há uma preocupação crescente de que as mudanças climáticas afetem os padrões de circulação atmosférica regional, levando a mudanças nas condições meteorológicas e oceanográficas. A mudança nessas condições pode resultar em eventos climáticos extremos, como ondas, ventos e mudanças nos padrões de correntes oceânicas, que por sua vez podem causar danos e deterioração significativos em nossas instalações *offshore*. Nossos estudos de resiliência para instalações *offshore* usam um período de retorno de 50 a 100 anos para parâmetros extremos de ventos e ondas. Entretanto, devido às mudanças climáticas, esse período de retorno pode ser significativamente reduzido.

Regulamentações ambientais mais rigorosas, incluindo respostas orientadas por políticas destinadas a mitigar as mudanças climáticas, tais como licenças de emissão de GEE e outras respostas de mitigação, podem potencialmente aumentar os custos operacionais e reduzir a nossa produção. O congresso brasileiro está discutindo a criação de um marco regulatório para a adoção de um instrumento de precificação de carbono para reduzir as emissões de GEE no Brasil. As leis ambientais e os tratados internacionais podem aumentar os riscos de litígio e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Um número crescente de investidores procura alinhar os seus investimentos com políticas climáticas de médio e longo prazo. A maior percepção dos riscos climáticos por parte dos investidores e as restrições regulamentares mais significativas relacionadas com os sectores intensivos em carbono podem levar a uma maior dificuldade de acesso ao capital e ao aumento dos custos.

Pre vemos uma pressão crescente para desenvolver e utilizar tecnologias mais avançadas para melhorar o nosso desempenho operacional em termos de emissões, a fim de acompanhar as exigências de um mundo orientado para uma economia de baixo carbono. O risco surge da perda de competitividade devido à não implementação de tecnologias ou à implementação de tecnologias ineficazes que poderiam ser aplicadas ao nosso negócio. Isto também poderá impactar nossa reputação relacionada com as nossas iniciativas de mitigação das alterações climáticas.

O aumento da demanda por energia e outros produtos com menor intensidade de carbono poderá impactar negativamente a demanda de petróleo e provocar uma queda nos preços do petróleo mais significativa do que o previsto no nosso planejamento. No Brasil, a substituição de combustíveis fósseis, especialmente no setor de transportes, devido a políticas públicas como o Renovabio e outras iniciativas e tendências potenciais pode afetar o mercado brasileiro e comprometer nossas receitas esperadas.

Esses fatores podem impactar negativamente a demanda por nossos produtos e serviços e podem prejudicar ou até mesmo comprometer a implementação e operação de nossos negócios, impactando negativamente nossos resultados e situação financeira e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

Para mais informações sobre como as mudanças climáticas podem impactar o nosso Plano Estratégico, consulte o fator de risco “1.d) A seleção e o desenvolvimento dos nossos projetos de investimento apresentam riscos que podem afetar os nossos resultados esperados” nesta secção.

***11.b) Eventos de escassez hídrica em algumas regiões onde atuamos poderão impactar a disponibilidade de água na quantidade e/ou qualidade necessária às nossas operações, bem como dificuldades na obtenção outorgas de direito de uso de recursos hídricos, impactando a continuidade dos negócios de nossas unidades industriais.***

Temos instalações industriais que utilizam água, desde grandes utilizadores, como refinarias, até pequenos utilizadores, como terminais de transporte que, embora não sejam muito hidroativos, 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 da população. 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 da população e dessedentação de animais 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.

A escassez hídrica também pode resultar no acionamento mais intenso de termelétricas, que têm custo mais elevado na geração de energia elétrica, e aumenta o custo dessa energia para as unidades industriais. Além disso, tendo em vista que a região Norte brasileira depende fortemente dos rios para realizar a logística, a escassez hídrica poderá afetar a navegabilidade naquela região, impactando os processos logísticos de insumos e produtos e, conseqüentemente, a continuidade operacional e o cumprimento de compromissos com os nossos clientes.

## **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 desinvestimentos, que seguimos até 2022, incluía a venda parcial ou total de nossas empresas do segmento de distribuição de combustíveis e alguns desses negócios envolviam contratos de licenciamento de nossas marcas. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e comunicações, ele poderá ser percebido pelas partes interessadas como nós; nosso representante ou porta-voz legítimo. Ações ou eventos dos licenciados relacionados aos seus negócios, tais como: falhas, acidentes, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e

uso indevido de nossas marcas, entre outros fatores – podem impactar negativamente nossa imagem e reputação, com possíveis 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 dentre as negociadas na B3, mas, em 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 forma diferente da forma como os investidores norte-americanos estão acostumados.

**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 poderão não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários seja efetiva com relação a esses direitos ou uma isenção das exigências de registro de a Lei de Valores Mobiliários está disponível. Não somos obrigados a apresentar uma declaração de registro com relação às ações relativas a esses direitos de preferência e, portanto, não poderemos apresentar tal declaração de registro. Se a declaração de registro não for apresentada ou não houver isenção de registro, o JPMorgan, como instituição depositária, tentará vender os direitos de preferência e os titulares de ADSs terão direito a receber o produto da venda. Contudo, os direitos de preferência expirarão se o depositário não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, consulte “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 custodiante brasileiro de nossas ações subjacentes às nossas ADSs deverá obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter direito a remeter dólares americanos ao exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações ou mediante a alienação das ações.

A conversão de ADSs diretamente em propriedade das ações subjacentes é regida pela Resolução CMN nº 4.373 e os investidores estrangeiros que desejarem fazê-lo serão obrigados a nomear um representante no Brasil para fins da Resolução CMN nº 4.373, que será responsável por manutenção e atualização dos certificados de registro de investidores no Banco Central do Brasil, o que confere aos investidores estrangeiros cadastrados o direito de comprar e vender diretamente na B3. Tais acordos podem exigir despesas adicionais do 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 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 corporativos são regidos por nosso Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 (“Lei Societária Brasileira”), que diferem dos princípios legais que seriam aplicáveis se fôssemos constituídos em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outro lugar fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, que são derivados dos direitos dos titulares de nossas ações, conforme o caso, para proteger seus interesses, são diferentes sob a Legislação Societária Brasileira e sob as leis de outras jurisdições. As leis relativas ao uso de informações privilegiadas, negociação própria, direitos dos acionistas e 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 nos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para iniciar uma ação coletiva e, de acordo com nosso Estatuto Social, devem, geralmente com relação a disputas relativas a regras relativas ao funcionamento dos mercados de capitais, arbitrar tais disputas. Para obter mais informações, consulte “Informações aos Acionistas – Ações e Acionistas – Resolução de Disputas” neste relatório anual.

Somos uma empresa estatal controlada pelo Governo Federal brasileiro, organizada sob as leis do Brasil e todos os nossos diretores e diretores residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores 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 titulares de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto.**

Os titulares de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares de nossas ações. Os titulares de nossas ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos em seu benefício nos termos dos contratos de depósito. Os titulares de ADS exercem direitos de voto fornecendo instruções ao depositário, em vez de comparecer às assembleias gerais ou votar por outros meios disponíveis aos acionistas. Na prática, a capacidade de um detentor de ADSs instruir o depositário quanto ao voto dependerá do tempo e dos procedimentos para fornecer instruções ao depositário, seja diretamente ou por meio do custodiante e do sistema de compensação do detentor.

Além disso, uma parte de nossas ADSs representa nossas ações preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso Estatuto Social, os titulares de ações preferenciais têm direito a votar em itens específicos da ordem do dia nas assembleias de acionistas. Os titulares de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto na maioria das decisões. Para mais informações, ver “Informações aos Acionistas – Direitos dos Acionistas – Assembleias Gerais 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 estão listadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas através de um sistema de cotação automatizado. A maioria das notas da PGF estão atualmente cotadas na NYSE e na Bolsa de Valores do Luxemburgo e são negociadas nos mercados NYSE Euronext e MTF, respetivamente, embora algumas negociações das notas da PGF ocorram no mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser cotadas em mercados diferentes da NYSE e da Bolsa de Valores do Luxemburgo e

negociadas em mercados diferentes da NYSE Euronext e do mercado MTF. Não podemos oferecer nenhuma garantia quanto à liquidez ou aos mercados de negociação das notas da PGF. Não podemos garantir que os titulares das notas da PGF conseguirão vender as suas notas no futuro. Se não se desenvolver um mercado para as notas da PGF, os detentores das notas da PGF poderão não conseguir revender as notas durante um longo período, se é que o conseguirão.

***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.***

Se fossem instaurados processos no Brasil visando fazer cumprir nossas obrigações com relação à garantia relativa às notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações apenas em reais. De acordo com os controles cambiais brasileiros, uma obrigação de pagar valores denominados em uma moeda diferente de reais, que seja pagável no Brasil de acordo com uma decisão de um tribunal brasileiro, será satisfeita 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 sobre as notas da PGF é apoiada pela nossa obrigação sob a garantia correspondente. Fomos informados pelo nosso advogado externo dos EUA de que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do estado de Nova Iorque e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados por nosso consultor jurídico que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculativa e exequível contra nós de acordo com seus termos. No caso de transferência fraudulenta federal dos EUA ou leis semelhantes serem aplicadas à garantia, e nós, no momento em que celebramos a garantia relevante:

- estavam insolventes ou se tornaram insolventes em razão de nossa entrada em tal garantia;
- 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 legal da garantia por motivos de transferência fraudulenta pode centrar-se nos benefícios, se houver, obtidos por nós como resultado da emissão das notas 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 uma reclamação contra nós sob a garantia relevante e teriam apenas uma reclamação contra a PGF. Não podemos garantir que, após a provisão de todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores de notas da PGF relativas a qualquer parcela evitada da garantia.

## Gerenciamento de Riscos Corporativos

Acreditamos que a gestão de riscos integrada e proativa é essencial para a entrega de resultados de forma segura e sustentável. Nossa política de gestão de riscos estabelece diretrizes e responsabilidades e é baseada nos seguintes princípios fundamentais:

- respeito pela vida e pela diversidade da vida;
- total alinhamento e consistência com nosso Plano Estratégico;
- comportamento ético e conformidade dos requisitos legais e regulamentares;
- gestão integrada de riscos; e
- as ações de resposta aos riscos consideram as possíveis consequências cumulativas a longo prazo, os possíveis impactos sobre nossas partes interessadas e devem ser orientadas para a preservação ou agregação de valor e para a continuidade dos negócios.

A estrutura organizacional da gestão de riscos, que está sob a supervisão do nosso Diretor Financeiro (“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 Executiva e ao nosso 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 proteção da vida, da saúde e do ambiente, a proteção de ativos e da informação de negócios (propriedade e segurança) e o combate à fraude e à corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos corporativos.

Para mais informações sobre nossa política de gestão de riscos empresariais, visite nosso site em [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).

## Divulgações sobre Risco de Mercado

### Risco de Preço de Commodities

Atuamos de forma integrada nas diversas etapas da indústria do petróleo. Uma parcela significativa de nossos resultados está diretamente relacionada à exploração e produção de petróleo, refino e venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo bruto e derivados estão vinculadas aos preços internacionais de commodities, estamos expostos às flutuações de seus preços, o que pode influenciar nossa lucratividade, 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 compras e vendas que visam atender às nossas necessidades operacionais. Contudo, com base nas condições do mercado de petróleo e nas perspectivas de realização do nosso Plano Estratégico, podemos decidir implementar estratégias de proteção utilizando instrumentos financeiros para gerir os nossos fluxos de caixa.



Além disso, participamos de contratos de derivativos para proteger nossas margens em transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos fornecem hedges econômicos para compras e vendas de derivados de petróleo nos mercados globais, geralmente previstos para ocorrerem dentro de um período 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 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### Exposição ao risco 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.

## Seguro

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 diversas apólices de seguros, incluindo apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura de danos materiais para ativos *onshore* e *offshore*, como plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração *offshore*, controle de poço em atividades de perfuração e *workover* no Brasil, casco seguros para navios-tanque e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil e seguro de transporte. As coberturas destas apólices são contratadas de acordo com os objetivos que definimos e as limitações impostas pelos mercados globais de seguros e resseguros. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradoras classificadas como A- ou superior pela Standard & Poor's ou A3 pela Moody's e/ou B++ ou superior pela A.M. Best.

Nossas apólices estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e limitações, e não há garantia de que tal cobertura nos protegerá adequadamente contra responsabilidades por todas as possíveis consequências e danos associados às nossas atividades. Dessa forma, não é possível garantir a existência de cobertura de seguros para todos os danos decorrentes de possíveis incidentes ou acidentes, que possam afetar negativamente nossos resultados.

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

Atualmente, não mantemos cobertura de seguro para incidentes cibernéticos, dados os custos e as limitações na obtenção de cobertura adequada nos mercados de seguros e resseguros para uma empresa do nosso porte. Continuaremos avaliando nossas opções para obter tal cobertura de seguro.

Em 2023, alteramos o valor máximo da franquia de nossas apólices nacionais de danos materiais de US\$ 180 milhões para US\$ 200 milhões e seus limites de indenização podem chegar a US\$ 2 bilhões para refinarias e US\$ 2 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos.

Nossa política geral de responsabilidade civil com relação às nossas atividades *onshore* e *offshore* no Brasil, incluindo perdas devido à poluição repentina, como derramamentos de óleo, tem um limite máximo de indenização de US\$ 250 milhões com uma franquia associada de US\$ 10 milhões. Também mantemos seguro marítimo com proteção adicional e indenização contra terceiros relacionados às nossas operações *offshore* domésticas com limite de indenização de US\$ 50 milhões a US\$ 500 milhões, dependendo do tipo



de embarcação. Para atividades no Brasil, no caso de uma explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas *offshore* não fixas, essas apólices podem fornecer cobertura de responsabilidade combinada de terceiros de até US\$ 750 milhões. Além disso, embora não tenhamos seguro para a maioria de nossos dutos contra danos materiais, possuímos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltrações inesperadas e poluição por óleo.

Além disso, ao longo do ano recebemos pesquisas do mercado segurador que avaliam os riscos operacionais de nossas instalações e fazem recomendações. Até 2022, recorriamos a consultores contratados por seguradoras para realizar esse programa de fiscalização, porém, passamos a contratar diretamente uma consultoria para esse serviço a partir de 2022. Essas pesquisas são compartilhadas com o mercado segurador.

Em geral, as classificações de risco dos nossos ativos são iguais ou superiores à média do mercado. Em 2023, realizamos vistorias em 23 unidades terrestres e *offshore*. Com base nessas pesquisas, no ano passado atendemos cerca de 80 recomendações que melhoram a segurança da nossa empresa.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro de responsabilidade civil, como resultado de uma variedade de fatores, incluindo avaliações de risco país, se temos operações *onshore* e *offshore*, ou requisitos legais impostos por um determinado país em que operamos. Mantemos apólices de seguro de controle de poço separadas em nossas operações internacionais para cobrir responsabilidades decorrentes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, essas apólices cobrem reclamações de danos ambientais causados por explosões de poços e eventos semelhantes, bem como custos de limpeza relacionados, com limites de cobertura de até US\$ 325 milhões, dependendo do país.



# Framework de Segurança Cibernética e Gerenciamento de Riscos

No mundo tecnologicamente avançado de hoje, os dados tornaram-se cada vez mais valiosos, fazendo com que a segurança da informação seja crucial para o sucesso de qualquer organização. Além disso, com o aumento dos ataques globais aos sistemas industriais, especialmente às infraestruturas críticas, tornou-se imperativo evitar danos aos negócios, às operações, à reputação e às vidas humanas. Ao longo dos anos, desenvolvemos um conjunto abrangente de processos e políticas para abordar estas questões, baseando-nos em estruturas globais e nas melhores práticas que fornecem proteção abrangente para o nosso negócio.



## Leis e Regulamentações

Estamos sujeitos a diversas regulamentações brasileiras relativas à segurança da informação. Notadamente, o Decreto nº 9.637/2018 institui a Política Nacional de Segurança da Informação e o Decreto nº 11.856/2023 institui a Política Nacional de Segurança Cibernética e o Comitê Nacional de Segurança Cibernética, enquanto a Instrução Normativa 1/2020 GSI/PR (Gabinete de Segurança Institucional) orienta a estrutura de gestão da segurança da informação, incluindo a criação do Comitê de Segurança da Informação ("CSI"). Além disso, aderimos a regras gerais, como a Lei Brasileira nº 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), que rege 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 nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais. Vemos a legislação sobre proteção de dados pessoais como uma oportunidade para evoluir nosso sistema para uma maior maturidade, agregando melhorias contínuas aos 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 para responder às exigências legais, mitigar os riscos de violação de dados e garantir os direitos de dados de nossa força de trabalho e das partes interessadas como titulares dos dados.

## Governança

### Estrutura de Gestão

Possuímos uma estrutura executiva de gestão de Segurança da Informação ("SI") dedicada, independente da Tecnologia da Informação ("TI"), supervisionando as iniciativas de segurança da informação. Ela estabelece estratégias e diretrizes alinhadas aos objetivos de negócio, recomenda investimentos para mitigar riscos cibernéticos, reduz vulnerabilidades e fornece proteção adequada para ativos críticos. Tanto SI quanto TI são reportados ao Diretor de Assuntos Corporativos.

Nós nos esforçamos continuamente para evoluir nossa maturidade em segurança da informação, garantindo que a Petrobras permaneça em um nível elevado, comparável aos pares do setor.



Nossa estratégia de segurança da informação abrange toda a empresa e é baseada em políticas, diretrizes e padrões que definem os princípios e diretrizes para a segurança da informação.

Nossos esforços de segurança da informação são liderados por Samara Braz, nossa *Chief Information Security Officer* ("CISO"). Samara possui múltiplas qualificações em TI e Segurança da Informação, incluindo CGEIT (*Certified in the Governance of Enterprise IT - ISACA*), CRISC (*Certified in Risk and Information Systems Control - ISACA*), CDPSE (*Certified Data Privacy Solutions Engineer - ISACA*), CISM (*Certified Information Security Manager - ISACA*), CISA (*Certified Information Systems Auditor - ISACA*) e CCISO (*Certified Chief Information Security Officer - EC-Council*).

Para apoiar ainda mais os nossos esforços de segurança da informação, estabelecemos o CSI, que é composto por membros executivos que representam todas as unidades de negócios, áreas corporativas, o CIO e o Chefe de Gabinete do Presidente. O CSI assessora em assuntos de segurança da informação, alinhando-os à Política Nacional de Segurança da Informação e aos nossos objetivos de negócio. Assuntos estratégicos são discutidos trimestralmente.

A equipe de Gestão de Segurança da Informação realiza reuniões regulares para tratar de questões operacionais e estratégicas, além de interações rotineiras. Discussões mensais são realizadas para monitorar os principais indicadores de segurança, processos de gestão e gerenciamento de projetos.

Nosso CISO avalia e aprova processos de segurança da informação pelo menos uma vez a cada dois anos, em conformidade com as políticas internas de governança corporativa.

## Atuação do Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Comitês

Nossa alta administração recebe um relatório periódico referente aos riscos que fazem parte da matriz de riscos da Petrobras, de acordo com o nível de severidade avaliado. Esta revisão inclui riscos estratégicos de gravidade muito alta e alta – incluindo riscos relacionados com a cibersegurança e a segurança da informação. Todos os relatórios seguem um modelo padronizado, que inclui um cronograma anual para a tomada de ações específicas de gestão de riscos e detalha o risco sob gestão e as principais ações de resposta. Nossa alta administração monitora os indicadores de maturidade da matriz de riscos da Petrobras e o *timing* dos planos de resposta.

Riscos estratégicos são aqueles riscos de negócio que, pela sua relevância para o cumprimento dos nossos objetivos estratégicos, são selecionados para serem acompanhados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração e seus respectivos comitês de avaliação. Definidos os riscos estratégicos, a Diretoria Executiva e o Conselho de Administração, e seus respectivos comitês de avaliação, estruturam um cronograma trimestral de apresentações.

Nos últimos anos, os riscos de cibersegurança têm sido escolhidos pela Diretoria Executiva como riscos estratégicos considerando a sua relevância, interligação e impacto no negócio para efeitos de monitorização do nível de gravidade e execução do plano de tratamento.

Os demais riscos empresariais de severidade muito alta e alta, que não integram o conjunto de riscos estratégicos, são reportados ao Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), exceto os riscos empresariais de severidade muito alta e alta da competência e âmbito do Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do Conselho de Administração ("CSMS"), os quais são reportados ao CSMS, de acordo com o escopo de atuação do comitê.

O Conselho de Administração aprova o perfil de risco da empresa, conforme proposta da Diretoria Executiva, e monitora sistematicamente a gestão de riscos. O Comitê de Auditoria assessora o Conselho de Administração no estabelecimento de políticas globais relativas à gestão de riscos.

O Comitê Executivo de Riscos acompanha as ações relacionadas aos riscos do negócio e analisa e emite recomendações sobre políticas e processos de gestão de riscos. Esse comitê também propõe ações para mitigar os principais riscos e monitorar métricas e limites de exposição a riscos, com o objetivo de assessorar



a Diretoria Executiva em assuntos relacionados ao tema. O Comitê Executivo de Riscos encaminha à Diretoria Executiva qualquer tema de gestão de riscos que considere relevante para ser dado a conhecer ou para deliberação da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração.

O CSI avalia e monitora o desempenho do Sistema de Gestão de Segurança da Informação da Petrobras, dos riscos cibernéticos e de segurança da informação, e da execução do plano de tratamento de riscos de segurança da informação e das diretrizes corporativas de segurança da informação.

O CISO gerencia iniciativas de segurança da informação, estabelece estratégias e diretrizes alinhadas aos objetivos de negócio e recomenda investimentos para mitigar riscos que fortaleçam as defesas, reduzam vulnerabilidades e proporcionem proteção adequada de ativos críticos. Nesta supervisão do risco de segurança cibernética, o CISO incorpora métricas estratégicas, avaliações de terceiros e auditoria e controles internos.

## Estratégia de Segurança Cibernética e Gestão de Riscos

Adotamos uma estratégia de defesa em camadas que combina políticas, processos, programas de treinamento e ferramentas de segurança para proteger e monitorar nosso ambiente.

Nossas medidas de segurança cibernética foram projetadas principalmente de acordo com a Estrutura de Segurança Cibernética do Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia ("NIST") e a Pontuação de TI do Gartner para Gerenciamento de Segurança e Risco ("SRM"). As Melhores Práticas do NIST são aplicadas para medir nosso nível de segurança.

### Defesa Cibernética

Nosso plano de resposta a incidentes descreve atividades para preparar, detectar, responder e se recuperar de incidentes de segurança cibernética, garantindo ao mesmo tempo o cumprimento das obrigações legais aplicáveis e minimizando danos à marca e à reputação.

Temos uma Equipe de Resposta a Incidentes de Segurança da Computação ("CSIRT") que opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, triando e coordenando respostas a eventos de segurança cibernética. Incidentes relevantes, com alto potencial de impactar as decisões dos investidores, serão prontamente comunicados ao mercado conforme exigido pela SEC.

Somos membros do FIRST (Fórum de Equipes de Segurança e Resposta a Incidentes), um fórum global seletivo e proeminente de equipes de resposta a incidentes e segurança. Este fórum reúne uma ampla variedade de equipes de segurança cibernética e resposta a incidentes, incluindo setores industriais, governamentais, comerciais e acadêmicos, com representação de diferentes países. Esta organização trabalha principalmente com prevenção, ajudando a aumentar o nível de maturidade da segurança da informação em escala global.

Também colaboramos com equipes globais de segurança cibernética, compartilhando inteligência sobre ameaças e melhores práticas, e participamos de *workshops*, conferências e parcerias com organizações de diferentes setores para aprimorar a segurança, a privacidade e as capacidades tecnológicas.

Para reforçar as nossas medidas de segurança, contratamos empresas de segurança independentes para realizar testes de vulnerabilidade mensais e testes de penetração anuais. Revisões regulares de TI baseadas na Estrutura de Segurança Cibernética do NIST são realizadas por auditores terceirizados.

Também priorizamos a proteção das redes de automação de nossas unidades industriais, incluindo plataformas, refinarias e usinas termelétricas, por meio do nosso Programa de Segurança Cibernética para Automação.

## Gestão de Riscos e Controles Digitais

Como parte de nossa gestão abrangente de riscos de segurança cibernética, avaliamos e gerenciamos periodicamente riscos associados a violações de segurança cibernética, interrupção de negócios, relatórios financeiros, sistemas industriais e de automação, roubo de propriedade intelectual, fraude, extorsão, danos a funcionários ou clientes, invasão de sistemas, *malware*, ciberterrorismo, uso indevido de ativos de TI, falhas de controle interno, vazamento de informações, violações da lei de privacidade, litígios, riscos legais e riscos de reputação.

Como parte do nosso processo de gestão de riscos, identificamos ameaças e vulnerabilidades, bem como controles e medidas de mitigação e, em seguida, determinamos a probabilidade e o impacto de cada risco, utilizando metodologia qualitativa. Os riscos identificados fazem parte da matriz de riscos corporativos e são monitorados periodicamente pela alta administração.

Nossos processos de gerenciamento de risco de segurança cibernética se estendem à supervisão e identificação de ameaças associadas ao uso de prestadores de serviços terceirizados, incluindo o estabelecimento de requisitos de segurança cibernética de informações para nossos terceiros (como prestadores de serviços e empresas com quem trabalhamos) quando entramos em transações comerciais com eles, e procuramos obrigar contratualmente os fornecedores a operar seus ambientes de acordo com padrões rígidos de segurança cibernética.

Atualmente não mantemos seguro para incidentes de segurança cibernética devido às condições de mercado, mas avaliamos regularmente as opções de seguro disponíveis.

Nossa estratégia de negócios, resultados operacionais e situação financeira não foram materialmente afetados por riscos de ameaças à segurança cibernética, inclusive como resultado de incidentes de segurança cibernética anteriores, mas não podemos fornecer garantias de que não seremos materialmente afetados no futuro por tais riscos e quaisquer incidentes materiais futuros. Nos últimos três exercícios fiscais, não tivemos nenhum incidente relevante de violação de segurança da informação e as despesas que incorremos com incidentes de violação de segurança da informação foram imateriais. Isto inclui penalidades e acordos, dos quais não houve nenhum.

## Programa de Continuidade Digital

Para garantir a nossa capacidade de resistir a um cenário de ataque cibernético, estabelecemos um Plano de Continuidade Digital abrangente. Este plano visa garantir o funcionamento ininterrupto de processos críticos em caso de crise ou desastre digital. Implementamos medidas de contingência para ativos digitais críticos, documentamos procedimentos de recuperação para esses ativos e testamos regularmente a eficácia dos nossos planos.

No gerenciamento de incidentes graves, seguimos o *Incident Command System*, metodologia corporativa de tratamento de crises. Esta metodologia também é aplicada nas nossas práticas de cibersegurança, garantindo uma resposta estruturada e coordenada a qualquer incidente significativo. Para melhorar ainda mais a nossa preparação, realizamos exercícios práticos de segurança cibernética, integrações e treinamentos *Tone at the Top* para novos membros do Conselho de Administração e Diretores Executivos. Essas sessões de treinamento abrangem regras, políticas, práticas recomendadas e comportamento esperado do usuário de informações de segurança corporativa.

## Treinamento e Conscientização

Priorizamos a educação e conscientização de nossos colaboradores e terceiros quando o assunto é segurança. Fornecemos educação e treinamento anuais obrigatórios de conscientização sobre segurança para nossa força de trabalho e terceirizados. Além disso, realizamos testes internos de "*phishing*" mensais para avaliar a suscetibilidade a fraudes por e-mail. O treinamento obrigatório em segurança também é um



requisito para todos os novos contratados, garantindo que as práticas de segurança estejam arraigadas desde o início. Para reforçar a importância da segurança da informação, realizamos campanhas anuais de sensibilização para a segurança da informação e publicamos boletins informativos periódicos sobre segurança cibernética, que destacam ameaças à segurança emergentes e urgentes.

Além disso, oferecemos treinamento especializado para pessoal específico, como DevSecOps e OT Cybersecurity, para atender às suas necessidades específicas.

Conforme mencionado anteriormente, para simular a nossa resposta a incidentes de segurança cibernética, realizamos exercícios práticos anuais, o que nos permite identificar áreas de melhoria nas nossas práticas, procedimentos e tecnologias. Estas iniciativas contínuas de formação e sensibilização contribuem para uma cultura de segurança em toda a nossa organização.

# Nossos Negócios



# Exploração e Produção

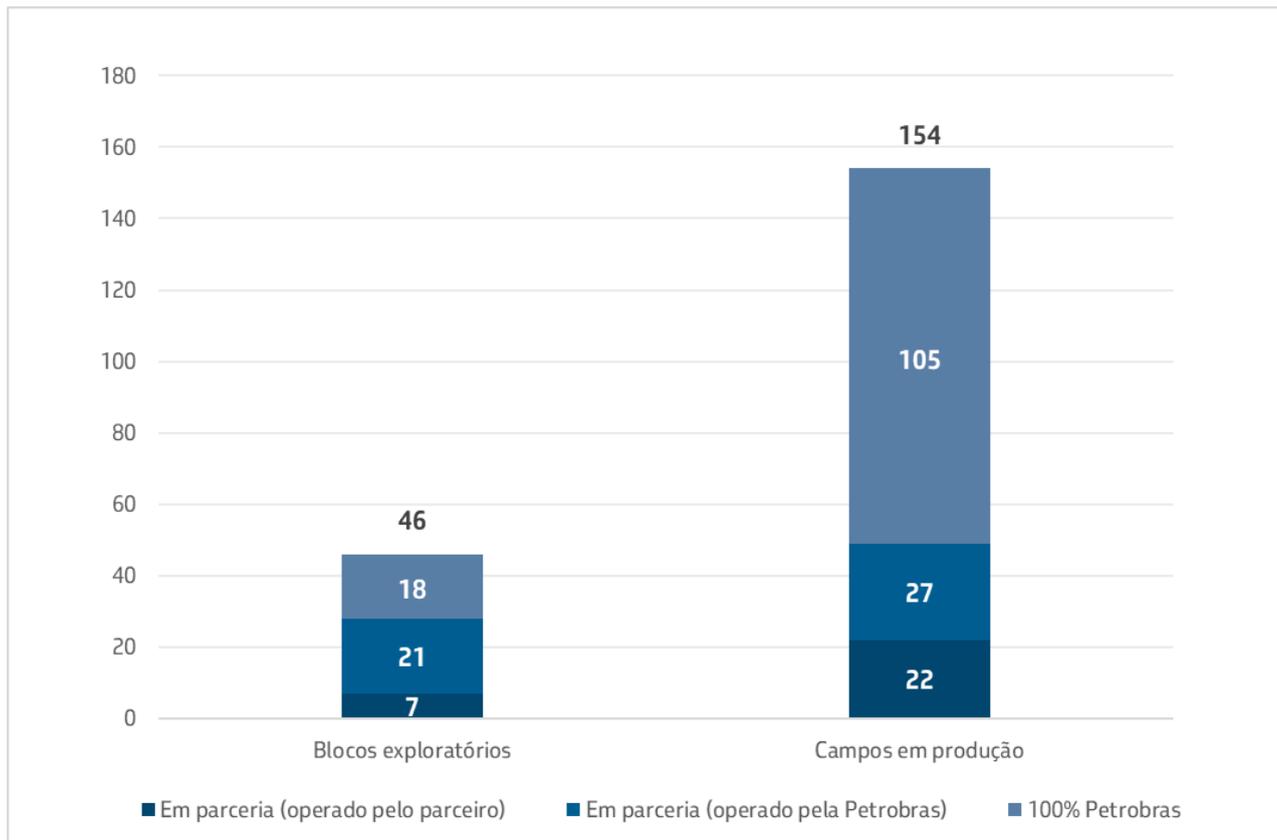
## Visão geral

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, produzindo petróleo e gás natural de forma segura e lucrativa.

Nossas atividades estão focadas em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil, que responderam por 94% de nossa produção total em 2023. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e em terra, bem como fora do Brasil conforme detalhado abaixo neste relatório anual. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 88% de nossos blocos e campos mundiais, 99% de nossa produção global de petróleo e 99,6% de nossas reservas de petróleo e gás natural.



Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos 200 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 77 pertencentes a consórcios com outras empresas de petróleo e gás no Brasil e em outros países. Dos 200 blocos e campos, 172 estão sob Contratos de Concessão, 19 estão sob Contratos de Partilha de Produção e 9 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa. Além disso, após 31 de dezembro de 2023, celebramos 29 contratos assinados em conexão com a rodada de licitações realizada em 13 de dezembro de 2023, e 3 blocos foram adquiridos na República Democrática de São Tomé e Príncipe conforme descrito abaixo em "Exploração e Produção - Visão Geral - Internacional - África."

**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 consórcios de E&P responsáveis por alguns grandes projetos em desenvolvimento, como Mero, Atapu, Búzios e Sêpia.

Esses consórcios de E&P também abrangem alguns dos maiores campos produtores do Brasil, como Tupi, Sapinhoá, Roncador, Berbigão e Sururu.

Para conhecer os nomes e participações dos sócios de cada consórcio, consulte a seção mais abaixo, "Nossos Negócios - Produção - Jazidas Compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos".



## BACIA DE CAMPOS

 **ÁREA TOTAL**  
100.000 Km<sup>2</sup>

 **Início das atividades de exploração**  
1971

 **Plataformas de produção em campos operados**  
21 (em 2023)

 **Principais campos**  
Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul e Tartaruga Verde

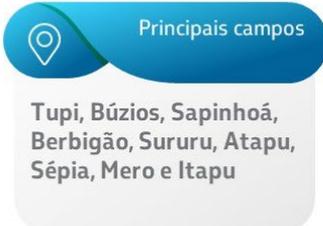
 **Produção de óleo**  
480 mbbl/d (em 2023)  
Pré-sal: 118 mbbl/d  
Pós-sal: 362 mbbl/d

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 em declínio, conseguimos mitigar o esgotamento natural dos campos maduros da Bacia de Campos perfurando poços injetores e instalando novos sistemas de produção.

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. Nossa produção de petróleo no pré-sal começou em 2008 no campo de Jubarte.



## BACIA DE SANTOS



Acreditamos que a Bacia de Santos é um dos locais de exploração *offshore* mais promissores do mundo, contendo a mais prolífica da região do pré-sal, a parte sul. Nossas atividades no pré-sal da Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente, temos 23 unidades de produção do pré-sal na 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

Produzimos petróleo e gás e possuímos áreas de exploração em outras 11 bacias no Brasil. O potencial mais significativo de sucesso exploratório está nas bacias da Margem Equatorial (Foz do Amazonas, Para-Maranhão, Barreirinhas e Potiguar).

## Internacional

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

Após a descoberta de 2022 no poço exploratório Uchuva, na Colômbia, estamos planejando mais atividades exploratórias neste país. Além disso, também planejamos a perfuração de poços exploratórios na Bolívia, onde somos operadores. Adquirimos também participações em três blocos exploratórios na República Democrática de São Tomé e Príncipe, um país na costa ocidental de África. Essas operações visam aumentar a diversificação do portfólio, alinhadas à nossa estratégia de longo prazo. Para mais informações, consulte “Plano Estratégico – Plano Estratégico 2024-2028+” neste relatório anual.

## 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 2023, nossa produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo LGN, foi de 10,8 mboed.

Na **Bolívia**, produzimos gás e Condensado principalmente nos campos de San Alberto e San Antonio, com 35% de participação em cada um desses contratos de operação de serviços, que são operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2023, nossa produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 16,4 mboed. O retorno desses contratos é uma proporção da produção.



Na **Colômbia**, operamos e detemos participação de 44,44% no bloco exploratório *offshore* Tayrona, que inclui a descoberta de gás Uchuva.

### América do Norte

Nos Estados Unidos, focamos em campos em 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 Chinook, Saint Malo e Dalmatian. Em 2023, nossa participação de 20% representou uma produção de 7,5 mboed, incluindo LGN.

Para obter mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte “Nossos Negócios – Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

### África

Em 8 de fevereiro de 2024, concluímos a aquisição de participações em três blocos exploratórios na República Democrática de São Tomé e Príncipe, país da costa ocidental da África. A operação marca a retomada das operações exploratórias no continente africano, com o objetivo de diversificar o portfólio, e está alinhada à nossa estratégia de longo prazo.



## Principais Ativos

	2023	2022	2021
<b>Exploração e Produção</b>			
Poços de produção (petróleo e gás natural) <sup>(1)</sup>	1.067	5.003	5.042
Sondas flutuantes	25	19	18
Plataformas operadas em produção <sup>(2)(3)</sup>	57	56	57

(1) Inclui a quantidade total de poços de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial (42, 44 e 50 poços em 2023, 2022 e 2021, respectivamente).

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

(3) Não inclui plataformas hibernadas, não produtoras e 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.

No Brasil, o Estado brasileiro é proprietário dos depósitos de petróleo, mas empresas e consórcios têm permissão para extrair e explorar esse petróleo mediante pagamento em várias formas, como *royalties*. As formas de pagamento diferem, 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 governava totalmente a exploração e produção de petróleo e gás natural até 2010, quando o governo federal brasileiro promulgou leis estabelecendo 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 "Legal e Fiscal" neste relatório anual.



### Rodadas de licitação

Nos últimos anos, participamos seletivamente das rodadas de licitação realizadas pela ANP, com o objetivo de reorganizar nosso portfólio exploratório e manter a relação entre nossas reservas e nossa produção para garantir a sustentabilidade de nossa futura produção de petróleo e gás. Nossa operação conjunta com grandes empresas de petróleo em consórcios também está alinhada com nosso objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com a intenção de compartilhar riscos, combinar habilidades técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para potencializar resultados.

Em 2021, adquirimos os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa dos campos *offshore* de Atapu e Sêpia na Segunda Rodada de Cessão Onerosa sob o Regime de Partilha de Produção. Com relação ao campo de Atapu, adquirimos os direitos de ser o operador em seus volumes excedentes em parceria com a Shell e a TotalEnergies. Quanto ao campo da Sêpia, exercemos nosso direito de preferência para ser o operador na aquisição de seus volumes excedentes. Os outros membros do consórcio são TotalEnergies, Petronas e a Qatar Petroleum.

Em 2022, adquirimos os direitos de exploração e produção de três blocos exploratórios: Água Marinha e Norte de Brava, ambos na Bacia de Campos, e a Sudoeste de Sagitário, na Bacia de Santos. Com relação ao bloco Água Marinha, exercemos nosso direito de preferência para ser o operador com uma participação de 30%. Os outros membros do consórcio são a TotalEnergies (30% de participação), Petronas (20% de participação) e a Qatar Petroleum (20% de participação). Quanto ao bloco Norte de Brava, adquirimos os direitos de ser o operador, com uma participação de 100%. Quanto ao bloco Sudoeste de Sagitário, adquirimos os direitos de ser o operador com uma participação de 60%, com a Shell (40% de participação).

Para os nomes e participações dos parceiros para os blocos Atapu, Sêpia e Brava, consulte a seção "Nossos Negócios - Produção - Jazidas Compartilhadas: reservatórios entre Diferentes Campos". Em 2023, adquirimos os direitos de exploração e produção de 29 blocos exploratórios na bacia de Pelotas. A Bacia de Pelotas está localizada na região sul do Brasil. Todos os blocos adquiridos estão localizados em áreas de águas profundas, cerca de 200 km da costa.



## Atividades de Exploração

Até 31 de dezembro de 2023, tínhamos 46 blocos exploratórios (incluindo 18 com 100% de participação, nos quais foram perfurados dois poços de avaliação em 2023, no bloco Aram e no bloco BM-S-50). Somos operadores em 21 dos blocos exploratórios em que atuamos em parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2023:

### NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2023

	Área exploratória líquida			Blocos exploratórios			Planos de avaliação			Poços perfurados		
	(km <sup>2</sup> )			(número)			(número)			(número)		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Brasil	27.924	35.198	37.719	43	65	69	9	13 <sup>(1)(2)</sup>	14 <sup>(2)</sup>	2	5	8
Outras áreas da América do Sul	3.474	4.284	5.466	3	3	4	1	1	1	0	2	1
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>31.398</b>	<b>39.482</b>	<b>43.185</b>	<b>46</b>	<b>68</b>	<b>73</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>9</b>

(1) Esses números incluem apenas contratos assinados até 31 de dezembro de 2023 (o que exclui blocos vencidos na rodada de licitações no Brasil realizada em 13 de dezembro de 2023, ou blocos detidos na República Democrática de São Tomé e Príncipe).

(2) Neste relatório, estamos rerepresentando o número de Planos de Avaliação (PADs), utilizando a mesma premissa usada para registrar os PADs para a ANP. O sistema de gestão da Petrobras para atividades de exploração compreende inúmeras atividades, agrupadas em PADs. Em anos anteriores, relatamos o número total de atividades dentro dos PADs, o que é maior do que o número de PADs.

Em 2023, nossos esforços exploratórios estiveram concentrados na avaliação das províncias Pré-sal da margem sudeste do Brasil, com os seguintes destaques:

### Bacia de Santos

Em 2023, perfuramos dois poços na Bacia de Santos.

Atualmente, estamos avaliando os resultados de um poço de avaliação no bloco Aram, onde foi identificada a presença de hidrocarbonetos. O poço apresentou um fluido de excelente qualidade, confirmando os baixos níveis de contaminantes. Esta descoberta aumenta as possibilidades de expansão do acúmulo descoberto pelo poço pioneiro perfurado em 2022, neste bloco. Somos o operador do bloco e detemos uma participação de 80%, em parceria com a CNPC (20% de participação).

Também estamos avaliando atualmente os resultados no bloco BM-S-50, onde perfuramos o segundo poço de avaliação. Somos os operadores do consórcio, juntamente com a Shell e a Repsol.

### Margem Equatorial

Em 2023, a Petrobras obteve a renovação da licença operacional para perfurar dois poços de águas profundas na Bacia Potiguar. Essas operações visam investigar o potencial petrolífero da região.

Iniciamos a perfuração do primeiro poço (poço Pitu Oeste) em 23 de dezembro de 2023. O segundo poço será perfurado posteriormente e testará uma oportunidade exploratória no bloco Anhangá (POT-M-762). Somos o concessionário exclusivo, detendo 100% de participação em ambas as concessões.



## Outras Bacias

Decidimos devolver os blocos de exploração Dois Irmãos, C-M-411 e C-M-346 à ANP. O poço C-M-789 e o poço Andurá estão sob avaliação.

Para obter informações sobre as despesas de exploração baixadas, consulte a Nota 27 Exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

## Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

Continuamos o desenvolvimento do programa estratégico EXP100, que foi projetado para acessar e processar 100% dos dados técnicos e tecnologias emergentes com impacto nos projetos de exploração, reduzindo incertezas e custos.

Este programa visa estimar e prever melhor as propriedades geológicas por meio de uma plataforma de dados integrada, utilizando ciência de dados, aprendizado de máquina, inteligência artificial e computação de alto desempenho, que permitem a aplicação de algoritmos mais complexos para processar grandes volumes de dados.

Várias iniciativas já estão em andamento, com avanços importantes na integração e conexão de dados e soluções digitais nos fluxos de trabalho de interpretação geológica e geofísica (G&G), que apoiam o desenvolvimento de soluções ESG em direção a uma transição energética justa.

Além disso, o programa estratégico PROD1000 ainda está em andamento e tem como objetivo reduzir o tempo entre a descoberta do ativo e o início da produção (primeiro óleo), alcançando, em última análise, um maior retorno sobre o capital investido.

O PROD1000 tem como objetivo nos posicionar no primeiro quartil da indústria de petróleo e gás. Nossos esforços nesse programa estão relacionados à integração entre exploração e desenvolvimento de reservatórios, padronização do design de projetos, otimização e paralelização de processos, aquisição (licitação) mais rápida e construção e montagem das FPSOs. As áreas que atualmente contribuem mais para a redução do tempo de projeto são exploração, reservatório, sistemas de superfície e subsuperfície e aquisição.

Em 2023, iniciamos uma nova fase focada em projetos de interligação submarina, que tem como objetivo reduzir o tempo entre a aprovação do projeto e o início da operação. As iniciativas em desenvolvimento buscam maximizar o consumo dos equipamentos submarinos, buscando uma abordagem integrada e sinérgica dos recursos.

Também aplicamos reduções parciais no cronograma em nossos projetos de desenvolvimento já incorporados ao Plano Estratégico 2024–2028.

## Produção

### Desenvolvimento da Produção

Após um campo ser declarado comercialmente viável, inicia-se o processo de desenvolvimento da produção. Os investimentos feitos nesta fase são principalmente focados no projeto e contratação de sistemas de produção, que incluem plataformas, sistemas submarinos, perfuração e completação de poços.

Continuamos a alcançar otimizações ao implementar iniciativas e soluções relacionadas à construção de poços. Em 2023, concluímos nosso programa estratégico de poços com excelentes resultados, como a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, otimização na aquisição de dados de reservatórios e o uso de contratos integrados. Também em 2023, nossa média de Duração da Construção de Poços *Offshore* (tempo total para perfuração e completação) foi de 90 dias/poço, representando uma redução de 17% em comparação com 2022. Em termos de desempenho de Custo na Construção de Poços, em 2023, tivemos uma redução de 4% em comparação com 2022, devido às durações mais curtas, embora equilibradas pelo aumento das taxas de recursos (pressões inflacionárias). Desde 2021, alcançamos uma redução de 8% na Duração Média de Construção de Poços, mantendo os mesmos níveis médios de custos. Especificamente em projetos pós-sal, alcançamos uma redução de 18% na duração média, em comparação com 2021.

Além disso, reduzimos os Custos de Conexão de Poços na área do pré-sal da Bacia de Santos em quase 3% em média por ano nos últimos três anos. Em 2023, nossa performance foi no mesmo nível do ano anterior.

No que diz respeito à integridade dos sistemas submarinos, fizemos progressos no desenvolvimento e aplicação de novas ferramentas para inspeção, resultando em maior confiabilidade e disponibilidade de equipamentos, dutos e outros componentes, especialmente aqueles componentes submarinos expostos a eventos de corrosão. Em 2023, reduzimos as perdas de produção devido à corrosão sob tensão induzida por CO<sub>2</sub> (SCC-CO<sub>2</sub>) em sistemas submarinos em 80% em comparação com a previsão, por meio de campanhas de inspeção em dutos flexíveis e engenharia para a extensão da vida útil. Continuamos a implementar iniciativas, como a expansão da base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e dutos flexíveis imunes aos efeitos da corrosão.

Os indicadores-chave de desempenho (KPIs) de poços e sistemas submarinos são utilizados como insumos para a análise crítica do desempenho operacional das intervenções e para a avaliação estratégica do desempenho do negócio.

Quanto às plataformas, o *All Electric Design* foi concluído em 2022 para os FPSOs do pré-sal, visando maior eficiência e menor emissão de GEE, representando a nova geração de nossos FPSOs. Para essas unidades, a capacidade de produção de petróleo é de 225 mil barris por dia e de 353,9 milhões de pés cúbicos por dia de gás. As licitações dos FPSOs Sépia 2 e Atapu 2 incorporam o *All Electric Design*, e o processo de contratação será finalizado no primeiro semestre de 2024.

Investimos em soluções tecnológicas combinadas com a transição para uma economia global de baixo carbono, com foco na redução das emissões de gases de efeito estufa.

## SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA REDUZIR AS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO\*



Nos últimos três anos, instalamos sete sistemas principais, principalmente na área do pré-sal da Bacia de Santos. Em 2023, iniciamos a operação do FPSO Anna Nery, localizado nos campos de Marlim e Voador, o FPSO Almirante Barroso, localizado no campo de Búzios, o FPSO Anita Garibaldi, também localizado nos campos de Marlim e Voador, e o FPSO Sepetiba, no campo de Mero. Esses sete novos sistemas adicionaram 42 novos poços (27 produtores e 15 injetores) aos nossos sistemas de produção.

Em 2024, esperamos instalar o FPSO Marechal Duque de Caxias no campo de Mero. Temos a expectativa de instalar 14 novos FPSOs nos próximos cinco anos.

Em janeiro de 2023, a plataforma Guanabara alcançou sua capacidade máxima de produção, atingindo a marca de 180 mil barris por dia, cerca de oito meses após o início de operação da unidade. O FPSO Guanabara alcançou esse resultado com quatro poços produtores e três poços injetores de gás. Em outubro, o FPSO Almirante Barroso também alcançou sua capacidade máxima de produção, em menos de cinco meses após o início da operação, atingindo a marca de 150 mil barris por dia. A plataforma Almirante Barroso alcançou esse resultado com três poços produtores e dois injetores de gás. Em novembro, a plataforma P-71 atingiu sua capacidade máxima de produção, com a marca de 150 mil barris por dia, com quatro poços produtores e um injetor de gás. A P-71 alcançou essa marca cerca de 11 meses após o início da operação.

Em 2023, nossas plataformas produtoras tiveram uma produção diária de 2,24 milhões de barris de petróleo e 3,04 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontando o volume liquefeito). Em 2023, possuíamos 30 plataformas produtoras *offshore* e arrendamos 19. Além dessas plataformas *offshore*, existem 3 unidades de armazenamento e transferência e cinco unidades de apoio, totalizando 57 plataformas ativas.

**SISTEMAS INSTALADOS NOS ÚLTIMOS 5 ANOS**

Entrada em operação (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Lâmina d'água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
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
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	211,9	2.288	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Berbigão	Petrobras 68	150.000	211,9	2.280	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios	Petrobras 77	150.000	247,2	1.980	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2019	Santos	Búzios	Petrobras 76	150.000	247,2	2.025	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Petrobras 67	150.000	211,9	2.130	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO



**PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS ATÉ 2028**

Entrada em operação (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de produção de petróleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Lâmina d'água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
Previsto 2024	Santos	Mero 3	Marechal Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
Previsto 2025	Campos	Parque das Baleias	Maria Quitéria	100.000	176,6	1.385	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 7	Almirante Tamandaré	225.000	423,8	1.900	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 6	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero 4	Alexandre de Gusmão	180.000	423,8	1.890	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
Previsto 2026	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.700	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 9	Petrobras 80	225.000	423,8	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
Previsto 2027	Santos	Búzios 10	Petrobras 82	225.000	423,8	1.895	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 11	Petrobras 83	225.000	423,8	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Albacora	A definir	120.000	211,9	700	Concessão	Pré-sal	FPSO
Previsto 2028	Campos	BM-C-33	A definir	126.000	565,0	2.750	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Barracuda e Caratinga	A definir	100.000	211,9	1.100	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Sergipe Águas Profundas	SEAP 1	A definir	120.000	353,1	2.510	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Sergipe Águas Profundas	SEAP 2	A definir	120.000	423,8	2.510	Concessão	Pós-sal	FPSO



## Descomissionamento

O descomissionamento de sistemas de exploração e produção de petróleo e gás é uma parte essencial do ciclo de produção da indústria de petróleo e gás e inclui várias atividades, como a alienação da plataforma e do sistema submarino e o fechamento e abandono de poços.

Uma vez confirmada a necessidade de descomissionamento, planejamos de acordo com os requisitos legais aplicáveis, incluindo regulamentações ambientais, e consideramos estudos e diretrizes sobre as melhores práticas da indústria de petróleo e gás em todo o mundo. Portanto, seguimos rigorosos padrões de segurança e analisamos alternativas de projetos com base em critérios multidisciplinares (ambientais, técnicos, de segurança, sociais e econômicos) durante o processo de planejamento, o que nos permite selecionar a alternativa de descomissionamento que gera menos impacto. Este plano de descomissionamento é aprovado pelos órgãos reguladores antes da implementação.

Em 2023, concluímos os primeiros leilões para a venda das plataformas P-32 e P-33, ambas da Bacia de Campos, considerando nosso novo modelo para o destino sustentável de embarcações. Esses processos de venda estipularam diversos critérios técnicos e requisitos para os licitantes, com o objetivo de garantir que as atividades de reciclagem e a disposição final de resíduos metálicos ocorram de acordo com as melhores práticas de ESG na indústria em todo o mundo. Os estaleiros também foram obrigados a possuir uma licença de operação que incluía explicitamente atividades de desmantelamento e uma capacidade instalada para o armazenamento temporário e manuseio de materiais, com um plano de contingência e emergência, além de seguir as melhores práticas em segurança ocupacional.

Monitoraremos a execução dos planos para garantir o cumprimento dos critérios técnicos mencionados, durante todo o processo de reciclagem.

Em relação ao abandono de poços, em 2023, executamos com sucesso 26 abandonos de poços, incluindo tanto suspensões temporárias quanto abandonos permanentes. Continuamos a obter resultados significativos em 2023 que nos permitiram alcançar um novo marco de desempenho em campanhas em águas profundas, com uma redução de 12% nas durações e uma redução de 33% nos custos em comparação com os níveis de 2019, período anterior à implementação de um programa estratégico destinado a reduzir a duração e o custo dos abandonos. Utilizamos a tecnologia de bismuto como componente de barreira temporária pela primeira vez na empresa, resultando em uma redução nos custos durante a operação. Além disso, foram assinados contratos de P&D para promover a inovação por meio de tecnologias de tubulação para campanhas futuras.

Os KPIs de abandono de poços são utilizados como insumos para análise crítica do desempenho operacional das intervenções e para a avaliação estratégica do desempenho do negócio.

## Recursos Críticos na Exploração e Produção

Buscamos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos necessários para atender nossas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, navios de suprimento e helicópteros são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenados centralmente para garantir tanto as especificações técnicas quanto o prazo adequado.

Desde 2008, crescemos de três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés) para 24 plataformas com essa capacidade até 31 de dezembro de 2023. Continuaremos a avaliar nossas demandas por sondas de perfuração e embarcações especiais e pretendemos ajustar o tamanho de nossa frota conforme necessário.

**SONDAS DE PERFURAÇÃO EM USO PELA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO ATÉ 31 DE DEZEMBRO DE 2023 <sup>(1)</sup>**

	2023		2022		2021	
	Afretada	Própria	Afretada	Própria	Afretada	Própria
<b>Brasil</b>	<b>27</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>18</b>	<b>0</b>
<i>Onshore</i>	2 <sup>(2)</sup>	0	1 <sup>(2)</sup>	0	0	0
<i>Offshore, por lâmina d'água</i>	25	0	19	0	18	0
Sondas autoelevatórias	0	0	0	0	0	0
Sondas flutuantes	25	0	19	0	18	0
500 a 999 metros de lâmina d'água	1	0	1	0	1	0
1.000 a 1.999 metros de lâmina d'água	0	0	0	0	0	0
2.000 a 3.200 metros de lâmina d'água	24	0	18	0	17	0
<b>Exterior</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>Onshore</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Offshore</i>	0	0	0	0	0	0
<b>Ao redor do mundo</b>	<b>27</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>18</b>	<b>0</b>

(1) Em campos operados.

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

Para alcançar nossos objetivos de produção, também garantimos uma série de embarcações especializadas (como PLSVs) para conectar poços aos sistemas de produção. Até 31 de dezembro de 2023, tínhamos 15 PLSVs em uso. Da mesma forma que as sondas, pretendemos ajustar o tamanho de nossa frota conforme necessário.

O fornecimento de bens e o transporte de pessoas também são importantes para alcançar nossos objetivos de exploração e produção. Pelo mar, transportamos materiais e produtos químicos. Pelo ar, transportamos nossos ativos mais importantes: as pessoas. Tanto materiais quanto pessoas são transportados diariamente para que a exploração e produção de petróleo e gás sejam realizadas da maneira mais contínua possível, mantendo a qualidade e o nível de serviços.

Em 2023, entregamos mais de 2,6 milhões de toneladas de materiais e transportamos mais de 912.000 passageiros para nossas plataformas em toda a costa brasileira. Para alcançar esses resultados, também temos um número seguro de embarcações de abastecimento (como Embarcações de Abastecimento de Plataforma ou "PSV") e helicópteros. Em 31 de dezembro de 2023, tínhamos 84 PSV e 79 helicópteros, e ambas as nossas frotas eram suficientes para atender às nossas necessidades.



## Campo de Mero

### Bloco de Libra e Campo de Mero

O campo de Mero está localizado nas águas ultraprofundas do Campo de Santos (lâmina d'água de 2.100 metros), a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro e dentro da província do pré-sal brasileiro. Possui um reservatório de alta produtividade preenchido com um grande volume de petróleo de alta qualidade. Trata-se de um reservatório espesso (as colunas de óleo alcançam 420 metros), com alta produtividade e preenchido com um grande volume de petróleo de alta qualidade (29° API). Além disso, os desafios associados ao desenvolvimento do projeto também são notáveis, considerando a alta relação gás/óleo (420 std m<sup>3</sup>/std m<sup>3</sup>) e teor de CO<sub>2</sub> no gás associado (44%).

Em 2013, o consórcio que formamos com a Shell, TotalEnergies, CNODC e CNOOC Limited ganhou a licitação para explorar e desenvolver o bloco de Libra por 35 anos. O consórcio também conta com a participação da empresa estatal Pré-Sal Petróleo - PPSA, que atua como gestora do contrato. Em 30 de novembro de 2017, anunciamos a apresentação da Declaração de Comercialidade em relação às acumulações de petróleo na porção noroeste do bloco de Libra, subsequentemente nomeada Mero.

Em 9 de dezembro de 2021, a ANP aprovou o AIP da acumulação de Mero. O AIP ocorre quando os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentado pela ANP. O acordo entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022.

Nos termos do AIP, a Jazida Compartilhada de Mero compreende duas áreas, a saber (1) a área do campo de Mero (conforme definido no Contrato de Partilha de Produção do consórcio LIBRA-P1), representando 96,50% do reservatório e (2) a área adjacente (governo federal brasileiro, representado pela PPSA), representando 3,50% do reservatório.

O acordo estabelece as participações de cada parte e as regras de execução conjunta para as operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada. As participações de cada parte na Jazida Compartilhada de Mero foram então atualizadas da seguinte forma: Petrobras com 38,60% de participação, Shell com 19,30% de participação, TotalEnergies com 19,30% de participação, CNODC com 9,65% de participação, CNOOC Limited com 9,65% de participação e PPSA, representando o Governo Brasileiro, com 3,50% de participação.

### Desenvolvimento do Projeto

O início da produção (primeiro óleo) teve início em 2017, como parte da primeira campanha do Sistema de Produção Antecipada ("SPA"), utilizando dois poços (um produtor e um injetor) e a unidade afretada FPSO Pioneiro de Libra, que tem uma capacidade de 50 mil barris por dia de petróleo e quatro milhões de metros cúbicos por dia de gás.

O primeiro SPA operou na região de Mero 2 até julho de 2021. Em dezembro de 2021, um segundo SPA começou na área de Mero 4, com o FPSO Pioneiro de Libra e dois outros poços desta área (um produtor e um injetor). Esta operação ainda está em andamento.

Até 31 de dezembro de 2023, os SPAs combinados já produziram uma produção acumulada de 71 milhões de barris de petróleo, com um pico de 55 mil barris por dia a partir de um único poço em cada momento. Além disso, mais de 4,7 bilhões de metros cúbicos de gás associado foram produzidos, dos quais 9% foram consumidos para geração de energia pelo FPSO, e 88% foram reinjetados no reservatório juntamente com quase 1,9 bilhões de m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub>.



O arranjo de produção para o campo de Mero compreende o FPSO Guanabara e o FPSO Sepetiba, que já estão operacionais, bem como as unidades futuras FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Alexandre de Gusmão (ambas em construção). Cada FPSO (todas unidades afretadas) terá capacidade para processar até 180 mil barris por dia e 12 milhões de metros cúbicos de gás diariamente.

O FPSO Guanabara começou a operar em abril de 2022, e o FPSO Sepetiba em dezembro de 2023. Conforme nosso Plano Estratégico, espera-se que o FPSO Marechal Duque de Caxias comece a operar em 2024 e o FPSO Alexandre de Gusmão em 2025.

A estimativa atual para o campo de Mero é um retorno de mais de três bilhões de barris de recuperação de petróleo até 2048, com um pico de produção anual de 600 mil barris por dia em 2028.

### **Produção do FPSO Guanabara**

Em abril de 2022, iniciamos a produção de petróleo e gás natural por meio das operações do FPSO Guanabara, o primeiro sistema de produção definitivo instalado no campo de Mero, produzindo petróleo e gás natural da área de Mero 1.

A unidade FPSO Guanabara foi construída e operada pela Modec. Está equipada com sistemas de reinjeção de gás, nos quais a produção de gás com teor de CO<sub>2</sub> de 45%, após o autoconsumo no FPSO, é totalmente reinjetada no reservatório para manter a pressão e melhorar a recuperação de petróleo, além de reduzir a liberação de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

De abril a dezembro de 2022, oito meses após o início das operações, o FPSO Guanabara alcançou a capacidade nominal da plataforma para produção de petróleo (180 mil barris por dia). Além disso, até 31 de dezembro de 2023, a unidade já produziu uma produção acumulada de 80 milhões de barris de petróleo, com uma produção de 5,1 bilhões de metros cúbicos de gás, dos quais 7,7% foram consumidos para geração de energia do FPSO, e 91% foram reinjetados no reservatório, juntamente com 1,9 bilhão de toneladas de metros cúbicos de CO<sub>2</sub>.

Até dezembro de 2023, o FPSO está conectado a 5 poços produtores e 6 poços injetores. Um poço produtor e um poço injetor estão preparados para serem conectados e iniciar operações, concluindo assim a primeira fase de desenvolvimento de produção deste módulo.

### **Produção do FPSO Sepetiba**

Em dezembro de 2023, começamos a produzir petróleo e gás natural operando o FPSO Sepetiba, o segundo sistema de produção definitivo instalado no campo de Mero, que produz petróleo e gás natural na área do campo Mero 2.

O FPSO Sepetiba foi construído e é operado pela SBM. Assim como o FPSO Guanabara (mencionado anteriormente), o FPSO Sepetiba está equipado com sistemas de reinjeção de gás semelhantes, nos quais a produção de gás com teor de CO<sub>2</sub> de 45%, após autoconsumo no FPSO, é totalmente reinjetada no reservatório para manter a pressão, aprimorar a recuperação de petróleo e reduzir a liberação de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

### **Novas tecnologias em Libra**

#### **HISEP™**

O HISEP™ é uma tecnologia de separação submarina que separa, no leito marinho, gás com alto teor de CO<sub>2</sub> sob alta pressão, seguido pela reinjeção direta dessa corrente separada no reservatório usando bombas centrífugas. O HISEP™ desafoga a planta de processamento de gás no *topside* e estende o patamar de produção de petróleo, reduzindo a relação gás-óleo ("GOR") do petróleo que chega ao FPSO.

Portanto, o HISEP™ tem o potencial de acelerar a produção de petróleo, aumentar o fator de recuperação e reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Ele foi desenvolvido em um ambiente colaborativo e integrado que reúne grandes empresas petrolíferas, incluindo o engajamento de fornecedores de mercado renomados e experientes para implementar a solução e gerar valor para o campo de Mero e para a indústria de petróleo e gás. Portanto, um extenso programa de mitigação de riscos foi realizado nos últimos cinco anos para aumentar o nível de maturidade da solução HISEP™.

Em 2023, parte do projeto de mitigação de riscos foi premiada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) do Brasil com o Prêmio de Inovação Tecnológica na categoria de projeto submarino.

A primeira tecnologia HISEP™ para qualificação tem previsão de ser instalada na área de Mero 3 em 2028, vinculada ao FPSO Marechal Duque de Caxias. O contrato EPCI específico para o HISEP™ foi assinado em janeiro de 2024.

### CTV

O Navio de Transferência de Carga (*Cargo Transfer Vessel*, ou CTV, na sigla em inglês) é uma nova tecnologia de transbordo de petróleo que foi qualificada no segundo semestre de 2023 por meio de um extenso programa de testes de campo na Bacia de Santos. O conceito torna possível a realização de operações de transferência de petróleo do FPSO diretamente para petroleiros convencionais com níveis de segurança compatíveis com as operações com um Navio Aliviador com Posicionamento Dinâmico (*Dynamic Positioning Shuttle Tanker*, ou DPST, na sigla em inglês), normalmente usado durante o processo de transbordo. Ao eliminar etapas na logística convencional, a solução CTV permite uma estratégia logística mais direta e flexível em cenários de exportação de petróleo. Portanto, a tecnologia contribuirá para a redução futura de custos, menores emissões de gases de efeito estufa, um tempo mais curto para chegar ao mercado e impactos positivos nos indicadores de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS).

### PRM

O Sistema de Monitoramento Sísmico Permanente (*Seismic Permanent Reservoir Monitoring*, ou PRM, na sigla em inglês) é uma tecnologia que fornecerá um conhecimento mais profundo sobre a distribuição de fluidos no reservatório por meio da aquisição de dados. Dessa forma, também permitirá uma maior eficiência na produção de petróleo no campo de Mero.

O PRM em Mero apresenta características sem precedentes no Brasil, considerando a profundidade da água, uma grande área de aplicação (aproximadamente 200 km<sup>2</sup>) e a alta complexidade para instalação devido a muitos obstáculos submarinos (infraestrutura de projetos). Ele incorpora tecnologias sísmicas 4D de ponta, nas quais registros sísmicos obtidos em diferentes datas são usados para monitorar o comportamento dos reservatórios ao longo do tempo.

De acordo com nosso Plano Estratégico, o sistema será instalado em duas fases. A primeira fase em 2025, cobrindo Mero 1 e Mero 2, e uma segunda fase em 2026 para cobrir os dois módulos restantes do campo. Ele compreende uma rede de fibras ópticas que será conectada ao FPSO Sepetiba e aos nossos escritórios. Isso permitirá acesso remoto e instantâneo aos dados gerados pelo sistema de monitoramento.

## Produção

Em 2023, nossa produção total de petróleo e gás, incluindo LGN, foi de 2.782 mil barris de óleo equivalentes por dia (mboed), dos quais 2.748 mboed foram produzidos no Brasil e 35 mboed foram produzidos no exterior, um aumento de 4% em comparação com 2022. Essa queda na produção foi devida a desinvestimentos, descomissionamento e declínio natural da produção.

Nosso desempenho operacional de 2023 foi parcialmente impulsionado pelo *ramp-up* dos novos sistemas de produção nos campos de Itapu e Mero.

Nossa produção na camada pré-sal alcançou 1.806 mil barris por dia (mbl/d) em 2023, representando um aumento de 10% em relação à nossa produção em 2022. Em 2023, a produção de petróleo na camada pré-sal representou 81% de toda a produção de petróleo no Brasil, em comparação com 76% em 2022.

### PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	2023	2022	2021	2023 vs 2022
<b>Petróleo bruto e gás natural - Brasil (mboed)</b>	<b>2.748</b>	<b>2.648</b>	<b>2.732</b>	<b>4%</b>
Onshore (mbl/d)	41	66	89	-39%
Águas rasas (mbl/d)	3	7	9	-60%
Águas profundas e ultraprofundas do pós-sal (mbl/d)	382	434	496	-12%
Pré-sal (mbl/d)	1.806	1.635	1.616	+10%
<b>Petróleo bruto (mbl/d)<sup>(1)</sup></b>	<b>2.231</b>	<b>2.142</b>	<b>2.211</b>	<b>+4%</b>
<b>Gás natural (mboed)</b>	<b>516</b>	<b>505</b>	<b>521</b>	<b>+2%</b>
<b>Petróleo bruto e gás natural - Exterior<sup>(2)</sup> (mboed)</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>42</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.782</b>	<b>2.684</b>	<b>2.774</b>	<b>+4%</b>

(1) Incluindo LGN.

(2) Inclui a produção proporcional de nossos investimentos pelo método da equivalência patrimonial, com base na porcentagem de nossa participação nessas entidades.

A produção de petróleo no pré-sal diminuiu em 10%, refletindo a ampliação dos novos sistemas de produção nos campos de Búzios e Mero. A área do pré-sal compreende grandes acumulações de petróleo leve de excelente qualidade e alto valor comercial. A produção de petróleo pós-sal em águas profundas e ultraprofundas diminuiu 12% devido a desinvestimentos, descomissionamento e declínio natural da produção.

A produção de petróleo em águas rasas diminuiu em 60%, para 3 mil barris por dia (mbl/d), devido a desinvestimentos, descomissionamento e declínio natural da produção. A produção de petróleo em terra diminuiu 39%, para 41 mbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamento e declínio natural da produção.

Produzimos 86,1 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d) de gás em 2023. Deste volume, utilizamos 53,8 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d) em nossos processos de produção (reinação, queima, consumo, liquefação) e alocamos 32,3 milhões de metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d) para venda.



## Alcance da Meta de Produção de 2023

Alcançamos nossas metas de produção para 2023, estabelecidas no Plano Estratégico 2023-2027.

### METAS DE PRODUÇÃO PARA 2023 (mmboed)

Produção	Realizado	Meta
Petróleo e LGN	2,2	2,2 $\pm$ 2%
Petróleo, LGN e gás comercial	2,4	2,4 $\pm$ 2%
Produção total de Petróleo e Gás	2,8	2,8 $\pm$ 2%

Esse resultado demonstra nosso compromisso em alcançar nossas metas, as quais foram atingidas ao manter o foco de nossas atividades em ativos de águas profundas e ultraprofundas.

## Custo de Extração

Em 2023, nosso custo de extração (Brasil e nossos negócios fora do Brasil), sem a participação governamental ou afretamentos, foi de US\$5,6 por boe, o que representa uma redução de -3% em relação ao custo de US\$5,8 por boe em 2022. Incluindo afretamentos, nosso custo de extração em 2023 foi de US\$7,6 por boe, o que representa um aumento de 2% em relação ao custo de US\$7,4 por boe em 2022.



## Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos

A participação dos membros do consórcio em quaisquer campos mencionados refere-se exclusivamente à participação desses membros no contrato relacionado a tal campo. Em determinadas ocasiões, alguns desses campos estão sujeitos a AIPs, resultando em jazidas compartilhadas entre diferentes campos. Nos AIPs, os custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes envolvidas.

Abaixo estão os campos mais relevantes sujeitos aos AIPs dos quais somos parte. Esta lista não é exaustiva e outros campos não mencionados abaixo também podem estar sujeitos a AIPs.

### TUPI

O AIP da Jazida Compartilhada de Tupi, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em março de 2019 e está em vigor desde abril de 2019.

A Jazida Compartilhada compreende o reservatório da Tupi e é compartilhada entre:

- 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
- Tupi Leste (Área Não-Contratada), que pertence ao governo federal brasileiro, representado pela PPSA.

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

As participações de cada contrato na Jazida Compartilhada de Tupi (AIP de Tupi) são as seguintes:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Tupi (Contrato de Concessão / BM-S-11)	92,09
Sul de Tupi (Cessão Onerosa)	7,36
Tupi Leste (Área Não-Contratada)	0,55

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

Parceiro	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	67,22
Shell	23,02
Galp	9,21
PPSA <sup>(1)</sup>	0,55

(1) Parte de Tupi Leste (Área Não-Contratada) com 0,55%.

## MERO

O AIP do acúmulo de Mero, localizado na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em dezembro de 2021 e está em vigor desde janeiro de 2022.

A Jazida Compartilhada de Mero compreende:

- Mero (Contrato de Partilha de Produção/Libra): operado por nós com uma participação de 40% em parceria com a Shell (20% de participação), TotalEnergies (20% de participação), CNODC (10% de participação), CNOOC (10% de participação); e
- Sul de Mero e Norte de Mero (áreas não-contratadas), que pertencem ao governo federal brasileiro, representado pela PPSA.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Mero (AIP de Mero) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Mero (Contrato de Partilha de Produção / Libra)	96,50
Sul de Mero e Norte de Mero (área não-contratadas)	3,50

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

Parceiro	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	38,60
Shell	19,30
TotalEnergies	19,30
CNODC	9,65
CNOOC	9,65
PPSA <sup>(1)</sup>	3,50

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção de Mero e parte de Sul de Mero e Norte de Mero (Áreas Não-Contratadas) com 3,50% de participação.

### ATAPU

A ANP aprovou o AIP das acumulações de Atapu, localizadas na Bacia de Santos, e ele está em vigor desde setembro de 2019. A ANP aprovou um aditivo em abril de 2022, para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A Jazida Compartilhada de Atapu compreende:

- Oeste de Atapu (Contrato de Concessão / BM-S-11A), operado por nós com uma participação de 42,5%, em parceria com a Shell, com uma participação de 25%, TotalEnergies, com uma participação de 22,5%, e Galp, com uma participação de 10%;
- Atapu ECO (Excedente de Cessão Onerosa), operado por nós com uma participação de 52,5%, em parceria com a Shell (25% de participação) e TotalEnergies (22,5% de participação);
- Atapu (Cessão Onerosa), operado por nós, e onde detemos 100% de participação; e
- Norte de Atapu (Área Não-Contratada), que pertence ao governo federal brasileiro, representado pela PPSA.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Atapu (AIP de Atapu) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Oeste de Atapu (Contrato de Concessão / BM-S-11A)	17,03
Atapu (Cessão Onerosa)	32,40
Atapu ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	49,62
Norte de Atapu (Área Não-Contratada)	0,95

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

Parceiro	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	65,69
Shell	16,66
TotalEnergies	15,00
Galp	1,70
PPSA <sup>(1)</sup>	0,95

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção de Atapu ECO e parte de Norte de Atapu (áreas não-contratadas) com 0,95% de participação.

## SÉPIA

O AIP das acumulações da Sépia, localizadas na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP e está em vigor desde setembro de 2019. Uma emenda foi aprovada pela ANP em abril de 2022 para incluir o Contrato de Partilha de Produção.

A Jazida Compartilhada da Sépia compreende:

- Contrato de concessão de Sépia Leste (Contrato de Concessão/BM-S-24), operado por nós (80% de participação), em parceria com a Galp (20% de participação); e
- Sépia ECO (Excedente de Cessão Onerosa), operado por nós (30% de participação), em parceria com a TotalEnergies (28% de participação), Petronas (21% de participação) e QP Brasil (21% de participação); e
- Sépia (Acordo de Cessão Onerosa), operado por nós (onde detemos 100% de participação).

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Sépia (AIP de Sépia) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Sépia Leste (Contrato de Concessão)	12,07
Sépia ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	60,41
Sépia (Acordo de Cessão Onerosa)	27,52

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

Parceiro <sup>(1)</sup>	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	55,30
TotalEnergies	16,91
Petronas	12,69
QP Brasil	12,69
Galp	2,41

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção de Sépia ECO.

## BÚZIOS E TAMBUATÁ

A Jazida Compartilhada de Búzios compreende:

- Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500), operado por nós com uma participação de 100%.
- Búzios (Cessão Onerosa), operado por nós com uma participação de 100%.
- Em relação ao Búzios ECO (Excedente de Cessão Onerosa), em novembro de 2019, nós, em parceria com a CNODC e a CNOOC, obtivemos os direitos para explorar os volumes excedentes do campo de Búzios. O Regime de Partilha de Produção em Búzios tornou-se efetivo em setembro de 2021. Em 2022, transferimos 5% de nossa participação no Excedente de Cessão Onerosa para a CNOOC. Essa transação foi efetiva a partir de 1º de dezembro de 2022. Nossa participação no Búzios ECO é de 85%, a participação da CNOOC é de 10% e a participação da CNODC é de 5%.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Búzios é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Búzios (Cessão Onerosa)	25,95
Búzios ECO (Excedente de Cessão Onerosa ou ToR)	73,41
Tambuatá (Contrato de Concessão / BS-500)	0,64

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

Parceiro <sup>(1)</sup>	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	88,9891
CNOOC	7,3406
CNODC	3,6703

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção do Búzios ECO.

O acordo de unitização foi submetido à ANP e está aguardando aprovação.

## TARTARUGA MESTIÇA, TARTARUGA VERDE E ESPADARTE MÓDULO III

O contrato de concessão BM-C-36 possui dois reservatórios produtores: o reservatório de Tartaruga Verde, que está totalmente contido dentro dos limites do *ring fence*, e o reservatório de Tartaruga Mestiça, que ultrapassa os limites do *ring fence*.

O AIP da Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça foi assinado entre nós e a PPSA e está em vigor desde março de 2018. Adquirimos totalmente a área dos limites da concessão BM-C-36 em setembro de 2018 através do bloco denominado Sudoeste de Tartaruga Verde (Contrato de Partilha de Produção).

Em dezembro de 2019, atribuímos à Petronas 50% de nossa participação nos Campos de Tartaruga Verde (BM-C-36) e no Módulo III de Espadarte. Também estabelecemos um consórcio com a Petronas, nos termos do qual realizamos atividades de operador nas operações mencionadas. O



Campo de Tartaruga Verde Sudoeste, sob o Contrato de Partilha de Produção, permaneceu inteiramente conosco.

Em janeiro de 2021, a ANP aprovou uma emenda ao AIP.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Tartaruga Verde (Contrato de Concessão / BM-C-36)	82,19
Tartaruga Verde Sudoeste (Contrato de Partilha de Produção)	17,81

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

Parceiro <sup>(1)</sup>	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	58,905%
Petronas	41,095%

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção do Tartaruga Verde Sudoeste.

A participação de cada parte nos reservatórios de Tartaruga Verde e Espadarte Módulo III são:

Parceiro	Participação (em %) de cada parte na Jazida
Petrobras (operador)	50%
Petronas	50%

## SAPINHOÁ

Em 2000, nós, YPF Brasil Ltda (YPF) e BG E&P Brasil LTDA (BG), celebramos um acordo para criar o consórcio BM-S-9, e o contrato de concessão BM-S-9 foi assinado em setembro de 2000. As participações da YPF e da BG foram posteriormente adquiridas pela Repsol e pela Shell, respectivamente. Nós operamos Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09), com uma participação de 45%, em parceria com a Shell (30% de participação) e a Repsol (25% de participação).

Em outubro de 2017, o mesmo consórcio adquiriu os direitos para produzir na área estendida do Entorno de Sapinhoá (composta por Sudoeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Nordeste de Sapinhoá). O Contrato de Partilha de Produção relacionado a essa área foi assinado em janeiro de 2018.

A ANP aprovou o AIP da Jazida Compartilhada de Sapinhoá, localizada na Bacia de Santos, que está em vigor desde março de 2018, com as seguintes participações de cada contrato na Jazida Compartilhada de Sapinhoá:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Sapinhoá (Contrato de Concessão / BM-S-09)	96,30
Entorno de Sapinhoá (Contrato de Partilha de Produção)	3,70

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

Parceiro <sup>(1)</sup>	Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada
Petrobras (operador)	45,00
Shell	30,00
Repsol Sinopec	25,00

(1) A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção do Entorno de Sapinhoá.

### BRAVA

Nós firmamos um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições da Jazida Compartilhada de Brava, localizada na Bacia de Campos, que está em vigor desde outubro de 2019. A PPSA representou o governo federal brasileiro na área não contratada, enquanto nós detínhamos as áreas de concessão de Voador e Marlim.

Em maio de 2023, a ANP aprovou uma emenda ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava, por meio do qual adquirimos uma participação de 100% no Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Brava é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Marlim (Contrato de Concessão)	64,27
Voador (Contrato de Concessão)	33,40
Norte de Brava (Contrato de Partilha de Produção)	2,33

A Petrobras possui uma participação de 100% na Jazida Compartilhada de Brava. A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.

### ALBACORA PRÉ-SAL (FORNO)

Nós firmamos um AIP com a PPSA para estabelecer os termos e condições da Jazida Compartilhada de Albacora Pré-Sal (Forno), localizada na Bacia de Campos, que está em vigor desde janeiro de 2023. A PPSA representou o governo federal brasileiro na área não contratada, enquanto nós detínhamos a área de concessão de Albacora.

Em maio de 2023, a ANP aprovou uma emenda ao AIP para incluir o Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava, por meio do qual adquirimos uma participação de 100% no Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.



A participação de cada contrato na Jazida Compartilhada de Albacora Pré-sal (Forno) é a seguinte:

Contrato	Participação (em %) de cada Contrato na Jazida Compartilhada
Albacora (Contrato de Concessão)	98,33
Norte de Brava (Contrato de Compartilhamento de Produção)	1,67

A Petrobras possui uma participação de 100% no Jazida Compartilhada de Albacora Pré-Sal (Forno). A PPSA é a gestora do Contrato de Partilha de Produção do Norte de Brava.



## PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

Bacia	Campo	Principal fonte	Unidades de produção				Participação (em %) de cada parte na Jazida Compartilhada	Grau API	Teor de enxofre (% peso)	Produção de petróleo em 2023 (mbbl/d)
			Própria	Capacidade (mbbl/d)	Afretada	Capacidade (mbbl/d)				
Santos	Tupi	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%)	29,5 - 32	0,26 - 0,37	592
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	—	—	Petrobras (89%) CNOOC (7,3%) CNODC (3,7%)	28,4 - 28,8	0,31 - 0,33	552
Campos	Jubarte	Pré-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17,1 - 30,2	0,29 - 0,56	127
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%) Equinor (25%)	17,7 - 28,7	0,54 - 0,7	90
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17,6 - 25,5	0,52 - 0,73	78
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	29,7	0,36	78
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (65,69%) Shell (16,66%) TotalEnergies (15%) Galp (1,7%) PPSA (0,95%)	27,9	0,38	93
Santos	Sépia	Pré-sal	—	—	1	1 unidade com 180	Petrobras (55,3%), TotalEnergies (16,91%), Petronas (12,69%), QP Brasil (12,69%), Galp (2,41%)	27,3	0,4	90
Campos	Marlim Leste	Pós-sal	1	1 unidade com 180	1	1 unidade com 100	Petrobras (100%)	23,4 - 28,5	0,50 - 0,52	61
Santos	Mero	Pré-sal	—	—	5	4 unidades com 180 1 unidade com 150	Petrobras (40%) Shell (20%) Total (20%) CNODC (10%) CNOOC (10%)	29,1 - 29,7	0,30 - 0,31	71
Outros campos do pré e pós-sal										355
Em terra										41
Águas rasas										3
<b>TOTAL</b>										<b>2.231</b>



## PRODUÇÃO EM 2023



### Campo de Búzios

O campo de Búzios é um ativo altamente produtivo com reservas substanciais de petróleo leve, baixos custos de extração e baixas emissões. Ele demonstrou resiliência econômica mesmo em um cenário de baixo preço do petróleo. Até 31 de dezembro de 2023, o campo de Búzios alcançou uma produção acumulada total de 837 milhões de barris de óleo equivalente (mboe) sob o acordo de co-participação.

A composição da participação no projeto é detalhada em "Nossos Negócios - Produção - Jazidas compartilhadas: reservatórios entre diferentes campos". Mais abaixo nesta seção, por favor, consulte esse box para obter informações sobre as participações dos diferentes parceiros em Búzios.

Atualmente, existem cinco unidades operacionais em Búzios. A quinta unidade, FPSO Almirante Barroso, iniciou a produção em maio de 2023 e alcançou a plena produção em tempo recorde, produzindo 150 mil barris de petróleo por dia após cinco meses. O sexto sistema de produção para o campo, FPSO Almirante Tamandaré, é esperado para começar a produção em 2025.

Além disso, durante o período de 2021 e 2022, assinamos contratos de construção para cinco plataformas (P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83), que serão de nossa propriedade. A produção dessas plataformas está prevista para começar em diferentes anos: P-78 em 2025, P-79 e P-80 em 2026, e P-82 e P-83 em 2027.

Em outubro de 2023, a Jazida Compartilhada de Búzios alcançou um recorde de produção mensal de 653 mil barris de petróleo por dia (mboe/d), devido ao excelente desempenho operacional.

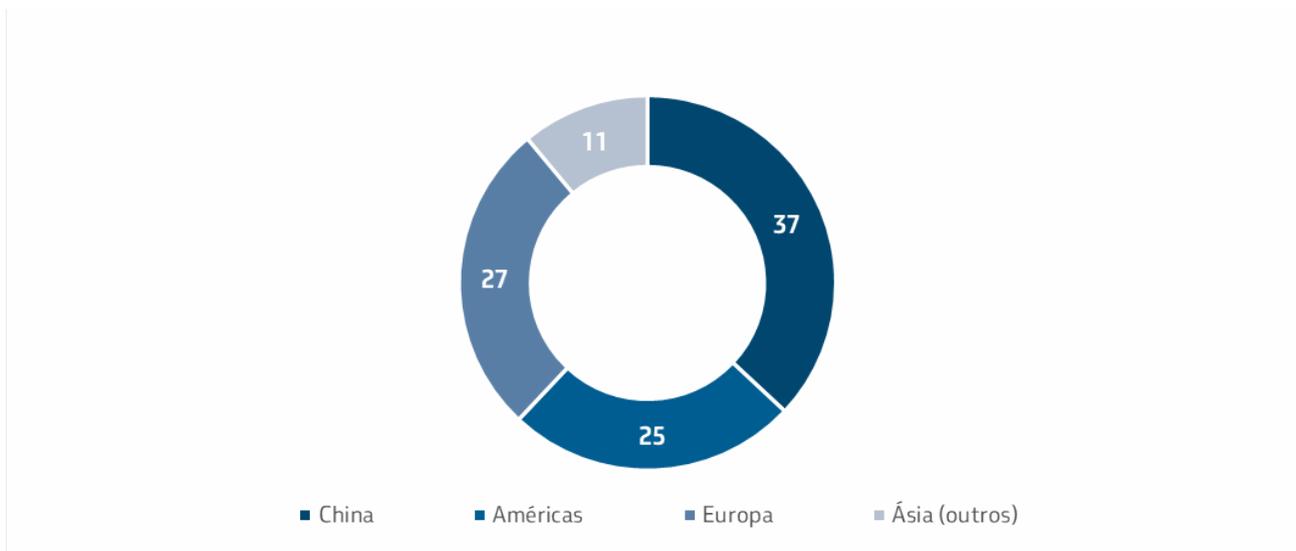
Para obter mais informações sobre nossa produção de petróleo bruto, gás natural, óleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2023, 2022 e 2021, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.



## Clientes e Concorrentes

Um dos nossos negócios mais representativos em termos de volume e rentabilidade é o petróleo bruto. Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e contratos de mercado *spot*, e em 2023, o volume de petróleo bruto comprometido por meio de contratos de longo prazo, com quantidade sujeita a acordo final sobre termos comerciais, foi de aproximadamente 445 mil barris por dia (mmbbl/d). Nosso portfólio doméstico e internacional inclui aproximadamente 70 clientes, como refinarias que processam ou processaram regularmente petróleos brasileiros, distribuídas pelas Américas, Europa e Ásia, incluindo a China.

### CLIENTES DE PETRÓLEO (% vol)



Em 2023, continuamos sendo um dos mais importantes exportadores de óleo combustível de baixo teor de enxofre no mundo, mesmo com uma participação crescente do grau de alto teor de enxofre em nosso portfólio. Nosso óleo combustível está disponível nos principais centros do mercado, como Singapura, Golfo Árabe, Mediterrâneo e Noroeste da Europa, costa oeste da África, Panamá, Caribe e China. Nossa lista de contrapartes consiste em grandes empresas, empresas comerciais e empresas de barcaças. Vendemos óleo combustível para aproximadamente 30 empresas diferentes este ano.

Na indústria de exploração e produção, lidamos com diversos concorrentes quando participamos de rodadas de licitação conduzidas pela ANP.

## Reservas



### Preparação das estimativas de reservas

Aplicamos as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reservas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual. De acordo com as regras, 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 antes do final do período de relato. Para o ano encerrado em 2021, os volumes de reservas não tradicionais, como óleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual de acordo com a regulamentação da SEC. Desde 2022, não tivemos mais essas quantidades devido à venda da Paraná Xisto S.A.

Estimamos as reservas com base em previsões de produção de campo, que dependem de uma variedade de informações técnicas, como levantamentos sísmicos, perfis e testes de poços, amostras de rochas e fluidos, e dados de geociências, engenharia e economia. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende principalmente da quantidade de dados geológicos e de engenharia confiáveis disponíveis no momento da estimativa e da interpretação desses dados. Nossas estimativas são feitas usando os dados e tecnologia mais confiáveis disponíveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas na indústria de petróleo e gás e as regras e regulamentos da SEC.

Assim, o processo de estimativa de reservas começa com uma avaliação inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os gerentes de reservas responsáveis pelos ativos de cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativas fornecem orientação para as estimativas de reservas em conformidade com os requisitos da SEC às equipes de ativos. Os gerentes gerais responsáveis pelas reservas dos ativos de nossas unidades de negócios no Brasil e os executivos das empresas fora do Brasil onde temos participação são responsáveis pelas estimativas regionais de reservas em conformidade com os requisitos da SEC. A equipe de reservas corporativas é responsável por consolidar nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados relacionados a reservas provadas de petróleo e gás, e outras informações relacionadas a reservas provadas de petróleo e gás. Nossas estimativas de reservas são aprovadas por nossa Diretoria Executiva, que então informa nosso Conselho de Administração sobre a aprovação. O principal responsável técnico pela supervisão da preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativas, que possui 21 anos de experiência na indústria de petróleo e gás e possui graduação em engenharia civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora, uma especialização em Engenharia de Petróleo pela Universidade Petrobras e um MBA em Gestão de Petróleo e Gás pela Fundação Getúlio Vargas.

A D&M conduziu uma avaliação de reservas de 97,0% de nossas reservas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural até 31 de dezembro de 2023 no Brasil. A quantidade de reservas revisadas pela D&M corresponde a 96,5% do total de nossas reservas provadas em todo o grupo, em termos de barris equivalentes. Para informações sobre a qualificação do principal responsável técnico da D&M responsável 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 são principalmente devido a diferentes pressupostos econômicos e à possibilidade de considerar como reservas os volumes esperados para serem produzidos além da data de expiração do contrato de concessão em campos no Brasil, de acordo com a regulamentação de reservas da ANP.

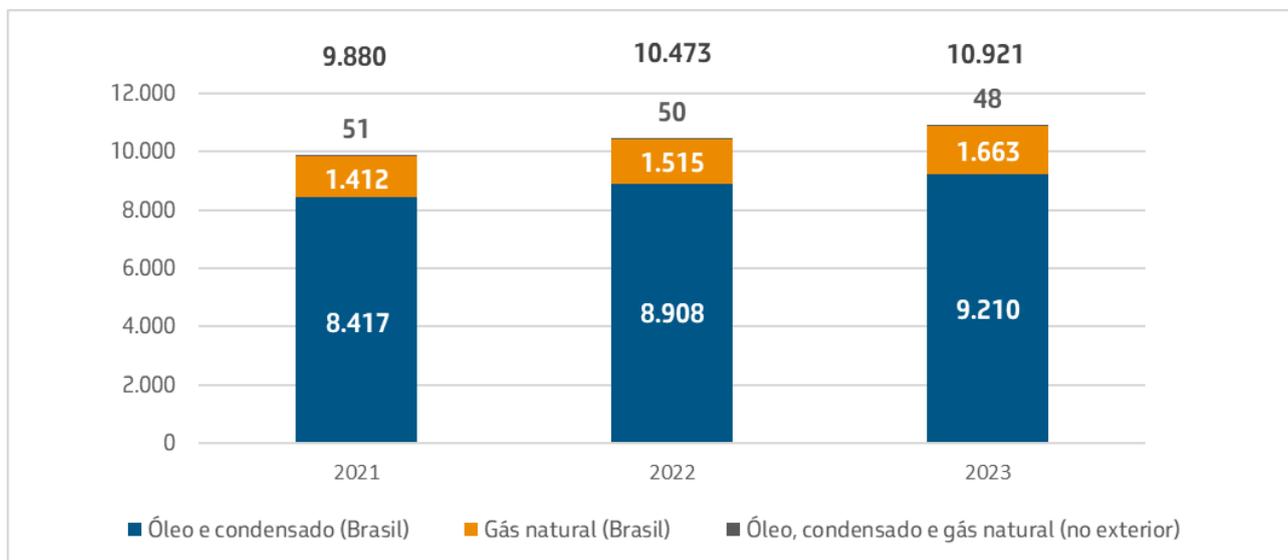


Descobrimos novas áreas por meio de atividades exploratórias. Essas áreas se tornam nossos campos após a declaração de comercialidade. Em seguida, preparamos um plano de desenvolvimento para cada campo. À medida que os projetos atingem maturidade adequada, reservas provadas podem ser relatadas.

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.

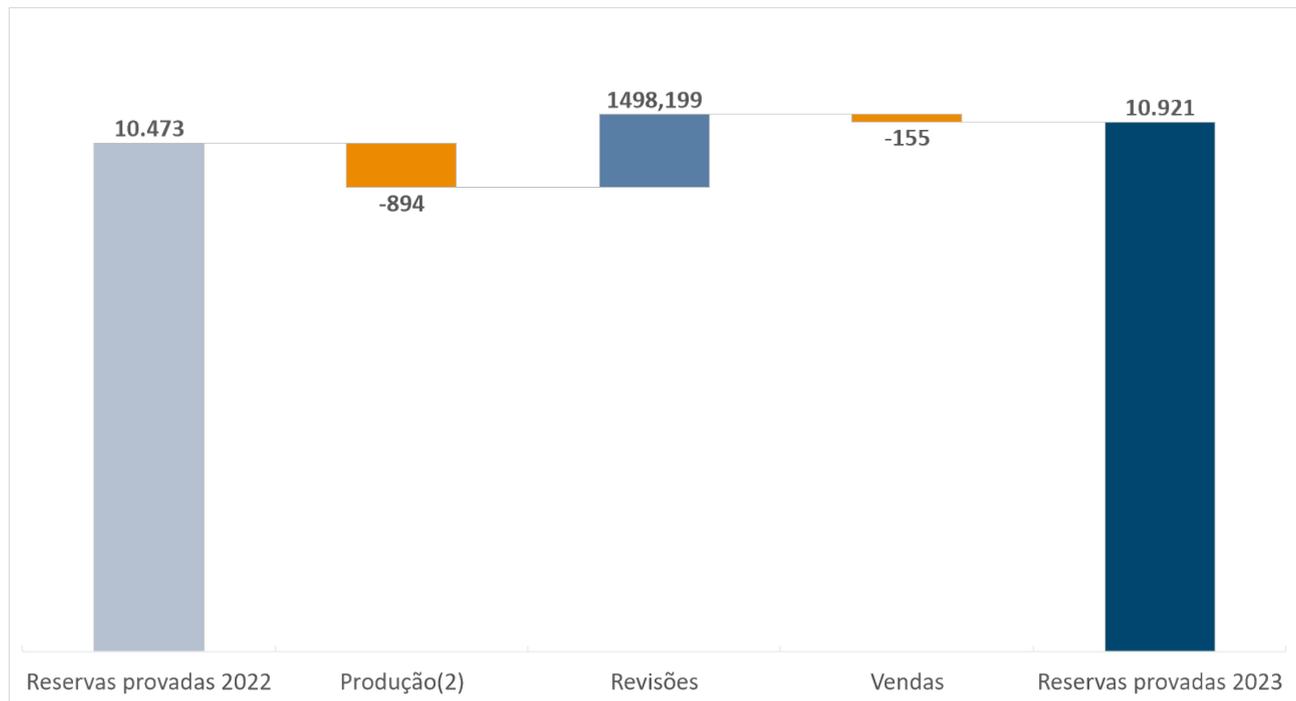
Nossas reservas provadas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2023 foram estimadas em 10.921 milhões de barris de óleo equivalente (boe). Esta estimativa inclui reservas relacionadas à nossa participação em investimentos pelo método da equivalência patrimonial, que representam 0,2% de nossas reservas.

#### RESERVAS PROVADAS <sup>(1)</sup> (milhões de boe)



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

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

**RESERVAS PROVADAS <sup>(1)</sup>** (milhões de boe)

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

(2) O volume de produção de 894 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Portanto, exclui LGN, já que estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência localizado antes das plantas de processamento de gás, exceto nos Estados Unidos da América e na Argentina. A produção não inclui volumes de gás injetado, produção de Testes de Longa Duração (TLDs) 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 2023, incorporamos 1.498 milhões de boe de reservas provadas, incluindo:

- adição de 1.092 milhões boe, devido ao bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;
- adição de 237 milhões de boe provenientes de descobertas e extensões, principalmente devido à declaração de comercialidade dos campos Raia Manta e Raia Pintada (não operados), na Bacia de Campos; e
- adição de 170 milhões de boe provenientes de revisões, principalmente devido a novos projetos e outras revisões.
- Não tivemos alterações relevantes relacionadas à variação do preço do petróleo.

As adições às nossas reservas provadas foram parcialmente compensadas pela redução de 155 milhões de boe, devido à venda de ativos.



## ÍNDICES DE RESERVAS EM 2023



### Reservas provadas não desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2023, nossas reservas provadas não desenvolvidas foram estimadas em 5.194 milhões de boe, uma redução líquida de 3% em comparação com o final do ano de 2022.

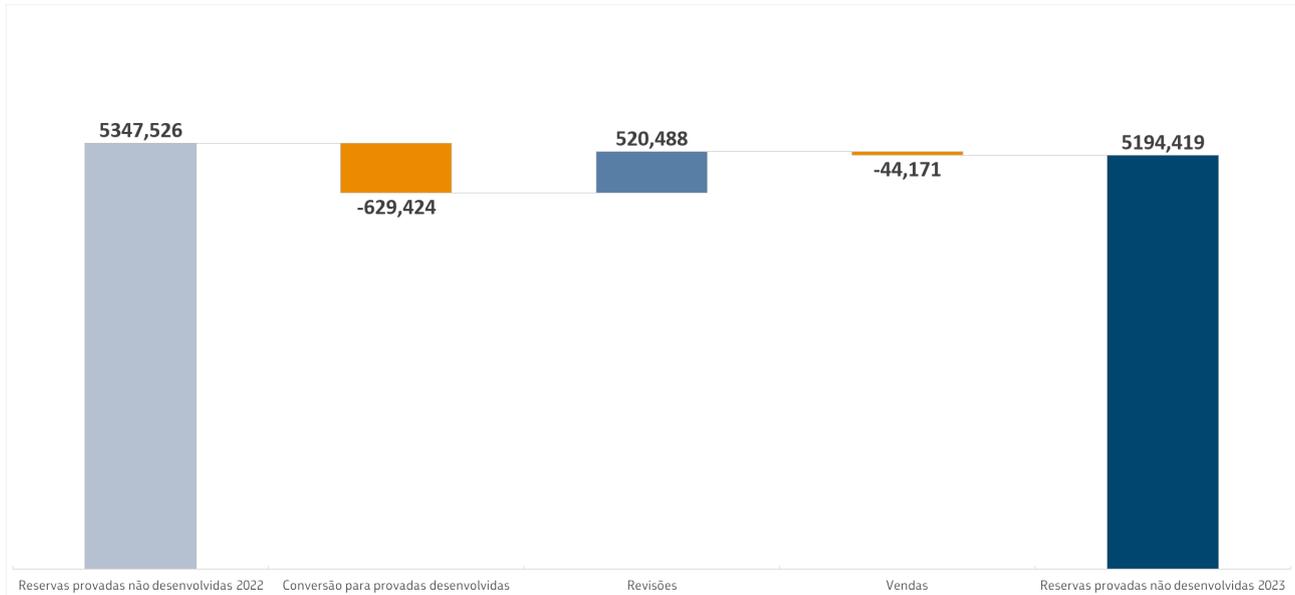
Em 2023, incorporamos 520 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas, incluindo:

- adição de 235 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente a declaração de comercialidade dos campos Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos;
- adição de 159 milhões boe, devido ao bom desempenho dos ativos, principalmente na Bacia de Santos; e
- adição de 126 milhões de boe provenientes de novos projetos e outras revisões.

As adições às nossas reservas provadas não desenvolvidas foram parcialmente compensadas por:

- conversão de 629 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, principalmente em decorrência do *ramp up* da plataforma P-71, da entrada em operação do FPSO Anna Nery, na Bacia de Campos, e do FPSO Almirante Barroso, na Bacia de Santos; e
- redução de 44 milhões de boe, devido à venda de ativos.

## VARIAÇÃO NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS <sup>(1)</sup> (milhões de boe)



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

Em 31 de dezembro de 2023, 21% (1.080 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 2023, investimos um total de US\$ 11 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99% foram investidos no Brasil.

A maior parte dos nossos investimentos refere-se a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidas, à infraestrutura em águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção.

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 de poços produtivos brutos e líquidos de petróleo e gás natural e (ii) a área bruta e líquida total desenvolvida e não desenvolvida de petróleo e gás natural nas quais tínhamos participações em 31 de dezembro de 2023. Um poço bruto ou acre é um poço ou acre onde 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 material que expire antes de 2025.

**POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS**

	Em 31 de dezembro de 2023			
	Petróleo		Gás Natural	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
<b>Subsidiárias consolidadas</b>				
Brasil	742	711	79	73
América do Sul (fora do Brasil)	38	12,08	166	55,72
<b>Total consolidado</b>	<b>780</b>	<b>723,08</b>	<b>245</b>	<b>128,72</b>
<b>Investidas pelo método de equivalência patrimonial</b>				
América do Norte	41	3,19	1	0,01
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	41	3,19	1	0,01
<b>TOTAL POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS</b>	<b>821</b>	<b>726,99</b>	<b>246</b>	<b>128,73</b>

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

	Em 31 de dezembro de 2023			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
<b>Consolidado</b>				
Brasil	3.090.005	2.630.750	838.280	613.303
	3.526	1.185	1.310	440.16
América do Sul (fora do Brasil)				
<b>Total consolidado</b>	<b>3.093.531</b>	<b>2.631.935</b>	<b>839.590</b>	<b>613.743</b>
<b>Investidas pelo método de equivalência patrimonial</b>				
América do Norte	30.764	2.792	121.030	9.575
Total de investidas pelo método de equivalência patrimonial	30.764	2.792	121.030	9.575
<b>ÁREA TOTAL BRUTA E LÍQUIDA</b>	<b>3.124.295</b>	<b>2.634.727</b>	<b>960.620</b>	<b>623.318</b>

Para os números "líquidos", usamos nossa participação detida em 31 de dezembro de 2023. 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.

**POÇOS EXPLORATÓRIOS E DE DESENVOLVIMENTO PRODUTIVOS E SECOS LÍQUIDOS**

	2023	2022	2021
<b>Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados</b>			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	1,80	1,90	3,40
América do Sul (fora do Brasil)	—	0,78	0,32
<b>Total de subsidiárias consolidadas</b>	<b>1,80</b>	<b>2,68</b>	<b>3,72</b>
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte <sup>(1)</sup>	—	—	—
<b>Poços exploratórios produtivos totais perfurados</b>	<b>1,80</b>	<b>2,68</b>	<b>3,72</b>
<b>Poços exploratórios secos líquidos perfurados</b>			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	—	0,45	0,40
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
<b>Total de subsidiárias consolidadas</b>	<b>—</b>	<b>0,45</b>	<b>0,40</b>
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte <sup>(1)</sup>	—	—	—
<b>Total de poços exploratórios secos perfurados</b>	<b>—</b>	<b>0,45</b>	<b>0,40</b>
<b>Número total de poços exploratórios líquidos perfurados</b>	<b>1,80</b>	<b>3,13</b>	<b>4,12</b>
<b>Poços de desenvolvimento produtivo líquido perfurados</b>			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	30,50	41,66	26,23
América do Sul (fora do Brasil)	3,70	3,02	4,67
<b>Total de subsidiárias consolidadas</b>	<b>34,20</b>	<b>44,68</b>	<b>30,90</b>
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte <sup>(1)</sup>	0,14	0,08	0,20
<b>Poços de desenvolvimento produtivos totais perfurados</b>	<b>34,34</b>	<b>44,76</b>	<b>31,10</b>
<b>Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados</b>			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	—	—	—
América do Sul (fora do Brasil)	—	—	—
<b>Total de subsidiárias consolidadas</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte <sup>(1)</sup>	—	—	—
<b>Poços de desenvolvimento secos totais perfurados</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS</b>	<b>34,34</b>	<b>44,76</b>	<b>31,10</b>

(1) Devido à *joint venture* formada pela Petrobras America Inc. e Murphy Exploration & Production Company, as informações sobre reservas provadas, área e poços nos Estados Unidos são reportadas na seção “investidas pelo método de equivalência patrimonial”. Para valores “líquidos”, utilizamos a participação detida em 31 de dezembro de 2023.



A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2023.

#### NÚMERO DE POÇOS SENDO PERFURADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023

	Bruto	Líquido
<b>Subsidiárias consolidadas</b>		
Brasil	10	8,14
<b>Internacional</b>		
América do Sul (fora do Brasil)	3	1,09
América do Norte	1	0,05
<b>PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS</b>	<b>14</b>	<b>9,28</b>

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 (exceto Brasil)	
<b>2023</b>			
<b>Preços médios de venda</b>			
Petróleo e LGN, por barril	79,09	50,75	79,07
Gás natural, por mil pés cúbicos <sup>(1)</sup>	11,37	3,46	10,92
Óleo sintético, por barril	-	-	-
Gás sintético, por mil pés cúbicos	-	-	-
<b>Custos médios de produção, por barril – total<sup>(2)</sup></b>	<b>5,17</b>	<b>5,24</b>	<b>5,17</b>
<b>2022</b>			
<b>Preços médios de venda</b>			
Petróleo e LGN, por barril	95,91	51,38	95,88
Gás natural, por mil pés cúbicos <sup>(1)</sup>	11,54	4,27	11,24
Óleo sintético, por barril	87,76	-	87,76
Gás sintético, por mil pés cúbicos	8,80	-	8,80
<b>Custos médios de produção, por barril – total<sup>(2)</sup></b>	<b>5,68</b>	<b>6,33</b>	<b>5,68</b>
<b>2021</b>			
<b>Preços médios de venda</b>			



Petróleo e LGN, por barril	67,48	34,43	67,45
Gás natural, por mil pés cúbicos <sup>(1)</sup>	7,61	3,21	7,43
Óleo sintético, por barril	57,46	-	57,46
Gás sintético, por mil pés cúbicos	5,20	-	5,20
<b>Custos médios de produção, por barril – total<sup>(2)</sup></b>	<b>3,66</b>	<b>5,05</b>	<b>3,68</b>

(1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda e também são apresentados 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 produção, líquidos de impostos sobre a produção, divididos por volume produzido.

Para obter mais informações sobre nossos custos de exploração capitalizados, consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as informações suplementares não auditadas sobre exploração e produção de petróleo e gás nelas contidas.



# Refino, Transporte e Comercialização

Processamos 69% de toda a nossa produção de petróleo, que inclui petróleo e GNL e exclui Gasolina Natural (C5+), em nossas refinarias. Em 2023, produzimos 1.772 mbbbl/d de derivados de petróleo, provenientes do processamento de petróleo brasileiro (90% da matéria-prima) e de petróleo importado (10% da matéria-prima). Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

Além disso, atuamos no setor petroquímico com participações em empresas e no setor de fertilizantes com fábricas no Brasil.

## Visão Geral

Possuímos e operamos 10 refinarias no Brasil, com capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 1.813 mbbbl/d. Isso representa 84% de toda a capacidade de refino do Brasil, segundo o anuário estatístico 2023 publicado pela ANP. Até junho de 2023, também possuímos e operamos a refinaria Ativo Industrial Guamaré ("AIG") com capacidade de 38 mbbbl/d. A venda da refinaria AIG foi concluída em 8 de junho de 2023. A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nossos oleodutos, instalações de armazenamento, oleodutos de produtos refinados e grandes instalações petroquímicas, facilitando o acesso ao fornecimento de petróleo bruto e aos usuários finais.

Também operamos uma grande e complexa infraestrutura de oleodutos e terminais, e uma frota marítima para transportar derivados de petróleo e petróleo bruto para os mercados brasileiro e global. Operamos 37 terminais próprios por meio de nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. ("Transpetro"), e temos contratos para utilização de parte da capacidade de armazenamento de 19 terminais de terceiros e a Transpetro opera outros nove terminais de terceiros.



**1 LUBNOR**

(Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste)

- 📅 Início da operação: 1966
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 8 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 16,8

**2 RNEST**

(Abreu e Lima)

- 📅 Início da operação: 2014
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 88 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 23,2

**3 REGAP**

(Gabriel Passos)

- 📅 Início da operação: 1968
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 157 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 27,2

**4 REDUC**

(Duque de Caxias)

- 📅 Início da operação: 1961
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 239 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 29,2

**5 REPAR**

(Presidente Getúlio Vargas)

- 📅 Início da operação: 1977
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 208 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 27,8

**6 REFAP**

(Alberto Pasqualini)

- 📅 Início da operação: 1968
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 201 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 29,7

**7 RPBC**

(Presidente Bernardes)

- 📅 Início da operação: 1955
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 170 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 27,0

**REVAP**

(Henrique Lage)

- 📅 Início da operação: 1980
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 252 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 26,4

**REPLAN**

(Paulínia)

- 📅 Início da operação: 1972
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 434 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 27,5

**RECAP**

(Capuava)

- 📅 Início da operação: 1954
- 🏭 Capacidade de destilação bruta: 57 mbb/d
- 🌡️ Grau API: 30,9

\* Operados pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras.



Em 2019, assinamos compromisso com o CADE relacionado ao desinvestimento de nossos ativos de refino no Brasil (REMAN, LUBNOR, RNEST, RLAM, REGAP, REPAR e REFAP) e de uma unidade de industrialização de xisto (SIX). Em 31 de dezembro de 2023, já havíamos desinvestido as refinarias RLAM e REMAN e a unidade de xisto SIX.

Contudo, dado o novo direcionamento estratégico apresentado no Plano Estratégico 2024-2028+, em 28 de novembro de 2023 solicitamos formalmente a revisão do acordo firmado com o CADE. No momento da apresentação deste relatório, as negociações com CADE ainda estavam em andamento.

Em 2023, concluímos a venda de nossa participação no Polo Potiguar, que inclui, entre seus ativos, a AIG (Antiga RPCC).

Em novembro de 2023, rescindimos o contrato firmado em 2022 com a Grepar Participações Ltda., pela venda de nossas ações em uma nova empresa que seria formada pela LUBNOR e sua logística associada, devido ao descumprimento de condições precedentes do acordo.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE referente aos nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos – Fatores de Risco – 6.b”.

Para mais informações sobre o andamento dos nossos desinvestimentos, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Para mais informações sobre o nosso Plano Estratégico 2024-2028+, consulte “Plano Estratégico – Plano Estratégico 2024-2028+” neste relatório anual.



## Principais ativos

	2023	2022	2021
<b>Transporte e armazenamento</b>			
<b>Dutos (km)</b>	<b>7.768</b>	<b>7.768</b>	<b>7.719</b>
Próprios	6.928	6.928 <sup>(1)</sup>	6.812
Terceiros <sup>(2)</sup>	840	840 <sup>(1)</sup>	907
<b>Frota de navios (própria e fretada)</b>	<b>109</b>	<b>110</b>	<b>123</b>
Próprios	26	26	26
Afretados	83	84	97
<b>Terminais</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>59</b>
Próprios	37	38	40
Terceiros <sup>(3)</sup>	28	27	19
<b>Refino</b>			
<b>Refinarias</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
Brasil	10	11	12
No exterior	-	-	-
<b>Capacidade nominal instalada (mbl/d)</b>	<b>1.813</b>	<b>1.851</b>	<b>1.897</b>
Brasil	1.813	1.851	1.897
Exterior	-	-	-

(1) Os valores de 2022 consideravam a expectativa de desinvestimento do OCAB (duto de 67 km que liga a Estação Barra do Furado ao Terminal de Cabiúnas), que não se concretizou. Os valores, que englobam ativos próprios e de terceiros, foram ajustados de acordo com os parâmetros atuais.

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

(3) Terminais de terceiros que possuem contratos existentes para utilização do serviço de armazenamento, incluindo nove terminais operados pela Transpetro.



## RefTOP - Programa de refino de classe mundial

Com o objetivo de estar entre as melhores empresas de refino de petróleo do mundo, desde 2021 contamos com um programa específico para esse fim, conhecido como Programa RefTOP. O RefTOP consiste em um conjunto de iniciativas que buscam melhorar a confiabilidade, a produtividade, o desempenho operacional e energético. Em 2023, após a revisão da nossa estratégia de portfólio de refino, o Programa se expandiu para todas as refinarias.

Em 2023, o fator de utilização em nossas refinarias foi de 92%, a maior utilização anual desde 2014. Temos apostado em soluções analíticas, promovendo consistentemente a integração de sistemas de manutenção, inspeção, engenharia e operação, permitindo diagnósticos mais precisos, menos tempo para tomada de decisões e redução de falhas em equipamentos através da previsão de comportamentos anômalos.

Continuamos a implementar novos projetos e oportunidades de OPEX para aumentar a eficiência energética, que estão levando a uma redução consistente na intensidade das emissões de GEE, na intensidade energética, nas emissões de queima e no consumo de gás natural. A intensidade das emissões de GEE caiu de 37,9 kgCO<sub>2e</sub>/CWT em 2022 para 36,8 kgCO<sub>2e</sub>/CWT em 2023, considerando todas as refinarias. Esta redução da intensidade de GEE corresponde a uma diminuição do consumo de gás natural de 490.000 m<sup>3</sup>/dia (mantendo os níveis de produção). Esta conquista deveu-se às iniciativas RefTOP.

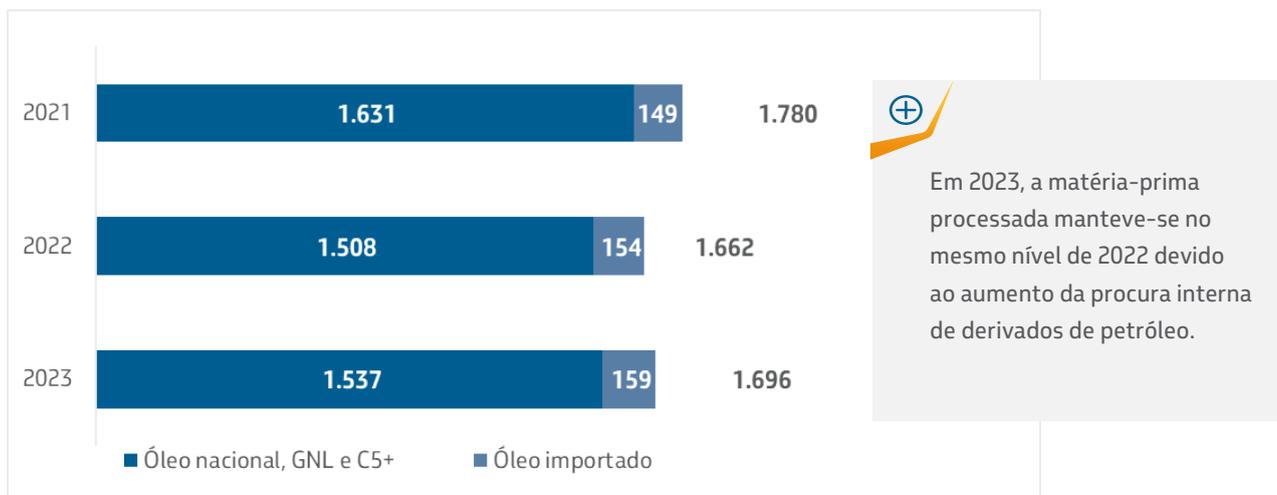
Esperamos investir aproximadamente US\$ 1,1 bilhão em todas as refinarias até 2030.

## Refino

Atendemos nossos clientes de derivados de petróleo no Brasil por meio de uma combinação coordenada de processamento, importação e exportação de petróleo que, de acordo com nossa estratégia comercial, busca otimizar nossas margens, considerando diferentes custos de oportunidade do petróleo nacional e importado, derivados nos diferentes mercados, bem como os custos de transporte, armazenamento e processamento relacionados.

Em 2023, processamos 1.696 mbb/d de petróleo em nossas 10 refinarias. Os gráficos a seguir mostram a matéria-prima processada e o desempenho de nossas refinarias.

### MATÉRIA-PRIMA PROCESSADA (mbbl/d)



Nos últimos 14 anos, fizemos investimentos substanciais em nossas refinarias existentes para aumentar nossa capacidade de processar economicamente petróleo bruto brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade de nossos derivados de petróleo para atender a padrões regulatórios mais rígidos, modernizar nossas refinarias e reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino.

Um desses investimentos é a implantação de uma nova unidade de hidrotreatamento de diesel na Refinaria de Paulínia ("REPLAN"), atualmente em processo de contratação e montagem de equipamentos e instalações.

Com este projeto, a REPLAN poderá produzir diesel 100% de ultrabaixo teor de enxofre (ULSD ou S-10) e aumentar a produção de querosene de aviação, visando atender às especificações e quantidades demandadas pelo mercado futuro, de forma econômica, com segurança operacional e menores impactos ao meio ambiente.

A nova unidade de hidrotreatamento de diesel terá capacidade de produção de 63 mbb/d de S-10 e está prevista para entrar em operação em 2025, em linha com o Plano Estratégico.

A tabela a seguir apresenta o desempenho de nossas refinarias.

**DESEMPENHO DAS REFINARIAS**

Refinaria	Capacidade de destilação bruta (mmbbl/d)	Índice de Complexidade de Nelson	Rendimento médio <sup>(1)</sup> (mmbbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Fator de utilização total <sup>(2)</sup> (%)		
	2023	2023	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
LUBNOR	8	3,5	9	8	8	97,7	97,6	97,8	107,8	106,7	94,5
RECAP	57	6,8	56	58	54	97,6	97,0	96,4	98,8	102,9	95,5
REDUC	239	15,4	221	205	186	91,5	96,0	96,4	93,7	86,8	79,0
REFAP	201	6,0	143	155	145	94,2	92,9	95,8	74,7	82,0	75,5
REGAP	157	7,9	146	146	134	97,6	97,3	96,5	95,1	94,7	87,4
REMAN	—	—	—	28 <sup>(3)</sup>	30	—	98,0	98,0	—	67,3	66,2
REPAR	208	7,8	201	157	181	97,8	97,0	97,7	98,2	77,9	87,8
REPLAN	434	6,9	398	376	355	97,8	97,5	96,8	92,5	87,3	82,5
REVAP	252	8,6	235	227	227	96,5	96,9	96,8	93,7	91,6	92,1
RLAM	—	—	—	—	179 <sup>(4)</sup>	—	—	95,1	—	—	72,1
RPBC	170	10,2	155	173	149	95,3	96,9	95,3	92,0	102,7	88,2
AIG (antiga RPCC)	—	—	11	24	29	—	—	—	68,7	63,7	—
RNEST	88	10,7	74	61	63	93	84,9	92,2	95,1	83,0	78,9
Rendimento médio de petróleo bruto	—	—	1.649	1.619	1.740	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio de LGN	—	—	47	43	40	—	—	—	—	—	—
Rendimento médio	—	—	1.696	1.662	1.780	—	—	—	—	—	—
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 reprocessamento (de petróleo e outros produtos).

(3) Média até novembro de 2022.

(4) Média até novembro de 2021.

**PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DAS NOSSAS REFINARIAS**

Refinaria	Principais Produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mdbl)	
			Petróleo bruto	Derivados de petróleo
LUBNOR	Asfalto (49%); Óleo Combustível (33%); Lubrificantes (12%); Gasóleo (5%)	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 (30%); GLP (8%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,6	1,7
REDUC	Diesel (24%); Gasolina (15%); Óleo Combustível (22%); GLP (9%); Querosene 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 (26%); Nafta (5%); GLP (8%)	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 (45%); Gasolina (26%); Querosene de aviação (6%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, ocasionalmente, o estado do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado no Rio de Janeiro	2,0	5,4
REPAR	Diesel (46%); Gasolina (27%); GLP (8%)	Paraná, Santa Catarina, Southern São Paulo and Mato Grosso do Sul	3,3	5,8
REPLAN	Diesel (44%); Gasolina (24%); GLP (7%); Querosene de aviação (4%)	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 (28%); Gasolina (24%); Nafta (7%); Querosene de aviação (14%); Óleo Combustível (13%)	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. Abastece 80% da demanda por querosene de aviação do mercado paulista e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	4,8	10,5
RPBC	Diesel (48%); Gasolina (27%); Óleo Combustível (11%); GLP (5%)	A maior parte dos produtos é destinada à capital paulista. Parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,6	7,1
AIG <sup>(1)</sup> (antiga RPCC)	Óleo Combustível (81%); Diesel (10%); Querosene de aviação (9%)	Rio Grande do Norte e sul do Ceará	0,12	0,12
RNEST	Diesel (59%); Nafta (14%); Coque (8%); Óleo Combustível (15%)	Norte e Nordeste do Brasil	— <sup>(2)</sup>	5,6

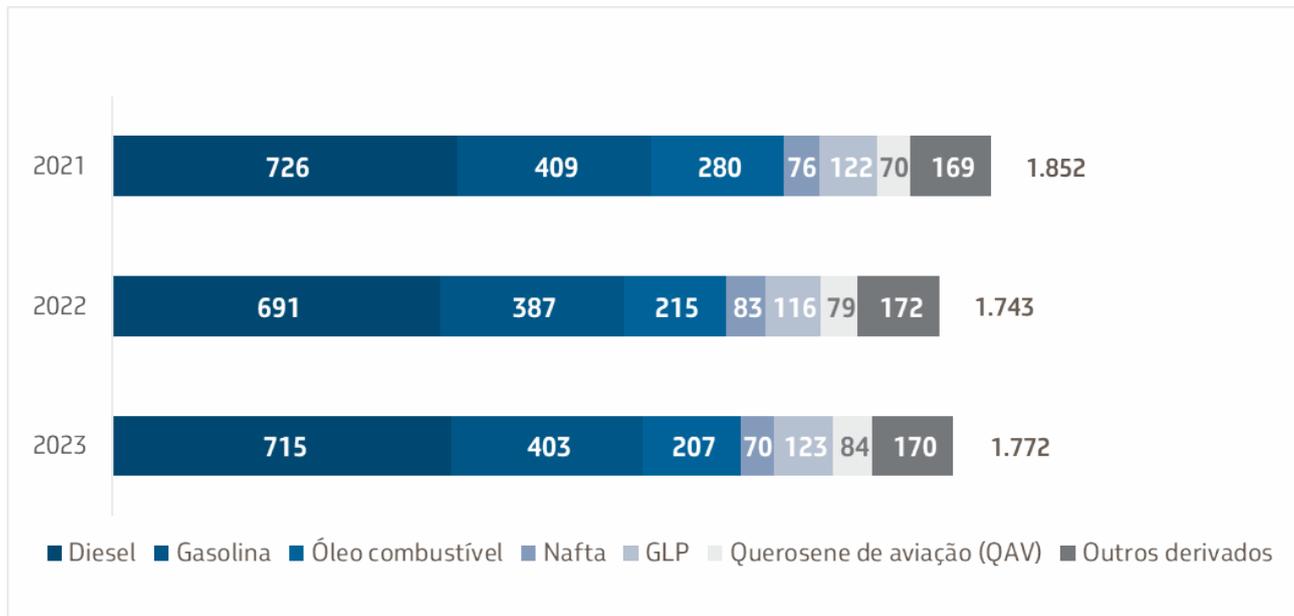
(1) AIG foi alienada em 8 de junho de 2023.

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

No que diz respeito aos derivados de petróleo, produzimos 1.772 mdbl/d de derivados em 2023, conforme gráfico a seguir:



## PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mmbbl/d)



Em 2023, face a 2022, registou-se um aumento na produção de diesel (+3,5%), gasolina (+3,9%), querosene de aviação (+6,3%) e asfalto (+9,9%), devido ao crescimento da procura interna, associada à redução no volume de nafta (-15,7%) e óleo combustível (-3,7%) produzidos no mesmo período. Esse resultado é sustentado pelo alto desempenho em disponibilidade, confiabilidade e rentabilidade das refinarias.

Em 2023, atingimos o recorde anual de produção de Diesel S-10, aumento de 10,9% em relação a 2022.



### Empreendimentos em andamento

#### GASLUB

Seguindo nossa estratégia atual, o Polo GASLUB, anteriormente conhecido como COMPERJ, localizado em Itaboraí, estado do Rio de Janeiro, está sendo renovado. Novas soluções estão sendo avaliadas, como uma nova área de refino, uma planta de processamento de gás natural e uma usina termoelétrica.

O projeto básico de engenharia do novo escopo da área de refino do GASLUB está em fase de conclusão. Este escopo considera a integração com a refinaria da REDUC e consiste em uma planta de hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento e hidrodessparafinação para produção de óleos lubrificantes básicos do Grupo II, que compreendem uma nova geração de óleos lubrificantes com maiores índices de viscosidade, melhor estabilidade à oxidação e melhor desempenho geral em relação aos óleos básicos do Grupo I. As unidades também poderão produzir combustíveis de alta qualidade, e investimentos adicionais incluídos em nosso Plano Estratégico, juntamente com a integração com a REDUC, aumentarão a produção de S-10 em 76 mmbbl/d. Para escopo, a construção está prevista para ser contratada no final de 2024. Além disso, foi iniciado um estudo para avaliar a implementação de uma planta dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis (óleos vegetais e gordura



animal) e à produção de combustíveis avançados como o biojet SAF e/ou HVO aplicando a tecnologia de Ésteres Hidroprocessados e Ácidos Graxos e também produtos petroquímicos.

Para a planta de processamento de gás natural, foi assinado em março de 2023 um novo contrato de construção, gestão e comissionamento, que irá finalizar a construção e comissionamento da planta. O Polo GASLUB foi totalmente conectado à rede elétrica em dezembro de 2023. A UPGN deverá iniciar operação comercial no segundo semestre de 2024.

A termelétrica a gás ainda está em estudos, com projeto conceitual concluído e demais etapas de planejamento em andamento.

## RNEST

A RNEST (Refinaria Abreu e Lima) iniciou suas operações em 2014 com o primeiro conjunto de unidades (Trem I), tornando-se a mais nova e moderna de nossas refinarias. A refinaria está localizada na região Nordeste do Brasil, e esta localização define a planta como nosso principal *hub* no Norte-Nordeste do país.

A RNEST é o principal projeto de expansão de capacidade, com previsão de aumento da capacidade de produção de diesel com ultrabaixo teor de enxofre ("ULSD" ou "S-10") de 94 mbbbl/d. Este aumento na capacidade de produção de derivados fortalece ainda mais nossa vantagem competitiva na utilização otimizada do nosso sistema de refino. Os principais projetos de ampliação de capacidade e melhoria da qualidade dos derivados de petróleo da RNEST incluem a reforma do Trem 1, implantação do Trem 2 e conclusão do projeto SNOX. O projeto SNOX permitirá o processamento de petróleos brutos mais pesados, levando a uma potencial redução nos custos das matérias-primas e, portanto, a uma melhoria na margem.

O projeto SNOX e a reforma do Trem 1 estão em construção, enquanto o Trem 2 da RNEST está em processo licitatório e tem previsão de entrada em operação até 2028.

## Outros projetos ULSD

No que diz respeito à expansão da capacidade de produção de ULSD, além da nova unidade de hidrotreatamento na REPLAN, com capacidade adicional de produção de 63 mbbbl/d de ULSD, temos também outro investimento na REVAP, que tem focado em modificações em uma unidade existente de hidrotreatamento de diesel ("U-272D"), a fim de melhorar a produção de S-10 em 41 mbbbl/d, atendendo às especificações do mercado e às exigências ambientais. Este projeto está previsto para começar em 2026.

## Logística

A logística de petróleo e derivados conecta os sistemas de produção de petróleo às refinarias e aos mercados buscando maximizar o valor das operações de refino de petróleo e da comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior por meio de um sistema integrado de planejamento logístico, vendas, operações e ativos, conforme ilustrado abaixo.



Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Transpetro.

A Transpetro é uma empresa de logística que realiza operações de armazenamento e movimentação de petróleo e seus derivados, etanol, gás e biocombustíveis para abastecimento de indústrias brasileiras, usinas termelétricas e refinarias de petróleo, incluindo atividades de importação e exportação.

A operação de terminais e dutos é um importante elo da nossa cadeia de fornecimento. O petróleo é transportado dos campos de produção até os terminais da Transpetro por oleoduto ou navio. De lá, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o refino, os derivados de petróleo são escoados por dutos até os terminais para serem entregues às distribuidoras de combustíveis, que abastecem os mercados brasileiro e mundial. Esta operação abrange uma rede de dutos de 7.768 km e 46 terminais, dos quais 25 são marítimos e 21 terrestres<sup>1</sup>. A Transpetro opera terminais de propriedade da Petrobras e de terceiros, com capacidade nominal total de armazenamento de 10,73 milhões de m<sup>3</sup>. Em 2023, a Transpetro movimentou 650,3 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo, derivados e biocombustíveis, totalizando 6.069 operações com navios-tanque e barcaças petrolíferas.

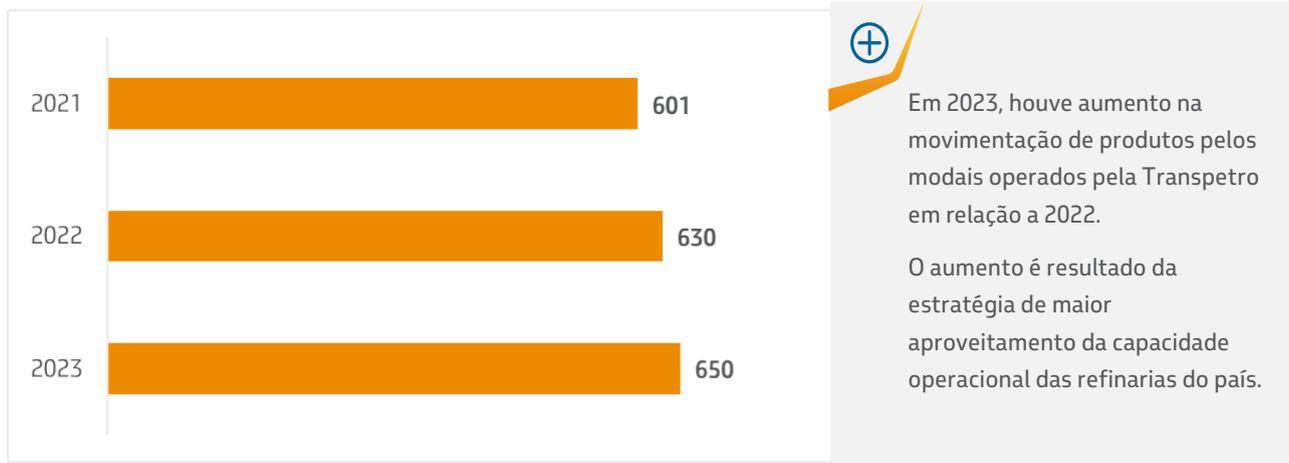
<sup>1</sup> Considera a operação da Transbel, subsidiária integral da Transpetro, constituída em razão da obrigatoriedade de licitar área portuária pública.



Movimentamos petróleo e derivados, seja por cabotagem ou navegação de longo curso, atendendo às demandas de nossos clientes. A frota operada pela Transpetro é composta por 35 navios (26 dos quais são de propriedade da Transpetro e nove dos quais contratamos por meio da subsidiária Transpetro International BV), e essa frota operacional tem idade média de nove anos. A capacidade de transporte desta frota é de 3,4 milhões de toneladas de porte bruto. Em 2023, essa frota movimentou cerca de 55 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo e derivados, cerca de 26% da carga movimentada pela Petrobras por via marítima.

Além disso, operamos 74 navios afretados diretamente pela Petrobras de terceiros. Essa operação tem capacidade para transportar 5,3 milhões de toneladas de porte bruto e, em 2023, movimentou 215,8 milhões de m<sup>3</sup>.

#### MOVIMENTAÇÃO EM TERMINAIS E GASODUTOS (milhões de m<sup>3</sup>)



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

A eficiência operacional da frota da Transpetro, representada pelo Índice de Disponibilidade Operacional (que calcula a proporção de tempo que a embarcação esteve operacionalmente pronta, excluindo o tempo de permanência em dique seco), foi de 99% em 2023, ante 98,9% em 2022. O aumento neste índice em 2023 garantiu o melhor resultado da empresa nos últimos seis anos. Isso se deve principalmente ao engajamento de nossas equipes com a disciplina operacional e à melhoria significativa das manutenções planejadas e preditivas.

#### Roubo de combustível em oleodutos terrestres

O engajamento entre Petrobras e Transpetro em 2023 continua sendo um fator determinante para um avanço considerável no combate às ações de roubo de combustível em nossa malha de dutos, também conhecido como escoamento ilegal. Essa parceria resultou em ações que garantiram nosso compromisso com a vida, o meio ambiente e a segurança operacional.

Em 2023, fortalecemos nosso relacionamento com as forças de segurança pública do Brasil, estreitamos os laços com as comunidades vizinhas em nossas redes de gasodutos, ampliando a conscientização e os projetos sociais, e investimos no aprimoramento de ferramentas tecnológicas, visando maior eficácia na prevenção de derivações clandestinas.

Estas ações permitiram, no último ano, uma redução de 52% no número de casos face ao ano anterior, passando de 58 ocorrências em 2022 para 28 ocorrências em 2023. Também reduzimos o número de ocorrências em áreas urbanas, minimizando riscos à população circundante.



Finalmente, as conquistas indicadas pelos resultados confirmam a redução do risco associado à derivação clandestina.

## TERMINAIS PRÓPRIOS

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m <sup>3</sup> )
Alagoas	Maceió	Marítimo	58.266
Amazonas	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	N/A <sup>(1)</sup>
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	48.187
Pernambuco	Suape	Marítimo	108.560
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	Marítimo	75.484
	Ilha Comprida	Marítimo	42.773
	Japeri	Terrestre	37.650
	Volta Redonda	Terrestre	25.502
Rio Grande do Sul	Cabiúnas	Terrestre	483.134
	Niterói	Marítimo	21.189
	Rio Grande	Marítimo	101.422
	Osório	Marítimo	842.394
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	206.461
	Cubatão	Terrestre	161.102
	Guararema	Terrestre	1.026.935
	Guarulhos	Terrestre	164.181
	Paulínia	Terrestre	274.608
	Ribeirão Preto	Terrestre	50.886
São Caetano do Sul	Terrestre	227.308	
<b>TOTAL</b>	<b>37</b>	<b>-</b>	<b>9.513.723</b>

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



## Comercialização

### PRINCIPAIS FONTES

Do fornecimento total de derivados de petróleo

 **1.772** mbb/d  
provêm da produção de nossas refinarias

 **165** mbb/d  
foram importados

### CONSUMO

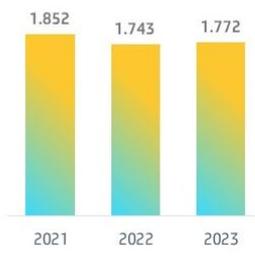
VENDEMOS | Uma média de

 **1.744** mbb/d  
de derivados de petróleo para o mercado brasileiro

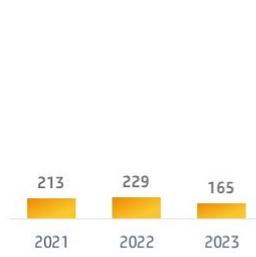
 **212** mbb/d  
para o mercado externo

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

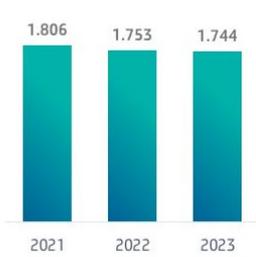
PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



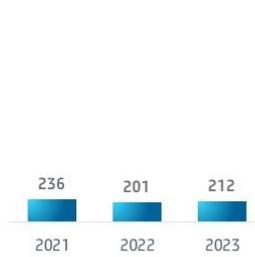
IMPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



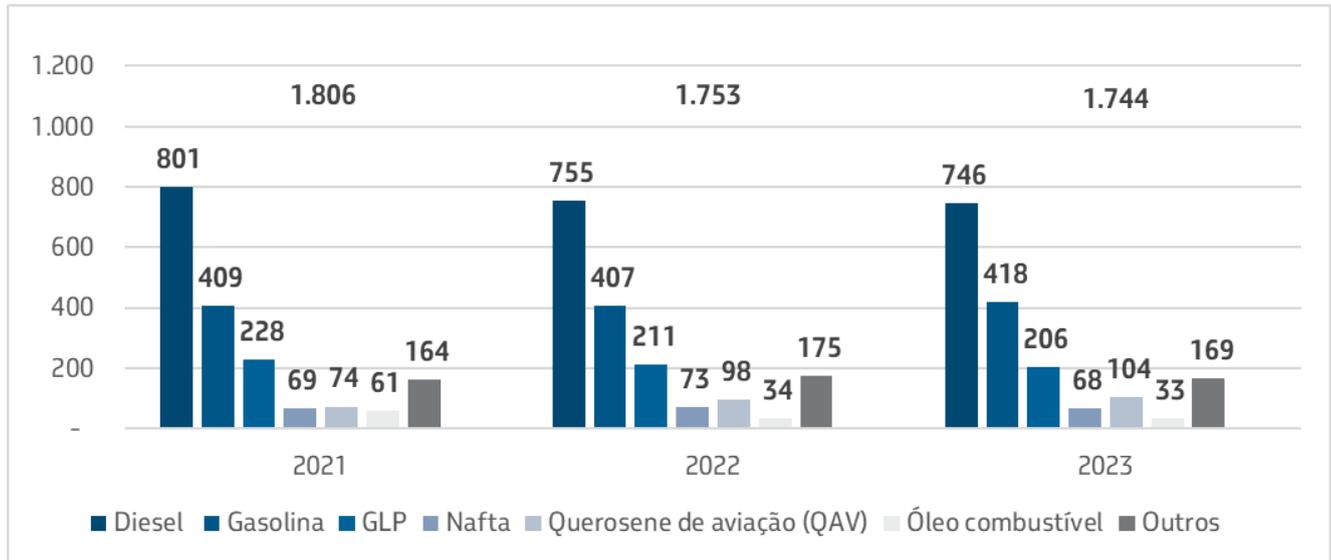
VENDAS NO MERCADO BRASILEIRO (mbbl/d)



EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



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



### Diesel



Diesel é um destilado médio de petróleo usado como combustível em veículos com motores de combustão interna de ignição por compressão (motores do ciclo diesel). É utilizado principalmente no transporte rodoviário de cargas e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo diesel vendido aos usuários finais no Brasil deve ser misturado ao biodiesel. Em abril de 2023, o nível obrigatório de biodiesel no combustível passou de 10% para 12%, conforme decisão do Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE").

A redução nas vendas de óleo diesel em 2023 esteve associada principalmente ao desinvestimento da refinaria REMAN concluído em 30 de novembro de 2022, e ao aumento do teor obrigatório de mistura de biodiesel em abril de 2023.

No terceiro trimestre de 2023, atingimos um recorde de vendas de diesel S-10 com baixo teor de enxofre, com as vendas de S-10 com baixo teor de enxofre representando 62% do total de vendas de diesel. Em 2023, as vendas de diesel S-10 representaram 62% das nossas vendas de diesel, superando os 59% alcançados em 2022.

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 utilizado em veículos com motores de combustão interna de ignição por faísca (motores do ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um destilado chamado “gasolina A”, que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) 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 às distribuidoras, que o revendem nos postos) e o GNV (vendido pelas distribuidoras de gás diretamente aos postos). Em 2023, a “gasolina A” vendida por nós representou cerca de 43% do mercado total brasileiro de Ciclo-Otto.

Os principais fatores para o crescimento das vendas foram o aumento da demanda total brasileira do Ciclo-Otto e o aumento da participação da gasolina no consumo total devido à sua maior competitividade em relação ao etanol hidratado na maior parte do ano.

## GLP



O GLP é um destilado leve composto por propano e butano. É utilizado 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 por distribuidoras envasadas em botijões de até 13 kg e utilizado principalmente para cozinha residencial e sua demanda é diretamente impulsionada pelo crescimento populacional e pelo crescimento da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente correlacionado com as temperaturas locais e com a taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. Os 30% restantes da demanda por GLP provém principalmente dos setores industrial e de serviços, cuja procura é impulsionada pelo crescimento econômico.

A queda nas vendas de GLP em 2023 esteve associada principalmente ao desinvestimento da refinaria REMAN concluído em 30 de novembro de 2022, às maiores temperaturas registradas no Brasil neste ano e à participação de outros fornecedores por meio do Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural (“SIP”).

## Nafta



A nafta é um destilado leve de petróleo utilizado principalmente como matéria-prima para o setor Petroquímico. Este produto é vendido para três plantas petroquímicas existentes no Brasil, que produzem *commodities* químicas como eteno, propileno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

A queda nas vendas de nafta em 2023 está associada principalmente à redução do consumo da Braskem, especialmente na unidade de São Paulo.



## Querosene de aviação



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

É utilizado por todas as empresas de aviação comercial (transporte de passageiros e carga), o que representa 90% da demanda total brasileira. Em relação à aviação comercial, antes da pandemia da COVID-19, os voos domésticos representavam até 60% da demanda brasileira por querosene de aviação, e os 40% restantes da demanda por querosene de aviação vinham de voos internacionais. Devido às restrições às viagens internacionais, os voos domésticos foram responsáveis por até 80% da demanda brasileira por querosene de aviação durante a pandemia. Em 2023, assistimos ao regresso à quota histórica. A procura de combustível para aviação está fortemente correlacionada com o crescimento do PIB, uma vez que afeta diretamente a procura de viagens – negócios e lazer.

O principal fator para o aumento das vendas em 2023 foi a recuperação da indústria da aviação pós COVID-19, especialmente no segmento doméstico, apesar do desinvestimento da refinaria REMAN.

## Óleo Combustível



O óleo combustível é uma fração residual da destilação do petróleo. É utilizado nos setores industrial (principalmente empresas de metalurgia não ferrosa) e de geração de energia elétrica (usinas termelétricas). A procura de óleo combustível para consumo industrial depende sobretudo do crescimento do PIB e da disponibilidade de gás natural (seu principal produto concorrente).

As termelétricas a óleo combustível participam marginalmente do fornecimento de energia do país, entrando em operação apenas quando o nível de água nos reservatórios está muito baixo. Em 2023, o uso industrial de óleo combustível representou cerca de 99% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representou apenas 1%.

Em 2023, o principal fator para a retração das vendas foi a queda do consumo industrial.

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



## VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (mbl/d)

	2023	2022	2021
Total de derivados de petróleo	1.744	1.753	1.806
Gás Natural	226	305	352
Óleo cru	181	202	24
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	4	3	4
<b>Mercado brasileiro total</b>	<b>2.155</b>	<b>2.263</b>	<b>2.186</b>
Exportações <sup>(1)</sup>	806	714	811
<b>MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES</b>	<b>2.961</b>	<b>2.977</b>	<b>2.997</b>

(1) Inclui principalmente petróleo bruto e derivados de petróleo.



## Preços dos derivados de petróleo

O petróleo bruto é uma *commodity* cujo valor depende de sua qualidade, geralmente baseada no grau API e no teor de enxofre. Tradicionalmente, os petróleos brutos mais leves têm maior valor agregado que os mais pesados, dado que podem gerar produtos de maior valor. Os petróleos brutos com menor teor de enxofre tendem a ter mais valores de mercado em comparação com os petróleos com maior teor de enxofre e rendimentos semelhantes. Recentemente, no entanto, os petróleos pesados têm mostrado um forte valor de mercado devido à possibilidade de produção de margens elevadas, quando estes petróleos brutos são processados em refinarias com hardware mais complexo. Diferentes refinarias atribuem valores diferentes ao mesmo petróleo bruto, dependendo da sua capacidade de conversão e do valor dos produtos que pretendem produzir para abastecer seus mercados específicos. As refinarias podem processar uma variedade de petróleos brutos, o que traz flexibilidade para processar diferentes qualidades.

Os petróleos brutos são comercializados globalmente e os seus preços são normalmente referenciados em cotações internacionais, como WTI, *Brent* ou Dubai. Dependendo de fatores como qualidade, oferta, demanda, tamanho do lote, condições comerciais e custos logísticos para disponibilizar uma carga de petróleo bruto em determinado ponto de entrega, um prêmio ou desconto pode ser negociado entre comprador e vendedor.

Os derivados de petróleo refinados são *commodities* e os seus preços em diferentes regiões do mercado global são determinados pelo equilíbrio local entre a oferta e a procura, pelos preços do petróleo bruto e pelo *crack spread*. O *crack spread* refere-se à diferença geral de preços entre um barril de petróleo bruto e os derivados de petróleo refinados a partir dele. É um tipo de margem bruta de processamento específico do setor. "Crack" é um termo usado na indústria do petróleo que representa a capacidade de um petróleo bruto produzir diversos produtos, como gases como propano e butano; destilados leves como nafta e gasolina; destilados médios como querosene, gasóleo e diesel; e destilados pesados, como óleo combustível pesado e asfalto. Normalmente, um *crack* é definido em termos de um produto específico versus um petróleo bruto específico. Por exemplo, o *crack* do diesel no *Brent* indica quanto o preço do produto individual está contribuindo para a rentabilidade do refino.

O preço do barril de petróleo bruto e os diversos preços dos produtos dele refinados nem sempre estão em perfeita sincronização. Dependendo da sazonalidade e dos estoques globais, entre outros

fatores, a oferta e a procura de qualquer derivado de petróleo específico podem resultar em alterações de preços que podem ter impacto nas margens de lucro de um barril de petróleo bruto para a refinaria.

Como os derivados de petróleo são comercializados globalmente e podem ser transportados entre mercados, os preços em todo o mundo tendem a flutuar, sujeitos às condições locais.

Atualmente, em resultado do conflito militar em curso entre a Rússia e a Ucrânia e a recente escalada das tensões envolvendo Israel na Faixa de Gaza, os preços de referência do petróleo, dos derivados de petróleo, do gás natural e do GNL permanecem extremamente voláteis. Não podemos prever até que ponto esses conflitos impactarão nossos negócios. Estes acontecimentos também afetam os fluxos de petróleo e os mercados relacionados. Um exemplo é a mudança nas exportações de petróleo fornecido pela Rússia sendo desviadas para a China e a Índia, limitando a procura destes mercados por outros fornecedores.

Nosso posicionamento atual sobre precificação no Brasil leva em consideração as condições do mercado interno e busca alinhar o preço dos derivados de petróleo com os preços internacionais, evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio causada por questões conjunturais.

Desde 2022, seguimos nossa Diretriz para Formação de Preços no Mercado Interno (“Diretriz”), aprovada pelo nosso Conselho de Administração, alinhada ao seu objetivo de melhorar continuamente nossa governança. A Diretriz reitera a competência da Diretoria em executar políticas de preços, preservando e priorizando nosso resultado financeiro e buscando maximizar sua criação de valor. Além disso, a Diretriz incorpora uma camada adicional de supervisão da execução das políticas de preços pelo Conselho de Administração e pelo Conselho Fiscal, com base no relatório trimestral da Diretoria Executiva, formalizando uma prática já existente.

### **Diesel e Gasolina**

Em 15 de maio de 2023, nossa Diretoria Executiva aprovou uma nova estratégia comercial para definir nossos preços de diesel e gasolina, em substituição à antiga política de preços. A estratégia comercial considera referências de mercado como: (a) o custo alternativo do cliente, como valor a ser priorizado na precificação, e (b) o nosso valor marginal. O custo alternativo do cliente refere-se ao custo das principais alternativas de fornecimento, sejam produtos iguais ou substitutos, e o valor marginal é baseado no custo de oportunidade dadas as diversas alternativas para a empresa, entre elas, produção, importação e exportação do produto e/ou os óleos utilizados no refino. A estratégia comercial tem como premissa preços competitivos por polo de vendas, em equilíbrio com os mercados nacional e internacional, tendo em conta a melhor alternativa acessível aos clientes. Esta estratégia permite-nos competir de forma mais eficiente, tendo em conta a nossa quota de mercado, otimizar os seus ativos de refino e obter rentabilidade numa base sustentável.

Os reajustes de preços continuarão a ser feitos sem periodicidade definida, evitando a transferência para os preços internos da volatilidade cíclica dos preços internacionais e da taxa de câmbio para os preços domésticos.

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

Durante 2023, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em uma redução de 8,7% no preço da gasolina e uma redução de 22,5% no diesel, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2023 com aqueles vigentes em 31 de dezembro de 2022

### **GLP**

Os preços do GLP no mercado brasileiro são definidos levando em consideração o equilíbrio com os preços internacionais e o nível de participação de mercado, nos segmentos de GLP residencial e



industrial/comercial. De acordo com nossa política de preços, os reajustes de preços são realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análises de ambientes internos e externos.

Durante 2023, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em reduções de preços de 24,7% para o GLP, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2023 com aqueles vigentes em 31 de dezembro de 2022.

## Importações, Exportações e Vendas Internacionais

Nossas importações e exportações de petróleo bruto e derivados são impulsionadas por fatores econômicos que envolvem nosso refino doméstico, os níveis de demanda brasileiros e os preços internacionais. A maior parte do petróleo bruto que produzimos no Brasil é classificada como de densidade média API. Importamos algum petróleo bruto leve para equilibrar o quadro de nossas refinarias e exportamos principalmente petróleo bruto médio de nossa produção no Brasil. Além disso, continuamos a importar derivados de petróleo para equilibrar qualquer deficiência entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado por cada produto.

Em 2023, as exportações líquidas aumentaram 164 mbb/d, atingindo 485 mbb/d. Este aumento resultou principalmente do aumento das exportações de petróleo e gasolina e da redução das importações de petróleo e diesel.

### EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)

	2023	2022	2021
<b>Exportações</b>			
Óleo cru	594	513	575
Óleo Combustível	161	181	197
Outros derivados de petróleo	51	20	39
<b>Exportações totais</b>	<b>806</b>	<b>714</b>	<b>811</b>
<b>Importações</b>			
Óleo cru	156	164	154
Diesel	63	118	118
Gasolina	39	25	20
Outros derivados de petróleo	63	86	75
<b>Importações totais</b>	<b>321</b>	<b>393</b>	<b>367</b>

Nossas atividades de comercialização de petróleo bruto, derivados e GNL visam atender às nossas demandas internas ou potenciais oportunidades de negócios identificadas pelas nossas equipes comerciais buscando otimizar as operações de compra e venda nos mercados brasileiro e global, bem como as operações *offshore*.

As equipes de comércio internacional estão baseadas nos principais centros comerciais globais de petróleo e derivados de petróleo, como Houston, Cingapura, Buenos Aires e Rotterdam, e são compostas por comerciantes de petróleo bruto e derivados, GNL, operadores de transporte marítimo e de apoio.

Para obter mais informações sobre nossos clientes de petróleo e derivados, consulte “Exploração e Produção – Clientes e Concorrentes” e “Refino, Transporte e Comercialização – Clientes e Concorrentes” neste relatório anual.

## Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para diversas empresas de distribuição no Brasil.

Em 2021, saímos do setor de distribuição no Brasil quando concluímos a venda de nossa participação na Vibra.

Apesar desta venda, continuamos detentores das principais marcas utilizadas pela Vibra, incluindo aquelas que identificam postos de serviços, combustíveis, programa de fidelidade, segmentos de aviação e programa de certificação, entre outros.

Um contrato de licença de marca registrada de 10 anos está em vigor e concede à Vibra uma licença não exclusiva, paga e temporária sobre certas marcas registradas que possuímos, incluindo, mas não se limitando a “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 deste contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de postos de serviços e aviação, para os quais a Vibra utilizará exclusivamente as marcas por nós licenciadas. Entretanto, durante a vigência do contrato de licença de marca, nos comprometemos a abster de atuar no setor de postos de serviço em todo o território brasileiro. A definição de “estação de serviço” neste 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) destinadas a alimentar veículos automotores e embarcações sejam oferecidos à Business-to-Consumer (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

Também participamos do setor varejista em outros países da América do Sul, conforme segue:

- **Colômbia:** Nossas operações por meio da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 121 postos de serviços e uma fábrica de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m<sup>3</sup>/ano. PECOCO está na carteira de desinvestimentos da Petrobras;
- **Chile:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca naquele país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, empresa que atua como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustíveis; e
- **Paraguai:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Paraguai, concluída em 2019, celebramos um contrato de licenciamento de marca no Paraguai para uso exclusivo de nossas marcas, pelo prazo inicial de cinco anos. As partes aprovaram uma extensão do prazo do contrato até 2026.

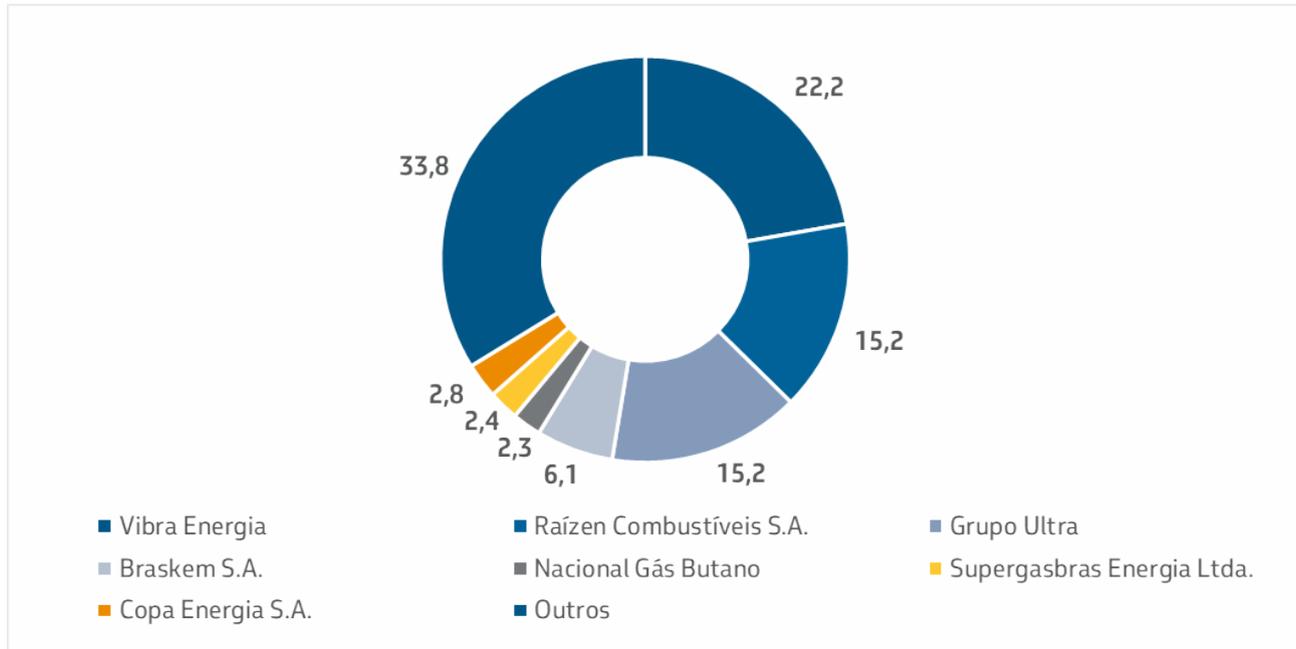
Para mais informações sobre o processo de desinvestimento, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.



## Clientes e Concorrentes

Interagimos com aproximadamente 462 clientes no Brasil, em 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 distribuidoras é realizada por meio de contratos celebrados de acordo com a regulamentação 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. Através desta plataforma online, os clientes podem efetuar encomendas de produtos, agendar levantamentos e acompanhar todo o processo do negócio até à fase de pagamento.

De acordo com informações fornecidas pela ANP, temos participação dominante no mercado brasileiro de refino. Possuímos e operamos 10 refinarias no Brasil.

Com relação à comercialização de derivados de petróleo no mercado brasileiro, enfrentamos concorrência de importadores, formuladores, outros produtores nacionais e plantas petroquímicas. Em 2023, nossa participação nos mercados de diesel e gasolina diminuiu em relação ao ano anterior, principalmente devido ao desinvestimento da REMAN e ao aumento da mistura obrigatória de biodiesel de 10% para 12% em abril de 2023.



## 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 nominal (mmt/y)	Nossa participação	Outras participações
<b>Braskem</b>				
Etileno	Brasil	3,95	36,15%	Novonor (38,32%);
Polietileno	Brasil	3,06		Outros (25,53%)
	México	1,05		
Polipropileno	Brasil	1,85		
	EUA	2,02		
	Alemanha	0,63		
<b>METANOR S.A./COPENOR S.A. (1)</b>				
Formaldeído	Brasil	0,09	34,34%	Dexxos Participações (45,47%);
Hexamina		0,01		Outros (19,99%)
<b>Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.</b>				
Catalisadores	Brasil	0,04	50,00%	Albemarle (50,00%)
Aditivos		0,01		
<b>PETROCOQUE S.A.</b>				
Coque de petróleo calcinado	Brasil	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Copenor S.A. é uma subsidiária de Metanor S.A.

Em dezembro de 2022, anunciamos o início da fase vinculante de venda da totalidade das nossas ações da Metanor, mas em 2024, decidimos cancelar o processo de desinvestimento.

Em maio de 2023, recebemos carta referente à proposta não vinculante para aquisição da participação da Novonor S.A. na Braskem. A informação nos foi repassada pelo fato de sermos o segundo maior acionista da Braskem e parte do acordo de acionistas. Em julho de 2023, iniciamos o processo de *due diligence*, conforme regras previstas no Acordo de Acionistas da Braskem firmado entre a Petrobras e a Novonor S.A., para o eventual exercício de *tag along* ou direito de preferência, em caso de alienação de ações da Braskem de propriedade de Novonor S.A.



## Fertilizantes

Possuímos 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, Araucária Nitrogenados S.A. (“ANSA”). Seus principais produtos são amônia e ureia. Juntas, essas plantas têm capacidade instalada de 1,852 milhão de t/ano de ureia, 1,406 milhão de t/ano de amônia, 319 mil t/ano de sulfato de amônio e 800 mil t/ano de ARLA-32.

Também temos uma Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III) inacabada em Mato Grosso do Sul. A construção da UFN-III teve início em setembro de 2011, mas foi paralisada em dezembro de 2014, com cerca de 81% da construção física concluída. Entre 2020 e 2022, a unidade passou por um processo de venda sem sucesso.

Desde 2020, após serem hibernadas em 2019, nossas fábricas localizadas na Bahia e em Sergipe operam sob contrato de arrendamento com a Proquigel Química S.A. (“Proquigel Química”), empresa do Grupo Unigel, pelo prazo inicial de 10 anos, podendo ser prorrogado por mais 10 anos.

A ANSA está hibernada desde janeiro de 2020. Desde setembro de 2020, trabalhamos no processo de desinvestimento. Em dezembro de 2022, anunciamos o cancelamento do processo competitivo para venda da totalidade de nossas ações da ANSA.

Em maio de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou a revisão dos elementos estratégicos do Plano Estratégico 2024-2028+, com nossa nova visão de ser a empresa de energia mais diversificada e integrada, incluindo os segmentos de fertilizantes e Petroquímicos. Desde então, começamos a estudar *joint ventures* envolvendo oportunidades nas áreas de fertilizantes, hidrogênio verde e projetos de baixo carbono.

Em junho de 2023, assinamos acordo de sigilo com a Unigel Participações S.A. (Unigel) para análise de negócios conjuntos envolvendo desenvolvimento de oportunidades nas áreas de fertilizantes, hidrogênio verde e projetos de baixo carbono. Adicionalmente, em 2023 iniciamos os estudos para o reinício da produção de fertilizantes na ANSA, bem como a retomada do Projeto UFN-III.

Em 29 de dezembro de 2023, a Petrobras assinou contrato com a Unigel Participações S.A. para industrialização customizada (*tolling*) para produção de fertilizantes nitrogenados nas fábricas localizadas nos estados de Sergipe e Bahia.

Em 28 de fevereiro de 2024, a Petrobras anunciou a assinatura de um Memorando de Entendimento (MoU) não vinculante com a Yara Brasil Fertilizantes S.A. (Yara) para estudar potenciais parcerias comerciais para iniciativas locais no segmento de fertilizantes, produção de produtos industriais e descarbonização da produção.

A Petrobras reforça assim o seu compromisso em liderar a transformação e impulsionar uma transição energética sustentável, justa e segura.

Para obter mais informações sobre a nossa nova visão e estratégias, consulte “Plano Estratégico 2024-2028+” neste relatório anual.



# Gás & Energias de Baixo Carbono

## Visão Geral

Processamos gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas UPGNs, que têm capacidade para tratar 93,9 milhões de m<sup>3</sup>/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.



## Principais Ativos

	2023	2022	2021
<b>Gás natural</b>			
Gasodutos no Brasil (km)	2.643	2.643	2.643 <sup>(1)</sup>
<b>Unidades de Processamento <sup>(2)</sup></b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>17</b>
Brasil <sup>(2)</sup>	10	12	14
Bolívia	3	3	3
<b>Capacidade de processamento (milhões de m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>138</b>	<b>143 <sup>(3)</sup></b>	<b>149</b>
Brasil	94	99	105
Bolívia	44	44	44
Terminais de regaseificação	3 <sup>(4)</sup>	3 <sup>(3)</sup>	3
Capacidade de regaseificação (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	47	47	47
<b>Energia</b>			
Número de usinas termelétricas	14	14	14 <sup>(5)</sup>
Capacidade instalada (milhares de MWh)	5,3	5,3	5,4

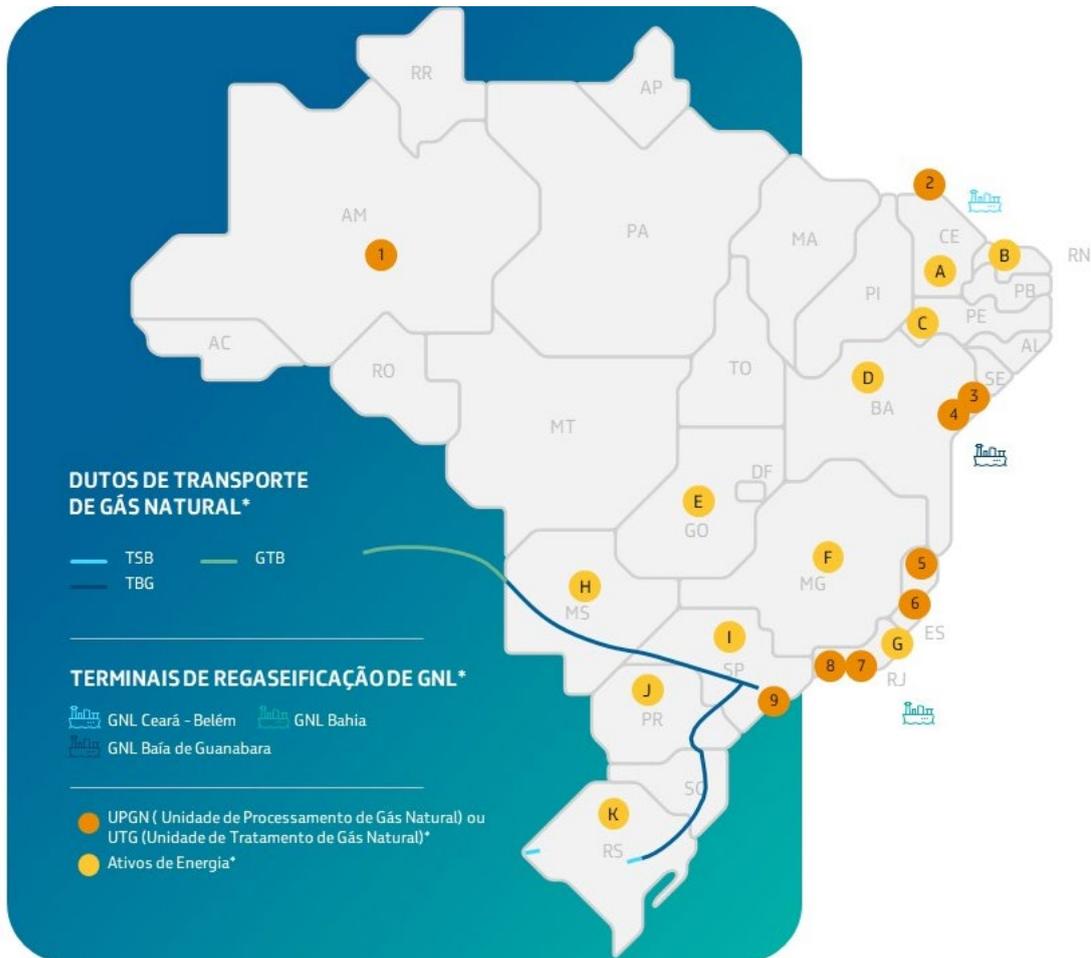
Em abril de 2021, concluímos a venda de nossa participação remanescente de 10% na NTS, que possui 2.043 km de gasodutos.

Em 2023, a autorização da UPGN RPBC foi cancelada pela ANP devido à sua contínua inatividade por 2 anos.

O terminal (TR-BA) foi alugado para a Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda até 31/12/2023.

O contrato de operação da PECEM era válido até 31 de dezembro de 2023, quando foi encerrado.

Em 2021, a contagem incluía Alto do Rodrigues, que é uma unidade de geração solar.



1 UPGN Urucu	6 UTGSUL (Sul Capixaba)	A TERMOCEARÁ	G BAIXADA FLUMINENSE SEROPÉDICA
2 UPGN Lubnor	7 UTGCAB (Cabiúnas)	B VALE DO AÇU	TERMORIO
3 UPGN Catu	8 UPGN REDUC	ALTO DO RODRIGUES	TERMOCAÉ
4 EVF Manati	9 UTGCA (Caraguatatuba)	C SUAPE II	H TRÊS LAGOAS
5 UTG (Cacimbas)		TERMOCABO	I CUBATÃO
		D TERMOBAHIA	NOVA PIRATININGA
		TERMOCAMAÇARI**	J ARAUCÁRIA
		E GOIÂNIA II	K CANOAS
		F IBIRITÉ	
		JUIZ DE FORA	

Termoelétrica Fotovoltaica

\* Ativos em 31 de dezembro de 2023.

\*\* A usina Termocamaçari está arrendada à Proquigel Química S.A. até agosto de 2030.

## Gás natural

O nosso segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono é composto, entre outras coisas, pelo processamento de gás, transporte, regaseificação de GNL (nos estados da Bahia e Rio de Janeiro), geração de energia a gás e a óleo. O contrato do terminal de regaseificação de GNL do Ceará foi válido até 31 de dezembro de 2023, quando foi encerrado.

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.

### Processamento de Gás Natural

O gás natural do nosso segmento de Exploração & 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 termoelétrica.

Nossas UPGNs estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo no Brasil, bem como na Bolívia, onde temos capacidade para processar gás natural em suas formas gasosa e condensada.

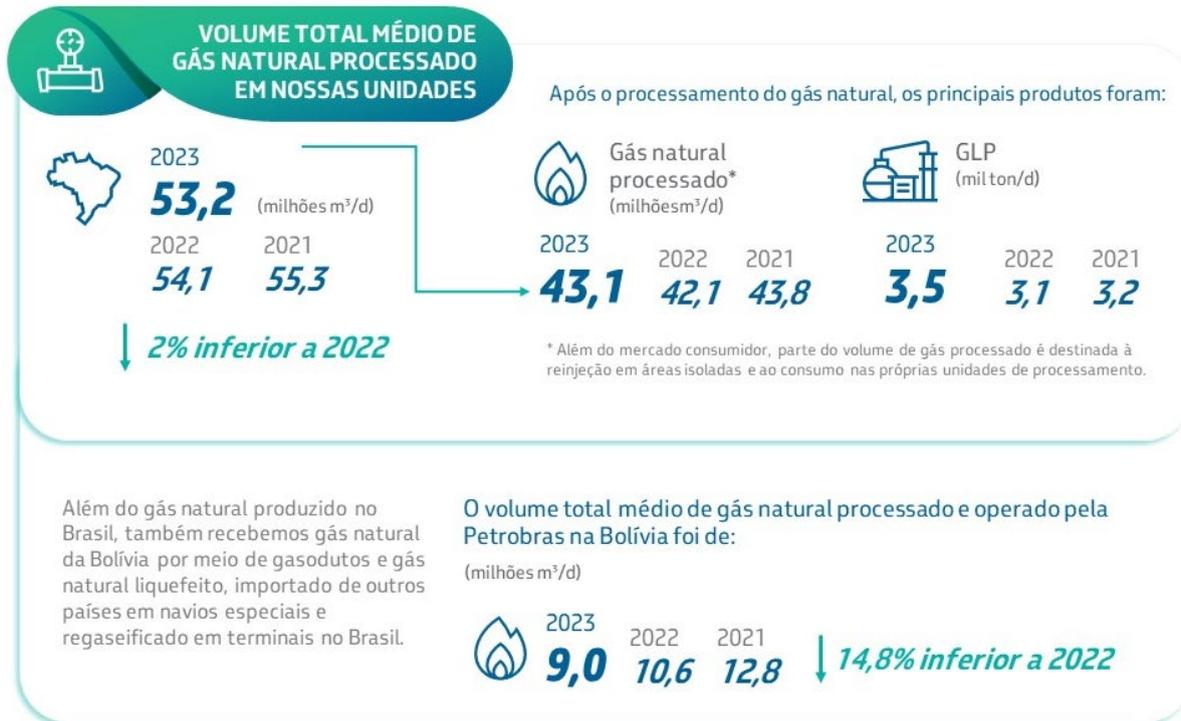
#### CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNS NO BRASIL <sup>(1)(2)</sup>

	Localização	Capacidade de processamento de 2023	2023			2022			2021		
			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 m <sup>3</sup> /d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhares de t/d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhares de t/d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhões de m <sup>3</sup> /d)	(milhares de t/d)
UTGCAB	Rio de Janeiro	24,6	21,39	15,07	0,90	21,06	14,11	0,82	21,65	15,55	0,86
UTGCA	São Paulo	20,0	12,16	11,46	0,99	13,27	12,62	0,97	11,17	10,64	0,72
UTGC	Espírito Santo	18,1	2,74	2,42	0,34	2,04	1,83	0,24	3,29	2,97	0,44
UTGSUL	Espírito Santo	2,5	0,06	0,05	-	0,11	0,09	-	0,31	0,26	-
UPGN REDUC	Rio de Janeiro	2,5	1,11	1,05	0,23	1,12	0,49	0,04	1,19	0,90	0,02
UPGN LUBNOR	Ceará	0,35	0	0	0	0	0	0	-	-	-
UPGN URUCU	Amazonas	12,2	12,15	11,44	0,93	11,79	11,08	11,79	11,08	10,81	1,08
UPGN GUAMARÉ <sup>3)</sup>	Rio Grande do Norte	5,7	0,30	0,28	0,05	0,77	0,70	0,77	0,70	0,63	0,1
UPGN CATU	Bahia	2,0	1,60	1,35	0,00	1,35	1,12	0,00	1,16	0,95	0,00
EVF MANATI	Bahia	6,0	1,67	-	-	2,47	-	-	3,12	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>—</b>	<b>93,95</b>	<b>53,18</b>	<b>43,12</b>	<b>3,44</b>	<b>54,08</b>	<b>42,14</b>	<b>3,15</b>	<b>55,30</b>	<b>43,81</b>	<b>3,18</b>

Nós concluímos a venda da UPGN Pilar em fevereiro de 2022.

A UPGN Atalaia foi desativada em 2020.

Nós concluímos a venda da UPGN Guimarães em junho de 2023, parte do Cluster Potiguar.



## 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).

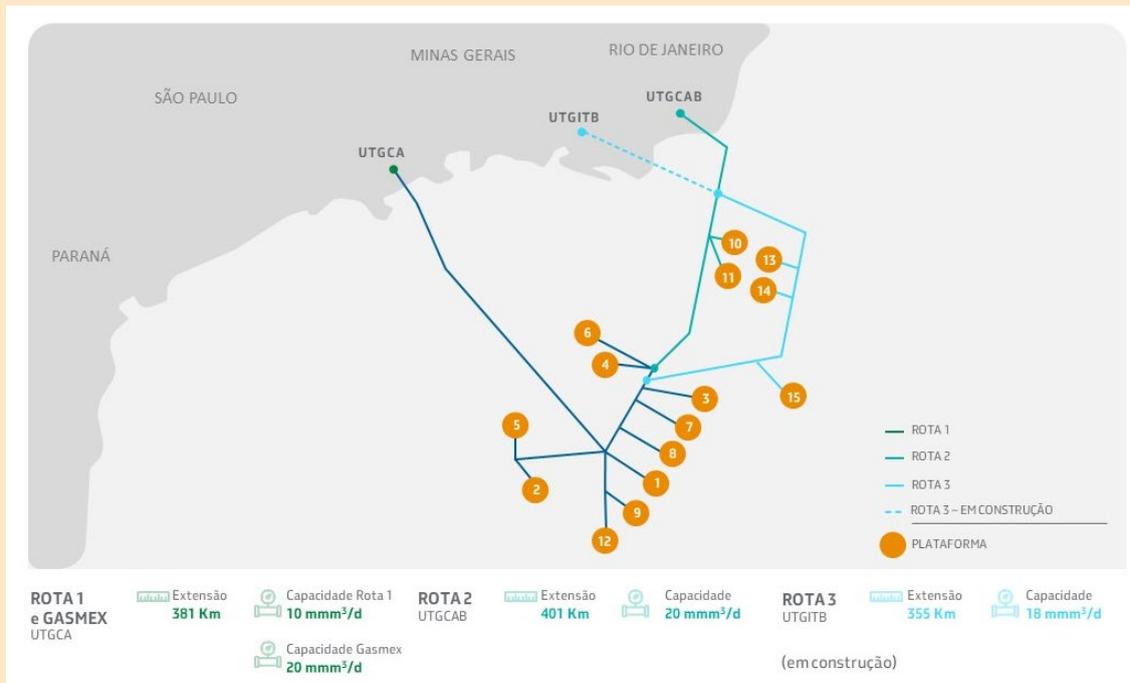
### NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

Companhia	Extensão de gasodutos (km)	Nossa participação acionária	Outros acionistas
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. ("TBG")	2.593	51%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. (19,88%) Corumbá Holding S.À.R.L. (0,12%)
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. ("TSB")	50	25%	Ipiranga Produtos de Petróleo S.A. (25%), Repsol Exploração Brasil (25%) e Total Gas & Power Brazil (25%)
<b>TOTAL</b>	<b>2.643</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

Além disso, fora do Brasil, detemos uma participação de 11% na GTB, que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.



## Gás do Pré-Sal



### UNIDADES E PRINCIPAIS CAMPOS – ESCOAMENTO DE GÁS

1 Cidade de Angra dos Reis TUPÍ	10 P-74 BÚZIOS	13 P-77 BÚZIOS
2 Cidade de São Paulo SAPINHOÁ	11 P-76 BÚZIOS	14 P-75 BÚZIOS
3 FPSO Cidade de Paraty TUPÍ		15 FPSO CARIOCA
4 FPSO Cidade de Mangaratiba TUPÍ		
5 Cidade de Ilhabela SAPINHOÁ		
6 FPSO Cidade de Itaguaí TUPÍ		
7 FPSO Cidade de Maricá TUPÍ		
8 FPSO Cidade de Saquarema TUPÍ		
9 P-66 TUPÍ		
12 P-69 TUPÍ		

Para extrair gás natural de nossa produção do polo pré-sal da Bacia de Santos, além de utilizar parte da infraestrutura existente, investimos na construção de dutos submarinos (rotas) integrados com as unidades de processamento, que buscam otimizar o uso do gás natural.

Investimos nas seguintes rotas de fluxo:

**ROTA 1 E GASMEX:** O gasoduto de 381 km é composto por dois trechos: Rota 1, que é o trecho que conecta a Plataforma Tupi à Plataforma Mexilhão, com capacidade para transportar até 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia, e GASMEX, que é o trecho que conecta a plataforma Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato ("UTGCA"), na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade para transportar até 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás produzido no pré-sal da Bacia de



Santos. A GASMEX é 100% de propriedade da Petrobras, e possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes.

**ROTA 2:** O gasoduto de 401 km conecta o pré-sal da Bacia de Santos à Unidade de Tratamento de Gás Cabiúnas ("UTGCAB"), na cidade de Macaê, no estado do Rio de Janeiro. Ele teve uma capacidade inicial autorizada para transportar até 13 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que posteriormente aumentou para 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em julho de 2019, a ANP autorizou o gasoduto a operar com 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Possuímos 65% da Rota 2 Tupi-NE-Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes. Possuímos 55% da Rota 2 Cernambi-TECAB, a Shell possui 25%, a Petrogal possui 10% e a Repsol possui os 10% restantes.

**ROTA 3:** Este gasoduto de 355 km conecta o pré-sal da Bacia de Santos à Unidade de Tratamento de Gás Itaboraí, na cidade de Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, com capacidade de até 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia. 307 km do gasoduto são submarinos e os outros 48 km são terrestres. A planta de processamento de gás natural terá duas unidades com capacidade total de processamento de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, aumentando o fornecimento de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) para o mercado. A construção do gasoduto da Rota 3 foi concluída com sucesso. No entanto, ainda não está em operação, pois aguarda a conclusão da planta de processamento para permitir o fluxo de gás previsto por essa rota, que está programado para iniciar as operações em 2024. Possuímos 100% da Rota 3.

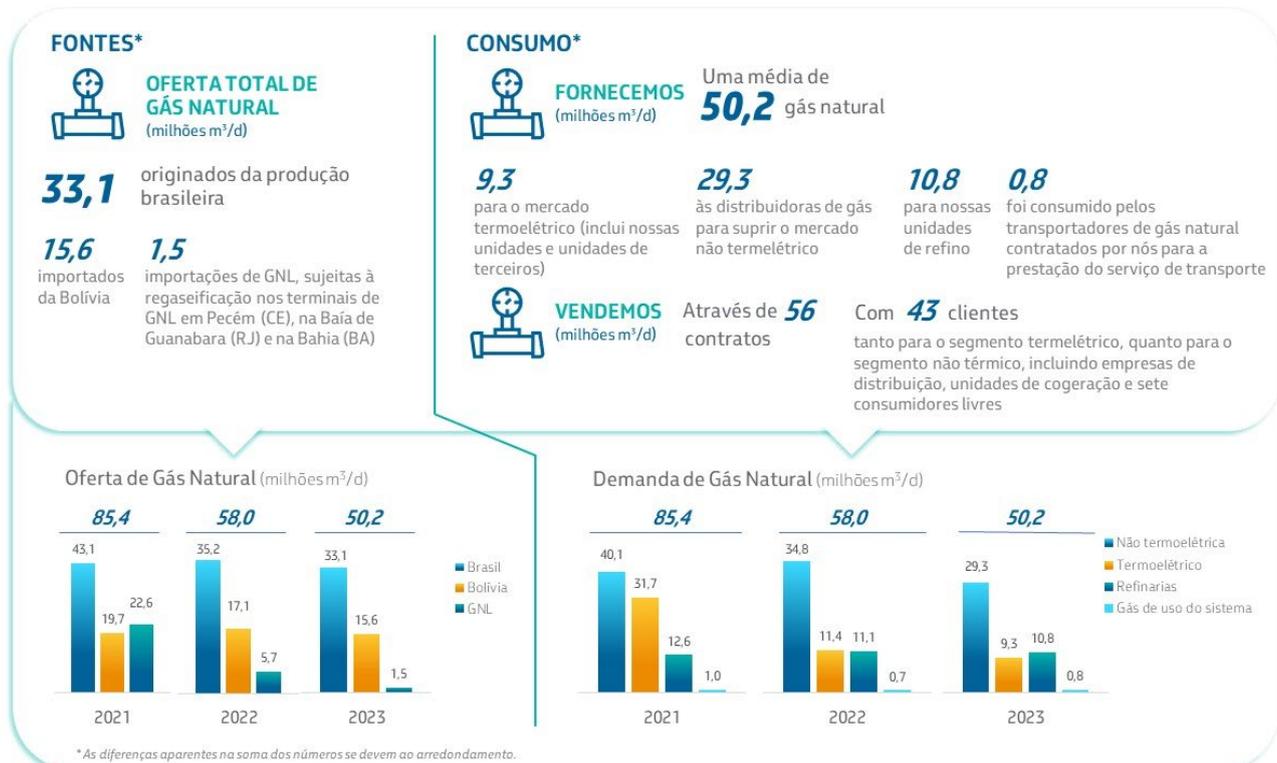
Unidades recentemente instaladas e futuras no pré-sal da Bacia de Santos serão progressivamente conectadas à Rota 2 e à Rota 3. Todos os projetos serão capazes de fluir por qualquer uma das três rotas de fluxo quando o sistema estiver totalmente implementado.

## Marketing e Vendas

O volume total de gás natural que entregamos em 2023 foi de 50,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O volume de nosso consumo de gás natural por clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, comerciais e varejistas foi de 38,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, representando uma diminuição de aproximadamente 14% em comparação com 2022. Essa redução se deve principalmente ao menor despacho termoelétrico, menor demanda não termoelétrica, bem como à contínua abertura do mercado de gás natural.

Em 2023, o consumo de gás natural por nossas refinarias foi de 10,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o mesmo nível de 2022.

Abaixo apresentamos nossas fontes e consumo em 2023:



## Programa Gás & Energia +

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 14 novos players tornaram-se titulares de aproximadamente 24% do mercado brasileiro de gás natural não termoeletrico em 2023.

Dada a nova direção estratégica apresentada no Plano Estratégico 2024-2028+, em 28 de novembro de 2023, solicitamos formalmente uma revisão do acordo assinado com o CADE. No momento da elaboração deste relatório, as negociações com o CADE ainda estavam em andamento.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte "Riscos - Fatores de Risco - 6.b."

Para mais informações sobre o progresso de nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Em 2023, o Programa GAS+ foi renomeado como **Programa Gas & Energy +** (também chamado de "Programa Gas e Energia mais" e "G&E+"), reforçando ações voltadas para o negócio de gás e incluindo ações focadas no negócio de energia. Houve também a separação da Frente de Ativos de Alto Desempenho, que passou a fazer parte do Sistema de Gestão de Ativos.

O G&E+ tem como objetivo nos preparar para atuar de forma competitiva no mercado aberto de gás natural. Este programa tem foco em oferecer a melhor experiência de relacionamento com o cliente e desenvolver e fornecer produtos com condições comerciais aderentes às necessidades dos clientes, para alcançar as metas de participação de mercado e rentabilidade estabelecidas. 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 2023, várias iniciativas do G&E+ foram implementadas. O desenvolvimento dessas iniciativas é monitorado periodicamente, em diferentes níveis de gestão, seguindo a estrutura de gerenciamento de projetos estabelecida. As principais realizações de 2023 são destacadas abaixo:

- Renegociação de nosso portfólio de gás natural;
- Implementação da nova plataforma de Gerenciamento de Relacionamento com o Cliente (Projeto Evoluir);
- Desenvolvimento de processos e ferramentas adequadas para o novo mercado (Planejamento de Comercialização/Contratação de Transporte);
- Expansão das vendas no Ambiente Livre de Gás Natural; e
- Implementação de novas soluções digitais para otimização operacional (Projeto Competitivo G&E).

### **Contratos de venda de gás natural e compromissos de compra e transporte de gás natural a longo prazo**

Vendemos nosso gás principalmente para empresas locais de distribuição de gás, consumidores livres e usinas movidas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento de longo prazo padrão. Os consumidores livres são consumidores que, se elegíveis, podem negociar livremente suas compras de gás natural com múltiplos fornecedores em vez de comprar diretamente de uma única empresa de distribuição. As fórmulas de preço desses contratos estão principalmente alinhadas com os preços do petróleo Brent, os marcadores de preços do GNL (Henry Hub e Japan Korea Marker) e o dólar americano. Eles foram negociados sob a nova lei do gás.

Em 2023, oferecemos aos clientes novos produtos com condições flexíveis, para que eles possam construir seu próprio portfólio:

- Inclusão do Henry Hub, um indexador de gás para gás, além do indexador de Brent;
- Termos contratuais diversificados, variando de 4 a 11 anos;
- Possibilidade de iniciar o fornecimento em 2024 ou 2026; e
- Duas opções de local para entrega de gás natural: (a) no hub, em que a Petrobras é responsável pela contratação da entrada no sistema de transporte e o cliente é responsável pela contratação da saída ou (b) no ponto de entrega (portão da cidade), em que a Petrobras é responsável pela contratação da entrada e saída de transporte.

Além dessa diversificação, nossas condições comerciais buscam tornar o ambiente competitivo e o processo de abertura do mercado mais dinâmico, permitindo, entre outras coisas, a redução de volumes contratados por distribuidoras no caso de migração de volumes de clientes cativos para o ambiente livre. Como resultado, foram assinados novos contratos com 12 empresas distribuidoras, totalizando 21 MMm<sup>3</sup>/dia de quantidade contratada até 2024. O valor total estimado dos contratos assinados é de US\$ 35 bilhões (de acordo com a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2023), válidos até 2034. O compromisso total de contratos de gás natural é de 30,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia com empresas locais de distribuição, incluindo contratos assinados em anos anteriores.

Num esforço para extinguir as controvérsias legais envolvendo nossos principais clientes, a empresa negociou com sucesso um acordo com a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro e a CEG RIO S/A, encerrando as disputas judiciais e assinando um compromisso de fornecimento de dez anos que totalizou aproximadamente US\$ 10 bilhões em valor de contratos.



Vale ressaltar também o acordo que encerrou a disputa judicial com a Sergipe Gás S/A, uma conquista importante que ajudou a trazer estabilidade econômica e jurídica ao ambiente comercial do nordeste brasileiro.

Quando começamos a construir o GASBOL em 1996, celebramos um Acordo de Suprimento (GSA) com a empresa estatal boliviana YPFB para a compra de volumes mínimos de gás natural, os quais eram baseados em uma média de entrega ou pagamento de 30 mmm<sup>3</sup>/dia, a preços vinculados ao preço global do óleo combustível.

O fornecimento de gás sob o GSA teve início em 1º de julho de 1999. Ajustes nos volumes contratuais acordados desde 31 de dezembro de 2023 preveem uma potencial prorrogação do prazo do contrato até dezembro de 2027, se as condições de entrega ou pagamento forem atendidas, ou setembro de 2030, se forem considerados os volumes retirados no sistema de take-or-pay. Os principais ajustes de compromissos foram o Aditivo 11, celebrado em agosto de 2022, e o Aditivo 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 2024 a 2028.

**COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL <sup>(1)</sup>**

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Para clientes não termelétricos</b>					
Partes Relacionadas (mmm <sup>3</sup> /d) <sup>(2) (3)</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terceiros (mmm <sup>3</sup> /d) <sup>(3)</sup>	21,80	21,70	16,60	15,60	15,10
<b>Para usinas elétricas a gás</b>					
Partes Relacionadas (mmm <sup>3</sup> /d) <sup>(2) (3)</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terceiros (mmm <sup>3</sup> /d) <sup>(3)</sup>	4,60	4,25	4,28	5,27	5,52
<b>Total (mmm<sup>3</sup>/d) <sup>(2) (3)</sup></b>	<b>26,40</b>	<b>25,95</b>	<b>20,88</b>	<b>20,87</b>	<b>20,62</b>
Valores estimados a faturar (US\$ milhões) <sup>(3) (4)</sup>	3.444,05	3.819,27	3.076,42	2.990,38	2.909,72
<b>Compromissos de Compra</b>					
<b>Compromissos de Compra com a YPFB</b>					
Volume de obrigação (mmm <sup>3</sup> /d)	15,6	8,00	4,00	0,00	0,00
Volume de obrigação (mmcf/d)	550,91	282,52	141,26	0,00	0,00
Projeção do petróleo Brent (US\$)	80,00	77,5	75,00	72,50	70,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) <sup>(5)</sup>	1.420,30	711,78	322,72	0,00	0,00
<b>Compromissos de transporte</b>					
<b>Contrato ship-or-pay com a GTB</b>					
Compromisso de volume (mmm <sup>3</sup> /d)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	211,89	211,89	211,89	211,89	211,89
Pagamentos estimados (US\$ milhões) <sup>(6)</sup>	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
<b>Contrato ship-or-pay com a TBG <sup>(7) (8)</sup></b>					
Compromisso de volume (mmm <sup>3</sup> /d) <sup>(9)</sup>	43,54	12,99	11,60	11,74	11,23
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.537,53	458,77	409,72	414,52	396,41
Pagamentos estimados (US\$ milhões) <sup>(6)</sup>	246,85	24,76	10,78	12,48	6,55
<b>Contrato ship-or-pay com a NTS</b>					
Compromisso de volume (mmm <sup>3</sup> /d)	158,21	158,21	114,40	114,40	114,40
Compromisso de volume (mmcf/d)	5.586,96	5.586,96	4.040,00	4.040,00	4.040,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) <sup>(6) (10)</sup>	1.360,75	1.363,45	968,90	978,19	994,59
<b>Contrato ship-or-pay com a TAG</b>					
Compromisso de volume (mmm <sup>3</sup> /d)	73,86	73,58	52,00	52,00	52,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	2.608,49	2.598,4	1.836,19	1.836,19	1.836,19
Pagamentos estimados (US\$ milhões) <sup>(6) (11)</sup>	1.646,60	1.646,63	1.257,63	1.269,69	1.290,98

A tabela considera informações como volumes estimados, retiradas estimadas e preço do petróleo Brent, com base em nosso Plano Estratégico 2024-2028+, aprovado em 23 de novembro de 2023 (eventos subsequentes serão incorporados no próximo ciclo de planejamento estratégico).

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.

As estimativas são baseadas em vendas externas e não incluem consumo interno ou transferências.

Os preços podem ser ajustados no futuro, de acordo com a fórmula definida no contrato, e os montantes reais podem variar.

Os pagamentos estimados são calculados usando preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão do preço do petróleo 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.

Montantes calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

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.

A soma dos contratos legados (TCO e CPAC) foi considerada com os novos contratos de entrada e saída, objeto de chamadas públicas.

Os volumes podem aumentar como resultado de chamadas públicas para contratação de capacidade.

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.

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.



## 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). O Ambiente de Contratação Livre ("ACL") e o Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") estão envolvidos na regulação do mercado de energia elétrica no Brasil.

As usinas hidrelétricas dependem do nível anual de precipitação. 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 14 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 5.313 MW. Essas usinas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2023, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 74,5 GW médios. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 612 MW médios (859 MW médios em 2022 e 3.419 MW médios em 2021). Essa diminuição na eletricidade gerada total deveu-se à manutenção dos níveis de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas e à significativa expansão das usinas eólicas e fotovoltaicas ao longo do ano.

Além disso, possuímos participação em outros projetos de geração de energia. Isso acrescenta 215 MW à nossa capacidade de geração de eletricidade.

Também temos alguns investimentos em fontes de geração de energia renovável no Brasil. Possuímos uma unidade piloto de energia solar, a Unidade Fotovoltaica de Alto do Rodrigues, com apenas um MW de capacidade solar.

### VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE<sup>(1)</sup>

	2023	2022	2021
Vendas de eletricidade (ACL) - MW médio <sup>(2)</sup>	1.515	1.099	1.150
Vendas de eletricidade (ACR) - MW médio <sup>(2)</sup>	1.655	2.053	2.439
Geração de eletricidade - MW médio	612	859	3.419

(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.



## Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade futura de geração

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 pela sua capacidade esperada de gerar 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 distribuidoras de energia (disponibilidade em modo de espera ou disponibilidade *standby*) e por meio de contratos bilaterais firmados com clientes livres e usados para atender às necessidades energéticas 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 comercial certificada) incorridos sempre que são solicitadas a gerar eletricidade.

Em 2023, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos foi de 3.218 MW médios. Nossa capacidade total de geração foi de 5.313 MW médios. Do total de 4.665 MW médios de capacidade comercial disponível para venda em 2023, aproximadamente 35% foram vendidos como disponibilidade *standby* em leilões públicos no mercado regulado (em comparação com 50% em 2022) e aproximadamente 32% foram comprometidos sob contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas para partes relacionadas, (em comparação com 27% em 2022).

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

	2023	2022	2021
Capacidade instalada (MW)	5.313	5.313	5.490
Capacidade comercial certificada (MW médio)	3.218	3.206	3.461
Compras no mercado livre (MW médio)	1.447	873	787
Capacidade comercial disponível (Lastro) (MW médio)	4.665	4.079	4.248



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

	2023	2022	2021
<b>Total de compromissos de venda (MW médio)</b>	<b>3.170</b>	<b>3.152</b>	<b>3.605</b>
Contratos bilaterais	1.219	771	778
Consumo interno	296	328	372
Leilões públicos para empresas distribuidoras	1.655	2.053	2.455
<b>Geração de volume (MW médio)</b>	<b>612</b>	<b>859</b>	<b>3.419</b>
<b>Receitas (US\$ milhões)<sup>(1)</sup></b>	<b>1.652</b>	<b>1.870</b>	<b>3.710</b>

Inclui receita de venda de eletricidade do segmento de Energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

Nossos ativos de energia e suas respectivas localizações estão listados na tabela abaixo.

### NOSSOS ATIVOS DE ENERGIA <sup>(1)</sup> (MW)

	Tipo <sup>(2)</sup>	Região	Usina de Energia	Combustível <sup>(2)</sup>	Capacidade instalada	Participação acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros	
Ativos sob Gestão da Petrobras (próprios, arrendados ou controlados)	1	UTE	Ibirité	GN	235	100%	235	-	
	2		Baixada Fluminense	GN	530	100%	530	-	
	3		Seropédica	GN/OD	360	100%	360	-	
	4		Cubatão	GN	249,9	100%	249,9	-	
	5		Nova Piratininga	GN	386	100%	386	-	
	6		Piratininga	GN	190	100%	190	-	
	7		Termorio	GN	989,2	100%	989,2	-	
	8		Juiz de Fora	GN/ET	87	100%	87	-	
	9		Três Lagoas	GN	386	100%	386	-	
	10		Termomacaé	GN	922,6	100%	922,6	-	
	11		Sul	Canoas	OD/GN	248,6	100%	248,6	-
	12		Nordeste	Termobahia	GN	186	100%	186	-
	13		Vale do Açu	GN	323	100%	323	-	
	14		Termo Ceará	GN/OD	220	100%	220	-	
<b>Gestão Petrobras</b>					<b>5.313</b>	<b>100%</b>	<b>5.313</b>		
15	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-	
<b>Subtotal Gestão Petrobras</b>					<b>5.314</b>		<b>5.314</b>		



	Tipo <sup>(2)</sup>	Região	Usina de Energia	Combustível <sup>(2)</sup>	Capacidade instalada	Participação acionária ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Participações Petrobras	1	Sudeste/ Centro-Oeste	Goiânia II	OD	140,3	30%	42	Enegen Participações S.A.: 70%; Petrobras: 30%
	2		Sul	Araucária	GN	484	18,80%	91
	3	Nordeste	Suape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%; Petrobras: 20%
	4		Termocabo	OC	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (Petrobras tem 20% de participação na Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação Participação Ltda: 2%
<b>Subtotal Participações Petrobras</b>					<b>1.055</b>		<b>215</b>	
<b>TOTAL</b>					<b>6.369</b>		<b>5.529</b>	

A usina Termocamaçari, movida a gás natural e com capacidade instalada de 120MW, está arrendada à Proquigel Química até agosto de 2030.

GN — Gás Natural; OC — Óleo Combustível; OD — Diesel; ET — Etanol; PIE — Produtor de Independente de Energia; UTE - Usina Termelétrica; PCH—Pequena Central Hidrelétrica; PV — Fotovoltaico ;

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 (MW médio)	Data de vencimento do contrato	
Sudeste/Centro-Oeste	Baixada Fluminense	416,4	2033	
	Seropédica	278,0	2023	
	Cubatão		141,0	2024
			98,3	2025 a 2039
		64,2	2026 a 2040	
	Termorio	352,0	2024	
	Três Lagoas	127,0	2023	
Nordeste	Termomacaé	200,0	2025	
	Termoçarã	141,0	2023 (64MW) e 2024 (77MW)	



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 (MWmédio)	Duração do contrato
Sudeste/Centro-Oeste	Termorio	922,35	Julho de 2026 a junho de 2041
	Ibirité	197,87	Julho de 2026 a junho de 2041

### Energias de Baixo Carbono

Em 2023, demos passos importantes para uma transição energética justa e inclusiva, em linha com as diretrizes do nosso Plano Estratégico, para aumentar a diversificação em negócios de baixo carbono, preferencialmente através de parcerias que permitam o compartilhamento de riscos e conhecimentos. Essas medidas incluem oportunidades de investimento conjunto em energia eólica *onshore* e *offshore*, energias solares, biocombustíveis, bem como hidrogênio de baixo carbono e captura e armazenamento de carbono (CCS). Nosso objetivo é trabalhar em conjunto com grandes *players* para avaliar oportunidades em conjunto. Se estas oportunidades se revelarem viáveis e atrativas para todas as partes, poderemos celebrar acordos e investimentos vinculantes em linha com os nossos objetivos de promover a transição energética, bem como a nossa rentabilidade.

Em setembro de 2023, apresentamos ao Ibama solicitação para início do processo de licenciamento ambiental de dez áreas no mar brasileiro destinadas ao desenvolvimento de projetos de energia eólica *offshore*. O objetivo é avaliar a viabilidade técnico-econômica e ambiental das áreas com forte potencial para desenvolvimento futuro de projetos. Das dez áreas, sete estão no Nordeste (três no Rio Grande do Norte, três no Ceará e uma no Maranhão); dois no Sudeste (um no Rio de Janeiro e um no Espírito Santo) e um no Sul do país (no Rio Grande do Sul). Juntas, essas áreas, que serão avaliadas, têm potencial para desenvolver projetos eólicos *offshore* com capacidade de até 23 GW. Com essa capacidade, poderemos nos tornar a empresa com maior potencial de geração de energia eólica *offshore* no Brasil em termos de capacidade registrada no Ibama. Uma vez concedidas as áreas, o desenvolvimento dos projetos será avaliado e submetido aos nossos órgãos competentes, com todos os requisitos necessários para comprovação de viabilidade técnica e econômica.

O Brasil tem potencial para aproveitar a geração de energia eólica *offshore*, o que oferece algumas oportunidades interessantes para diversificar a matriz energética do país. A geração eólica *offshore* utiliza a força do vento no mar para produzir energia renovável. A principal vantagem do mar são os ventos consistentes e de alta velocidade que não são afetados por barreiras como velocidade irregular do vento, florestas, montanhas e edifícios, por exemplo.

Em 2023, completamos uma década de medições eólicas *offshore* e realizamos a maior campanha de mapeamento eólico em algumas localidades do mar brasileiro, fundamentais para avaliar a viabilidade técnica de futuras instalações de energia eólica *offshore*. Também estamos de olho em outras oportunidades e desenvolvendo tecnologia nessa área, como o desenvolvimento da Bóia Remota de Avaliação Eólica *Offshore* (conhecida como Bravo), um LIDAR flutuante de tecnologia nacional, que foi desenvolvido em parceria com o Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) do Rio Grande do Norte e Santa Catarina.



Além de mensurar os recursos eólicos *offshore*, reuniremos as principais informações ambientais de estudos já realizados no ambiente marinho brasileiro. A utilização dessas sinergias visa identificar e definir as melhores áreas para aproveitamento dos recursos eólicos *offshore* no Brasil, proporcionando-nos uma vantagem competitiva.

Durante 2023 assinamos os seguintes acordos de cooperação no setor das energias renováveis, conforme especificado abaixo:

- Acordo Quadro de Cooperação Estratégica com a China Energy International Group Co., Ltd., com o objetivo de identificar potenciais oportunidades de negócios no Brasil relacionadas à geração de energia renovável e à produção sustentável de hidrogênio e amônia.
- Carta de Intenção com a Equinor, ampliando a cooperação entre as empresas, a fim de avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de sete projetos de geração de energia eólica *offshore* na costa brasileira, com duração prevista até 2028, com potencial para gerar até 14,5 GW.
- Memorando de Entendimento Não Vinculante com TotalEnergies e Casa dos Ventos para avaliação de projetos de energia renovável no Brasil, com o objetivo de desenvolver estudos conjuntos sobre as oportunidades de negócios em energia eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar e hidrogênio de baixo carbono no país, utilizando a expertise de cada empresa.
- Parceria estratégica com a WEG, empresa brasileira global de equipamentos eletrônicos, para o desenvolvimento conjunto de uma turbina eólica *onshore* de 7 megawatts (MW), a primeira deste porte a ser fabricada no Brasil e a WEG espera que a produção em série deste equipamento comece em 2025. Investiremos aproximadamente US\$ 26 milhões no projeto, que já está em andamento pela WEG. O acordo abrange o desenvolvimento de tecnologias para a produção de componentes de turbinas eólicas, adequadas às condições eólicas brasileiras, bem como a construção e teste de um protótipo, com contrapartidas técnicas e comerciais para nós.

Os acordos firmados não são vinculativos e, para acompanhar o andamento dos estudos e discussões, serão formados comitês com representantes de cada empresa. Os acordos estão alinhados com os elementos estratégicos do Plano Estratégico, que visam preparar-nos para um futuro mais sustentável, contribuindo para o sucesso da transição energética. Somente após a conclusão das análises técnicas necessárias é que os potenciais projetos decorrentes dos acordos assinados poderão ter estimativas oficiais de custo, prazo e retorno. Estas estimativas permitirão que o potencial projeto seja avaliado futuramente por órgãos internos de aprovação, de acordo com a nossa governança e sempre dando preferência à opção de fusão ou aquisição ao desenvolvimento próprio dos projetos.

## Biocombustíveis



### BioRefino

Possuímos um programa de biorrefino conhecido como BioRefino 2030, lançado em 2020, com o objetivo de transformar nossos processos de refino em uma indústria mais sustentável, alinhada a uma economia baseada em baixo carbono. Em 2022, nossos projetos de geração de novos combustíveis, modernos e sustentáveis, como diesel renovável e biojet, foram ampliados e ganharam prioridade ainda maior iniciando uma nova fase do Programa BioRefino. Em 2023, as modificações na infraestrutura das refinarias RPBC, REDUC e REPLAN permitiram a ampliação da capacidade de produção de Diesel-R. Outros projetos relativos ao coprocessamento em unidades de hidrotreamento ainda aguardam a conclusão do marco regulatório de combustíveis avançados para prosseguirem.



O diesel com conteúdo renovável (Diesel-R) é parcialmente composto por um biocombustível avançado, produzido a partir do coprocessamento de diesel convencional com óleos vegetais utilizando nossa tecnologia proprietária HBIO™. A parte renovável do combustível resultante (Óleo Vegetal Hidrotratado ou "HVO") apresenta a mesma estrutura do óleo diesel convencional e reduz a emissão de gases de efeito estufa em comparação ao óleo diesel mineral. O diesel coprocessado com conteúdo renovável, assim como o HVO puro, são isentos de contaminantes e não causam danos aos motores, aumentando efetivamente a vida útil dos veículos e reduzindo os custos de transporte.

A comercialização do Diesel R, nosso produto de menor intensidade de carbono e que contém HVO, é focada em clientes que desejam cumprir suas metas ESG voluntárias. O consumo obrigatório de HVO está em discussão no Parlamento brasileiro.

### Projetos em andamento

O BioQav (também conhecido como SAF ou BioJet Fuel) será utilizado em todo o mundo para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa no setor da aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional ("ICAO") e será obrigatório no Brasil em 2027. O processo de produção do BioQav, por meio da hidrogenação, utiliza as mesmas matérias-primas necessárias para a produção do HVO, que também é formado como um coproduto do mesmo processo. Além das unidades de coprocessamento, estão em construção duas plantas dedicadas à produção de SAF e/ou HVO com tecnologia de Ésteres Hidroprocessados e Ácidos Graxos ("HEFA"). Um dos objetivos da produção do BioQav por essas unidades é cumprir as metas estabelecidas pela ICAO.

### Processamento de matéria-prima 100% renovável em uma unidade de craqueamento catalítico fluido ("FCC")

Nós e a Refinaria de Petróleo Riograndense ("RPR") alcançamos um marco histórico ao processar, pela primeira vez, óleo 100% de soja em uma unidade de refino industrial. 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). Este processamento de matéria-prima 100% renovável em uma FCC é o primeiro desse tipo no mundo.

O teste foi viabilizado por meio de um acordo de cooperação firmado em maio de 2023 entre as empresas acionistas da RPR (Petrobras, Braskem e Ultra), que previu a utilização das unidades da refinaria para testes de tecnologias desenvolvidas pelo CENPES. O investimento no teste foi realizado de acordo com as cláusulas de PD&I da 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.

Desde 2021, o CNPE publicou diversas resoluções estabelecendo a mistura obrigatória de biodiesel em todo o diesel comercializado no Brasil. Em março de 2023, o CNPE publicou a Resolução nº 03/2023 alterando a mistura para 12% a partir de abril de 2023. De acordo com a Resolução CNPE nº 8, publicada em dezembro de 2023, a mistura obrigatória de biodiesel será de 14% a partir de março de 2024 e de 15% a partir de março de 2025.

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 8,63 mbbbl/d. Em 2023, atendemos 1,16% da demanda brasileira de biodiesel, segundo a ANP.



## Principais Ativos

	2023	2022	2021
<b>Biocombustíveis <sup>(1)</sup></b>			
Unidades de produção de biodiesel - PBIO	3	3	3
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d) - PBIO	10,5	10,5	10,5

Inclui a capacidade da usina de biodiesel de Quixadá, que está inoperante desde novembro de 2016.

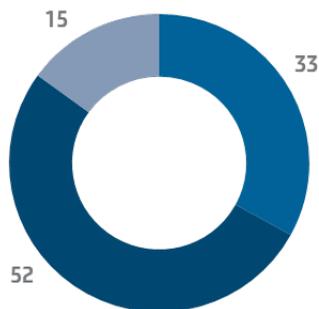
De acordo com o nosso Plano Estratégico, buscamos resultados sustentáveis e um dos meios para alcançá-los é a produção de biocombustíveis. O Plano Estratégico visa reforçar a expansão da oferta e do acesso à energia e aos produtos de baixo carbono numa transição rentável para reduzir a escassez de energia e a exposição do portfólio às emissões de gases com efeito de estufa. Historicamente, produzimos etanol e biodiesel. Atualmente, esforços especiais estão concentrados na produção de diesel renovável e biocombustível para aviação.

Para mais informações, consulte “Plano Estratégico 2024-2028+” neste relatório anual.

## Clientes e Concorrentes

O gás natural é comercializado para 43 clientes, a maioria distribuidores. 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.

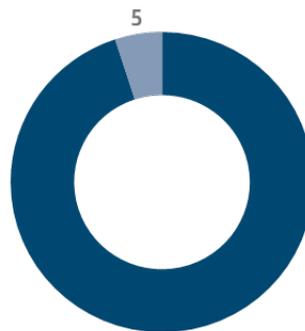
CLIENTES DE GÁS (% vol)



- Mercado não termoeletrico
- Mercado termoeletrico
- Refino e fertilizantes

MERCADO

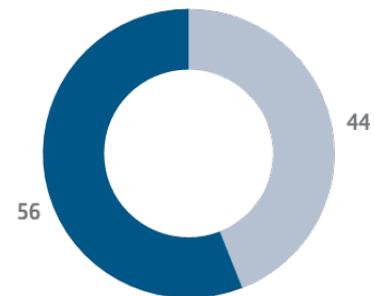
NÃO-TERMOELÉTRICO (% vol)



- Distribuidoras
- Consumidores Livres

MERCADO

TERMOELÉTRICO (% vol)



- Plantas de terceiros
- Plantas próprias

Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente para distribuidores, consumidores livres ou termelétricas. O ano de 2023 marcou a continuação do aumento da concorrência, com novos contratos entre produtores e clientes, como esperado devido à regulamentação que melhorou o quadro regulatório do setor do gás natural e estabeleceu diretrizes para o mercado aberto.

O transporte de gás natural também constitui monopólio do governo federal brasileiro e pode ser exercido mediante concessão ou autorização por empresas constituídas de acordo com a legislação brasileira, com sede e administração no país.

No segmento de energia, atuamos em geração e comercialização. Na geração, concorreremos com termelétricas de terceiros, bem como com outros geradores com outras fontes de energia (hídrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, concorreremos com outros comercializadores de energia e atuamos no mercado regulado (distribuidores de energia) e no mercado livre (comerciantes e consumidores livres/grandes consumidores). Contamos com 114 clientes e fornecedores, sendo 33 distribuidores, 24 comercializadores, cinco geradores e 52 consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente setorial responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

# Gestão de Portfólio

A gestão de portfólio é uma prática de mercado que tem como objetivo principal moldar nosso portfólio de ativos de forma que possa levar à melhoria da eficiência operacional e ao retorno do capital e à redução de riscos.

Nossa gestão de portfólio abrange processos de aquisições, parcerias e desinvestimentos. Esses processos observam padrões robustos de governança que buscam alinhar os princípios da administração pública às melhores práticas de mercado. A governança para aprovação de um projeto de gestão de portfólio compreende principalmente:

- identificação de oportunidades e inclusão do projeto em nosso portfólio;
- fase não vinculante;
- fase vinculante; e
- negociação e assinatura.

A aprovação de nossa Diretoria Executiva é necessária para que cada projeto avance em cada uma dessas etapas. Em projetos maiores, é necessária a aprovação do Conselho de Administração.

Em 2023, ocorreu um redirecionamento estratégico em nosso processo de gestão de portfólio que considera o foco no aumento da produção de óleo e gás e ao mesmo tempo identifica valor na integração com o processo *downstream* para gerar valor ao nosso negócio. Além disso, pretendemos atuar na transição energética justa priorizando parcerias.

Esse novo rumo levou a gestão de portfólio a considerar mais as oportunidades de aquisição e parceria. Essas oportunidades devem estar alinhadas com os direcionadores do nosso Plano Estratégico, principalmente no que diz respeito à nossa sustentabilidade no longo prazo, à realização de investimentos rentáveis e à manutenção da disciplina de capital.

Em relação aos desinvestimentos de ativos de nossa carteira, desde 1º de janeiro de 2023 até o arquivamento deste relatório, temos:

- três oportunidades públicas em andamento: Brasympe, Suape 2 e direitos de pesquisa e mineração de sais de potássio localizados na Bacia do Amazonas;
- assinado o contrato de venda dos campos Uruguá e Tambaú, localizados em águas profundas na Bacia de Santos, no estado do Rio de Janeiro, denominados conjuntamente Polo Uruguá-Tambaú. O valor a ser recebido pela Petrobras com a operação é de até US\$ 35 milhões;
- assinado o contrato de venda da totalidade da nossa participação (18,8%) detida na UEG Araucária (UEGA). O valor a ser recebido pela Petrobras com a operação é de até US\$ 13,5 milhões; e
- concluídas quatro operações de venda, desde 1º de janeiro de 2023 até a entrega deste relatório, conforme tabela abaixo:



Data de assinatura	Data de fechamento	Principais transações	Valor nominal da transação <sup>(1)</sup> (bilhões de US\$)
28/04/2022	26/01/2023	Alienação da totalidade de nossa participação no campo de Albacora Leste, localizado em águas profundas na Bacia de Campos	2,201
23/02/2022	12/04/2023	Venda da totalidade da nossa participação em quatro campos terrestres localizados na Bacia do Espírito Santo, conhecidos em conjunto como Cluster Norte Capixaba	0,544
31/01/2022	07/06/2023	Venda de toda a nossa participação detida em 26 campos terrestres e em águas rasas e também de toda a participação detida em Clara Camarão localizada na Bacia Potiguar, conhecida em conjunto como Polo Potiguar	1,400
24/06/2022	28/08/2023	Venda da totalidade da nossa participação em dois conjuntos de concessões marítimas em águas profundas do pós-sal, conhecidos como Complexo Golfinho e Complexo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo	0,075
<b>TOTAL</b>			<b>4,220</b>

Considera valores acordados na assinatura da transação.



## Acordos com o CADE

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, um relacionado ao refino e outro ao gás onde nos comprometemos, entre outros, com o desinvestimento da REFAP, REPAR, RNEST, REGAP, LUBNOR e TBG. Contudo, dada a nova direção estratégica apresentada no Plano Estratégico 2024-2028+, em 28 de novembro de 2023, solicitamos formalmente uma revisão do acordo assinado com o CADE. No momento da elaboração deste relatório, as negociações com o CADE ainda estavam em andamento.



# Ambiente Externo de Negócios

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho dos nossos negócios e a forma como planejamos o futuro.

## Economia Global

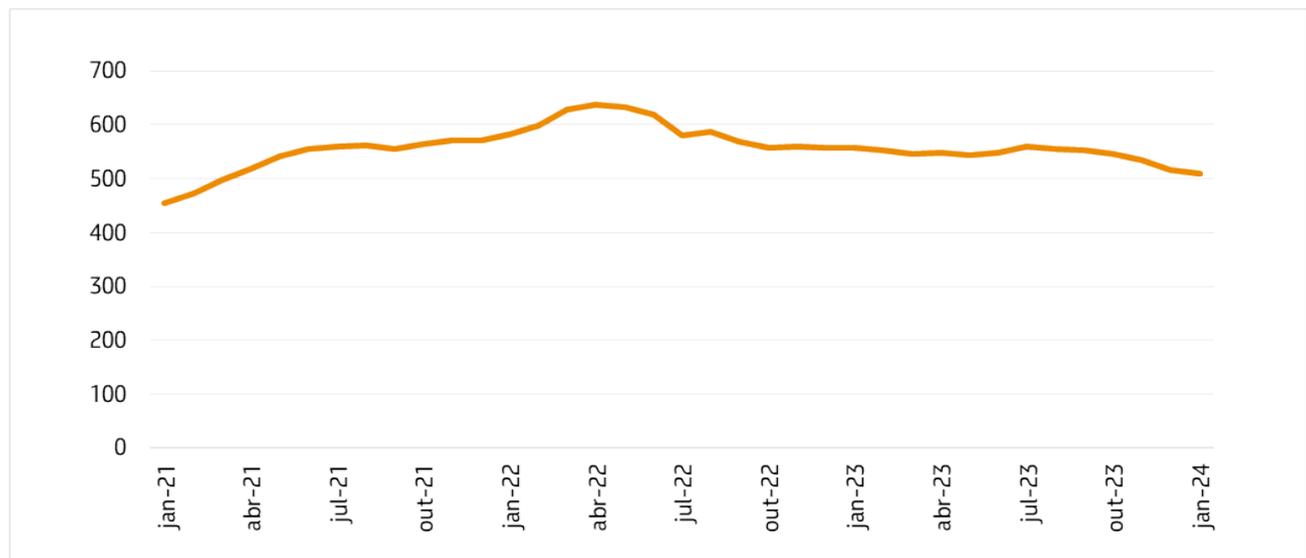
Em 2023, a economia mundial continua a recuperar dos vários choques dos últimos anos, incluindo os efeitos da pandemia de COVID-19, o conflito entre a Rússia e a Ucrânia e a fragmentação geopolítica geral. Surgiram também novos fatores, como o conflito entre o Hamas e Israel, os ataques a navios no Mar Vermelho liderados pelos rebeldes Houthi, as crescentes preocupações com condições meteorológicas extremas e o aumento dos preços das matérias-primas.

Os efeitos da COVID-19 diminuíram consideravelmente, com a Organização Mundial de Saúde a declarar em maio de 2023 o fim da "emergência", e com a abertura total da economia chinesa. Mesmo assim, a economia chinesa está sendo fortemente afetada pela atual crise imobiliária. A desaceleração econômica da China também teve impacto no crescimento global.

O conflito na Ucrânia conduziu à interrupção contínua das cadeias de abastecimento (com menor impacto do que em 2022), principalmente nos mercados energéticos europeus, conduzindo a preços mais elevados da energia (as alternativas são menos eficientes do que o gás russo). Os preços globais das *commodities* também aumentaram, com a produção de grãos ucraniana tendo dificuldades para sair do país devido ao controle russo do Mar Negro.

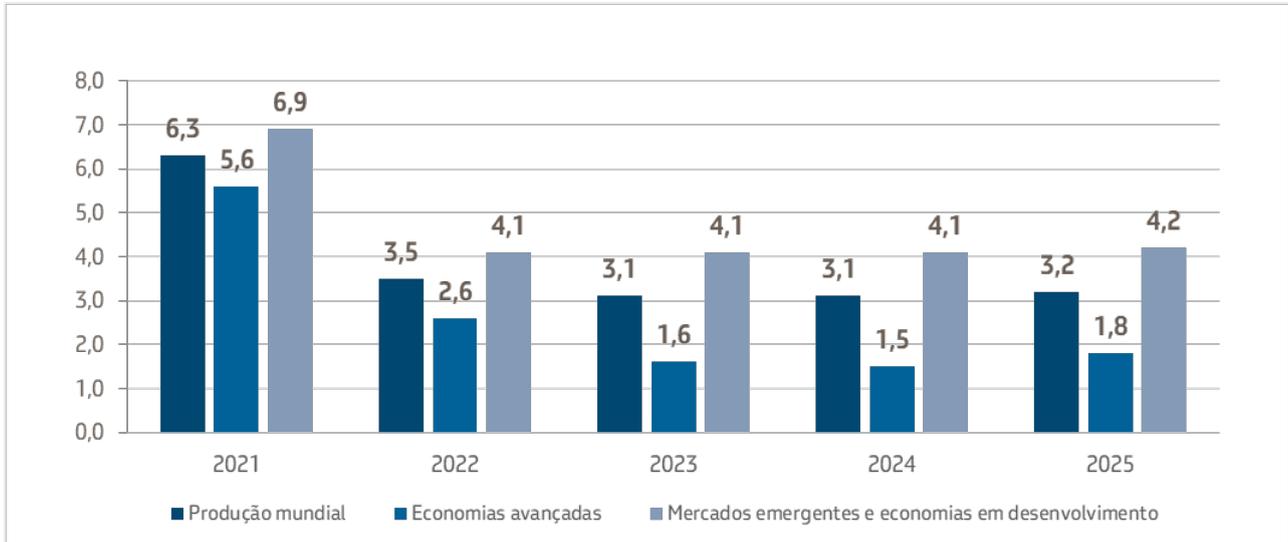
A subida dos preços das matérias-primas em 2022 continuou ao longo do início de 2023. Os preços caíram, mas ainda são substancialmente mais elevados do que antes da pandemia. Como resultado, a inflação aumentou, provocando uma elevação nas taxas de juros. Esse aumento, entre outros fatores anteriormente elencados, representou uma parte importante do peso sobre a atividade econômica, dificultando uma recuperação mais forte. No final de 2023, a inflação começou a diminuir e a atividade econômica não está enfraquecendo de modo tão rápido. As economias avançadas ainda estão relutantes em flexibilizar a política monetária face às preocupações com a inflação, mas as economias em desenvolvimento já iniciaram o movimento para reduzir as taxas.

### PREÇOS DE COMMODITY – CRB SPOT



Segundo o FMI, a economia global deverá crescer 3,1% em 2024 e 3,2% em 2025, devido aos efeitos contínuos de uma política monetária restritiva.

#### CRESCIMENTO DO PIB – ESTIMATIVAS DO FMI (% a/a)



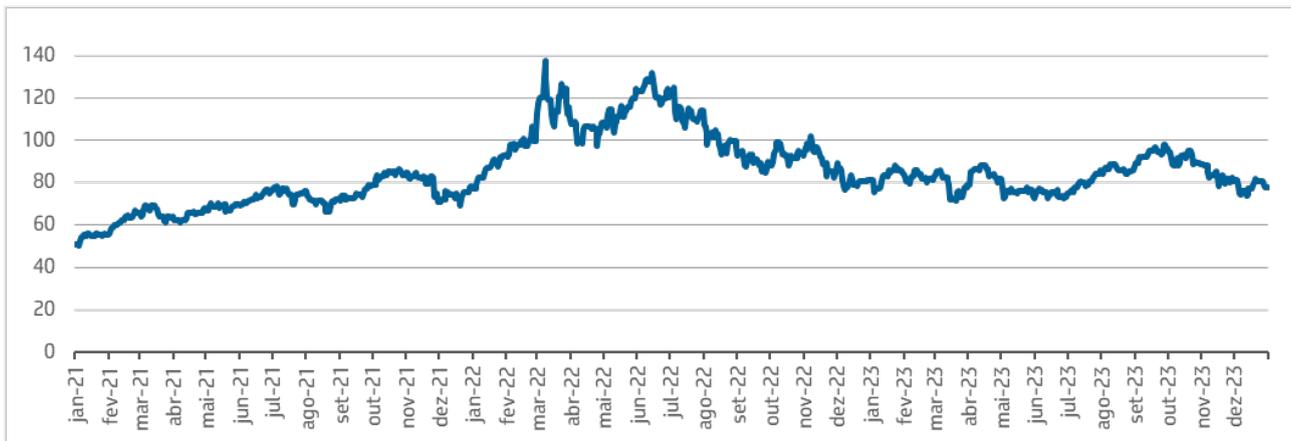
## Mercado Global de Petróleo e Gás

O ano de 2023 começou com uma queda dos preços do Brent pelo terceiro trimestre consecutivo, atingindo a sua média trimestral mais baixa desde 2021. As preocupações com a dinâmica econômica mundial continuaram a influenciar negativamente os preços no início do período. No entanto, a trajetória descendente foi interrompida por sinais de recuperação da demanda chinesa e pela divulgação de dados econômicos mais favoráveis.

O primeiro trimestre de 2023 foi marcado pela dinâmica dos mercados financeiros e petrolíferos, perturbações no fornecimento de petróleo e cortes adicionais. Em fevereiro, o regresso do pessimismo em relação à economia global foi compensado por um corte de produção de 500 mbbbl/d anunciado pela Rússia, bem como por interrupções parciais no fornecimento do Cazaquistão e da Noruega, e pelo fechamento de um terminal de exportação de óleo bruto na Turquia, o que contribuiu a preços relativamente estáveis.

No final do primeiro trimestre, a crise bancária que afeta os EUA e a Europa provocou uma queda nos preços do Brent, atingindo um mínimo de \$71,7/bbl. No entanto, a diminuição das preocupações sobre a propagação desta crise e a interrupção de aproximadamente 400 mbbbl/d das exportações de petróleo iraquianas, devido a um impasse entre o governo central e a região semiautônoma do Curdistão, permitiram uma recuperação parcial dos preços.

## BRENT – PREÇO DIÁRIO DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/bbl)



Fonte: Bloomberg, 2023

O segundo trimestre de 2023 registrou o quarto trimestre consecutivo de queda do preço médio do Brent. O período começou com uma forte recuperação dos preços depois que a OPEP+ surpreendeu o mercado ao anunciar cortes voluntários de 1,66 mmbbl/d em relação aos níveis de fevereiro. Contudo, a dinâmica desvaneceu-se devido aos receios de uma recessão global e de uma recuperação mais lenta do que o esperado na procura de petróleo chinesa. Do lado da oferta, a resiliência da produção petrolífera russa e o aumento das exportações de óleo cru do Irã, apesar das restrições impostas a ambos os países, contribuíram para a descida dos preços.

Em 4 de junho de 2023, a Arábia Saudita anunciou um corte voluntário adicional de 1 milhão de barris/dia para julho de 2023, após a reunião da OPEP+. Mais uma vez, o anúncio surpreendeu o mercado, mas a medida não foi suficiente para sustentar a recuperação dos preços. O pessimismo quanto à dinâmica econômica global e as preocupações com a retomada do consumo de petróleo chinês continuaram a influenciar negativamente o mercado.

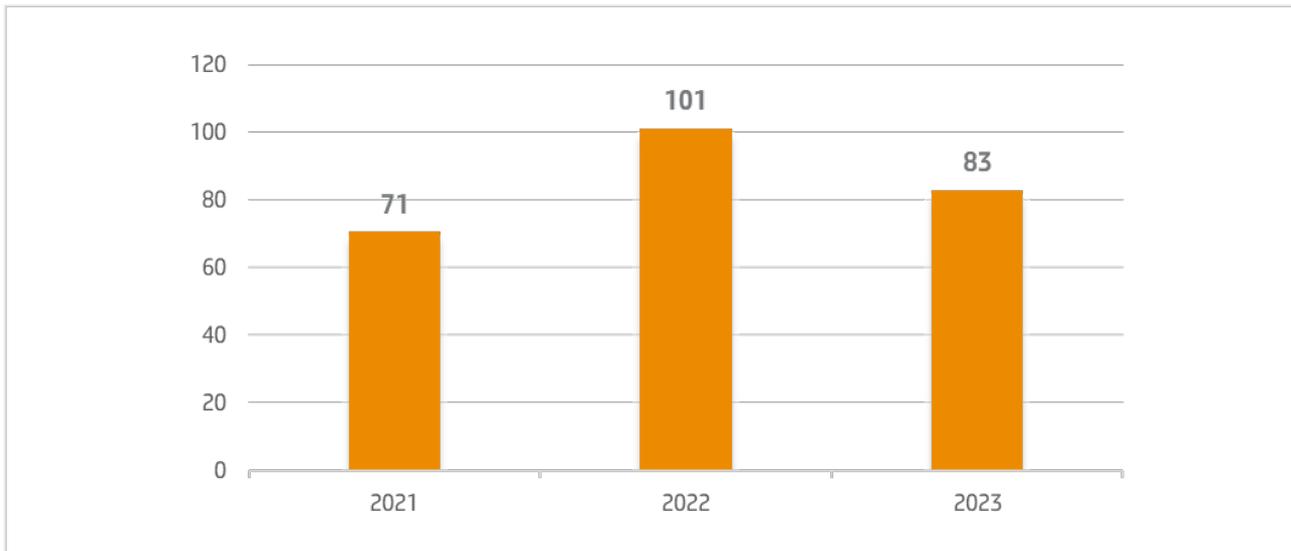
Após cinco trimestres consecutivos de queda, o Brent encerrou o 3T23 em trajetória de alta. O movimento foi favorecido pelas restrições de oferta impostas pelos cortes voluntários da OPEP+, bem como por sinais de procura global robusta, apesar dos preços mais elevados.

Após o anúncio de um corte adicional de 1 mmbbl/d para 23 de agosto, a Arábia Saudita voltou a surpreender o mercado ao prolongar o corte voluntário adicional inicialmente até setembro de 2023 e posteriormente até ao final de 2023. Paralelamente, a Rússia também anunciou uma redução de 500 mmbbl/d nas suas exportações de óleo cru em agosto de 2023 e 300 mmbbl/d até ao final de 2023.

Nos EUA, registraram-se quedas sucessivas nos estoques de petróleo bruto em 2023, com o principal *hub* do país a atingir 25% da sua capacidade no final do 2º trimestre. Esses fatores também contribuíram para uma subida sustentada dos preços. Dados os sinais de uma demanda robusta, tanto a AIE como a OPEP alertaram para um mercado petrolífero mais justo no final de 2023, com um déficit de oferta significativo.

No final do segundo trimestre de 2023, as preocupações com a dinâmica econômica mundial influenciaram mais uma vez negativamente os preços. Contudo, o anúncio feito pela Rússia de uma proibição das exportações de derivados ajudou a manter o mercado sob pressão.

## BRENT – PREÇO ANUAL DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/bbl)



Fonte: Bloomberg, 2023

O conflito Rússia-Ucrânia, que reduziu as exportações de gás russo, exerceu intensa pressão sobre o mercado de GNL, afetando os preços do gás não só na Europa, mas em todo o mundo. Depois de atingir níveis recordes nos preços do gás natural na Europa e no mercado *spot* de GNL na Ásia em 2022, o primeiro semestre de 2023 registrou preços significativamente mais baixos em comparação com 2022, embora em níveis historicamente elevados. O alívio nos preços resultou de uma redução acentuada da demanda, impulsionada pela resposta do mercado aos preços elevados e às temperaturas mais amenas no inverno de 2022-2023. Apesar dos preços regressarem a níveis mais alinhados com as tendências históricas, o balanço global do GNL continua altamente pressionado.

## Economia brasileira

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a economia brasileira cresceu 2,9% em 2023. A taxa ficou acima do crescimento esperado no início do ano, que estava em torno de 0,8%. A maior parte do crescimento veio dos setores agrícola e de mineração. A agricultura cresceu 15,1%, enquanto a indústria e os serviços cresceram apenas 1,6% e 2,4% cada. A indústria de transformação ficou abaixo do esperado, ficando atrás de outros setores. As exportações aumentaram, crescendo 9,1% (devido à agricultura e à mineração), enquanto o investimento caiu -3,0% devido ao abrandamento da indústria de transformação. As importações também diminuíram, -1,2%, melhorando a balança de bens e serviços.

No que diz respeito à inflação, o ano de 2023 foi marcado por um abrandamento do ritmo de aumento dos preços. Os principais motivos são a permanência dos juros o ano todo em território contracionista e a melhora do câmbio. Com isso, após encerrar 2022 com inflação ao consumidor medida pelo IPCA em 5,8%, em 2023 a expansão dos preços foi de 4,6% (ante expectativa de 5,3% no início do ano), convergindo para a meta de 1,75% - 4,75%. As taxas de juros já começaram a diminuir e isso continuará até 2024.

Por fim, a trajetória da taxa de câmbio brasileira registrou baixa volatilidade ao longo de 2023. Houve forte valorização, levando a moeda brasileira de uma taxa de câmbio de aproximadamente R\$/US\$ 5,20 em janeiro de 2023 para R\$/US\$ 4,90 em dezembro de 2023. A taxa de câmbio média em 2023 foi de R\$/US\$ 5,00, representando uma valorização de 3,2%.

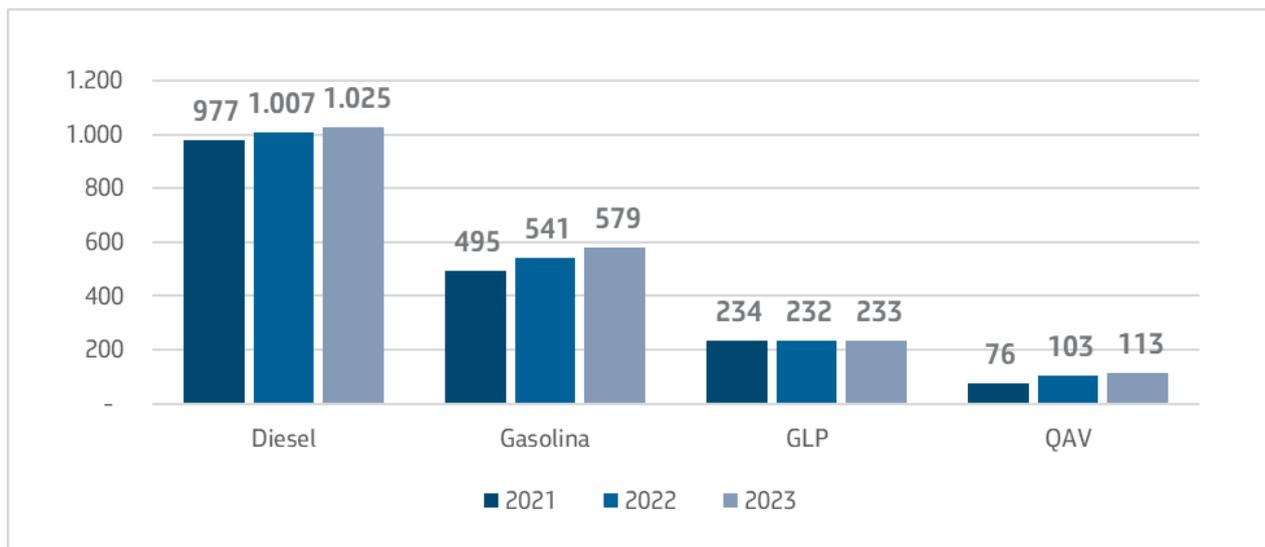
## Mercado Brasileiro de Petróleo e Gás

Apesar da recuperação, o efeito cumulativo do aumento dos preços das matérias-primas, a perturbação das cadeias de abastecimento causada pela pandemia de COVID-19 e a crise energética mundial exacerbada pela invasão russa da Ucrânia continuam a ter repercussões nos mercados de combustíveis.

Em 2023, apesar da volta dos impostos federais e estaduais no início do ano e do aumento da oferta de etanol, a tendência de queda dos preços internacionais do petróleo e da gasolina impactou o mercado brasileiro e sustentou o crescimento da demanda no ano. No que diz respeito à procura de diesel, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas aumentou os mandatos de biodiesel para 12% em 2023 e anunciou um aumento de 1% todos os anos, a fim de atingir o mandato de 15% em 2026, resultando numa procura de diesel anual praticamente estável. A demanda por combustível de aviação está aumentando firmemente em um ambiente pós-COVID-19 e com a renda e o emprego brasileiros também se recuperando, mas ainda não se recuperou para os níveis de 2019. Portanto, a demanda por gasolina, diesel e querosene de aviação aumentou 0,8%, 7% e 9,7%, respectivamente, ano após ano.

Em termos específicos, espera-se que a demanda por gasolina diminua devido à sua substituição pelo etanol hidratado, cujo uso é incentivado por políticas públicas como o RenovaBio que induzem preços competitivos do etanol hidratado em relação ao combustível fóssil. Além disso, os veículos movidos exclusivamente a gasolina estão sendo substituídos pelos flex e, no futuro, estes últimos serão gradativamente substituídos por automóveis elétricos. Além do mais, espera-se que o crescimento da demanda de diesel seja retardado pelo aumento obrigatório da percentagem de biodiesel na mistura de combustível que é entregue ao consumidor final e pela introdução prevista de mandatos de Diesel Verde (HVO) até ao final da década.

### CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS SELECIONADOS NO BRASIL (mbl/d)



Fonte: Petrobras e EPE, 2022

O óleo combustível é consumido em três segmentos principais: industrial, geração de energia e combustível marítimo. Há pelo menos duas décadas o óleo combustível vem passando por um processo de substituição por outras fontes, principalmente o gás natural, e ainda há espaço para que esse processo continue nos próximos anos. No segmento do transporte marítimo começa a surgir uma forte procura pela descarbonização, o que certamente terá repercussões negativas na procura de bunker no médio e longo prazo.

Em relação à geração de energia, com a regularização das chuvas no início de 2023, o nível dos reservatórios subiu, e o Comitê de Acompanhamento do Setor Elétrico ("CMSE") decidiu reduzir a geração de energia pelas termelétricas. Como resultado, de acordo com o Ministério de Minas e Energia, os dados interanuais de demanda de gás natural acumulados no ano até setembro de 2023 diminuiram 11%, de uma média de 69 milhões de cmd em 2022 para 61 milhões de cmd (não inclui o gás utilizado no transporte por gasoduto).

# Plano Estratégico





# Plano Estratégico 2024-2028+

Nosso Plano Estratégico 2024-2028+ foi criado para se alinhar à nossa visão *“Ser a melhor empresa diversificada e integrada de energia na geração de valor, construindo um mundo mais sustentável, conciliando o foco em óleo e gás com a diversificação em negócios de baixo carbono (inclusive produtos petroquímicos e fertilizantes), sustentabilidade, segurança, respeito ao meio ambiente e atenção total às pessoas.”*

Adicionalmente, nosso Plano Estratégico foi desenhado considerando os seguintes direcionadores estratégicos, estabelecidos no início de 2023 para serem considerados em nosso planejamento estratégico, em conformidade com as práticas de governança vigentes, ao compromisso com a geração de valor e à nossa sustentabilidade financeira no longo prazo:

- Atenção total às pessoas, com a prioridade no desenvolvimento, retenção e requalificação de talentos de forma a prover à companhia um corpo técnico cada vez mais inclusivo, diverso e habilitado a atender às demandas dinâmicas do mercado, em especial da transição energética.
- Foco em ativos rentáveis de exploração e produção, com descarbonização crescente das operações da empresa e de seus fornecedores.
- Ênfase na adequação e aprimoramento do parque atual de refino por meio do ganho de eficiência e conjugação de matérias-primas de matriz renovável no desenvolvimento de processos industriais resilientes e produtos sustentáveis.
- Busca pela transição energética justa, em linha com as empresas congêneres internacionais, prioritariamente por meio de parcerias de excelência técnica e por programas de responsabilidade social que mitiguem as externalidades da atuação da companhia e fomentem cadeias produtivas locais.
- Aproveitar as diferentes potencialidades do Brasil como país de dimensões continentais e capacidades energéticas que favorecem o desenvolvimento sustentável, através da regionalização das atividades da empresa baseadas em cadeias produtivas e unidades operacionais locais.
- Fortalecer o acesso a mercados e buscar a vanguarda global na transição energética, atuando internacionalmente por meio de parcerias tecnológicas e operacionais.

Acompanhando as transformações no mundo, especialmente nos segmentos de energia, digital, social e ambiental, estamos atravessando uma fase de mudanças e novas perspectivas, visando nos preparar para a transição energética e para uma economia de baixo carbono justa, inclusiva, com mudanças nos padrões de uso de energia, avaliando e minimizando os impactos sociais para diferentes partes, incluindo nossos empregados, comunidades e toda a cadeia de fornecimento.

O nosso Plano Estratégico visa nos fortalecer e nos preparar para o futuro, iniciando um processo de integração de fontes de energia que são essenciais para uma transição energética justa e sustentável para negócios de baixo carbono. Por isso, trabalhamos em prol de diversos objetivos como a atenção às pessoas, segurança e o respeito ao meio ambiente, perpetuando valor para as gerações futuras, com foco na disciplina de capital e no compromisso de manter nosso endividamento sob controle.

As *commodities* de petróleo e de gás natural continuarão a ser os principais motores de valor, com resiliência econômica e ambiental, financiando a transição justa. Os investimentos rentáveis de baixo carbono ganharão relevância para a geração de valor a longo prazo. A governança será respeitada em todos os processos de tomada de decisão e de avaliação de projetos, garantindo sustentabilidade e rentabilidade, com mais transparência.

Nossas estratégias de negócios, apresentadas a seguir, visam alcançar uma contribuição efetiva para um futuro próspero e sustentável:

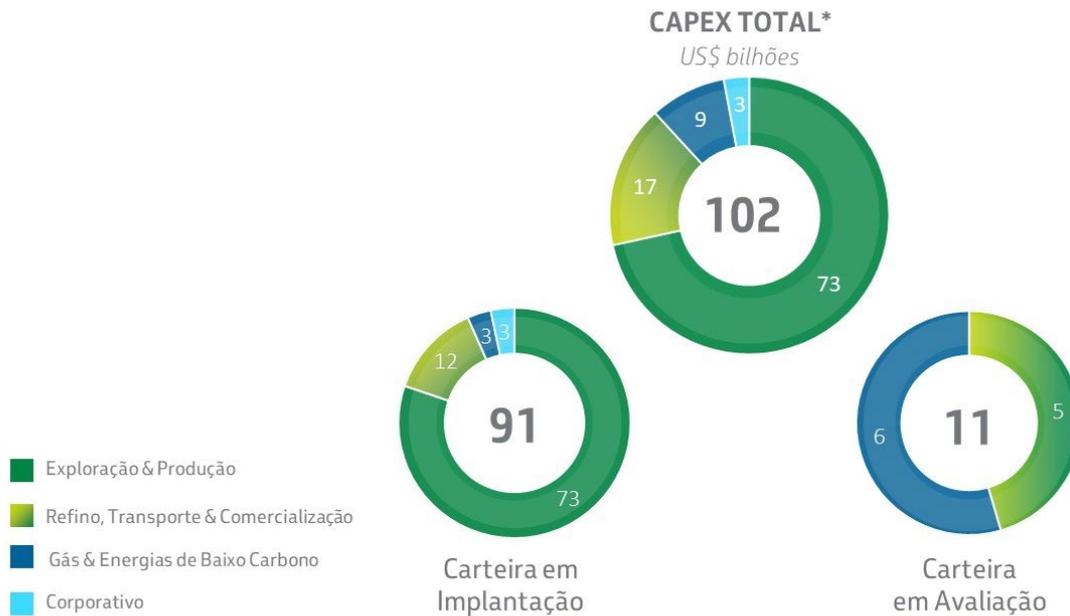
<p><b>Exploração &amp; Produção</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Maximizar o valor do portfólio com foco em ativos rentáveis, repor as reservas de petróleo e gás inclusive com a exploração de novas fronteiras, aumentar a oferta de gás natural e promover a descarbonização das operações.</li> </ul>
<p><b>Refino, Transporte &amp; Comercialização</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atuar de forma competitiva e segura, maximizar a captura de valor pela adequação e aprimoramento do nosso parque industrial e da cadeia de abastecimento e logística, buscar a autossuficiência em derivados, com integração vertical, processos mais eficientes, aprimoramento de produtos existentes e desenvolvimento de novos produtos em direção a um mercado de baixo carbono.</li> </ul>
<p><b>Gás &amp; Energias de Baixo carbono</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atuar de forma competitiva e integrada na operação e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e atuando na inserção de fontes renováveis.</li> </ul>
<p><b>ASG e Inovação</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atuar em negócios de baixo carbono, diversificando o portfólio de forma rentável e promovendo a perenização da Petrobras;</li> <li>Atuar nos nossos negócios de forma íntegra e sustentável com segurança, buscando emissões decrescentes, promovendo a diversidade e o desenvolvimento social, contribuindo para uma transição energética justa e para a formação de especialistas em sustentabilidade; e</li> <li>Inovar para gerar valor para o negócio, suportando a excelência operacional e viabilizando soluções em novas energias e descarbonização.</li> </ul>

## CAPEX - Despesas de Capital

O CAPEX previsto para o período 2024-2028 totaliza 102 bilhões de dólares, 31% superior ao plano anterior, sendo 91 bilhões de dólares correspondentes a projetos em implantação (“Carteira em Implantação”) e 11 bilhões de dólares compostos por projetos em avaliação (“Carteira em Avaliação”), sujeitos a estudos adicionais de viabilidade financeira antes do início da contratação e execução. Quando os estudos forem concluídos e comprovada sua viabilidade econômica, esses projetos poderão migrar para o Carteira em Implantação. O estudo de viabilidade financeira dos projetos em avaliação é um item adicional à governança estabelecida para aprovação de projetos, que é mantida para ambas as carteiras. Essa forma de apresentação do portfólio demonstra o compromisso com a transparência e um avanço na governança da aprovação de projetos.

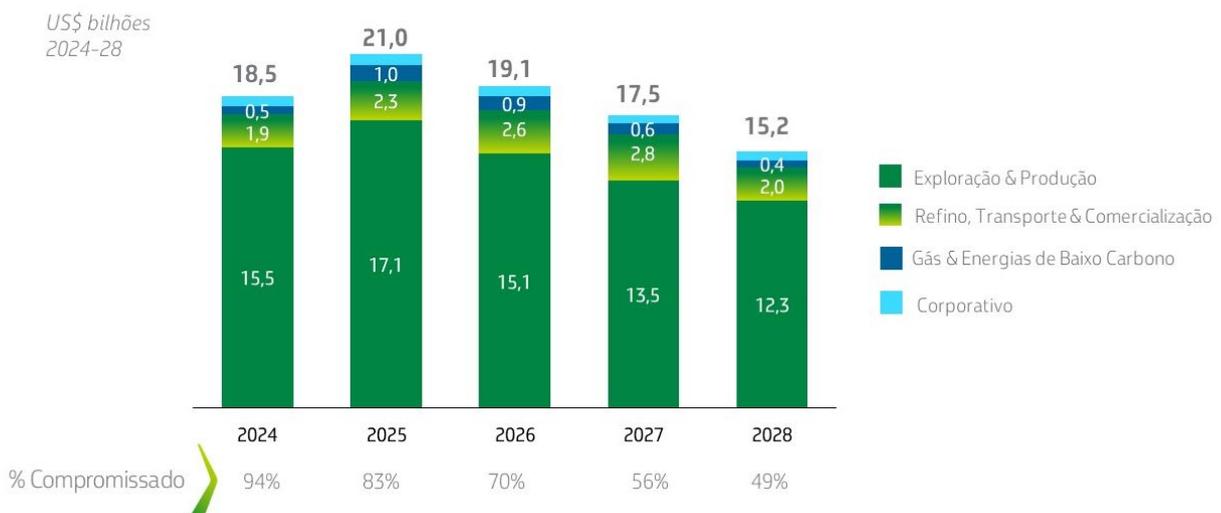
O aumento do CAPEX está associado principalmente a novos projetos, incluindo potenciais aquisições, ativos que estavam em desinvestimento e retornaram à carteira de investimentos da empresa, e à inflação de custos, que impactou toda a cadeia de suprimentos.

O CAPEX no segmento E&P representa 72% do total, seguido pelo RTC com 16%, Gás & Energias de Baixo Carbono com 9% e Corporativo com 3%.



\* Não inclui US\$ 12 bilhões em leasings de FPSOs. Inclui potenciais aquisições

### CAPEX ANUAL EM IMPLANTAÇÃO



## Exploração & Produção

O CAPEX de E&P para o período 2024–2028 totaliza US\$ 73 bilhões, sendo cerca de 67% destinados ao pré-sal, que apresenta grande vantagem competitiva econômica e ambiental, com produção de petróleo de melhor qualidade e menores emissões de gases de efeito estufa.

O segmento de E&P continua relevante para nós, com foco estratégico em ativos rentáveis e investimentos compatíveis com uma visão de longo prazo alinhada à transição energética. Ao mesmo tempo, mantemos importantes projetos de revitalização em águas profundas (REVIT), bem como projetos complementares, para aumentar os fatores de recuperação em campos maduros.

Em termos de exploração, estão previstos US\$ 7,5 bilhões para o quinquênio, a serem distribuídos da seguinte forma: (i) US\$ 3,1 bilhões para exploração na Margem Equatorial; (ii) US\$ 3,1 bilhões para

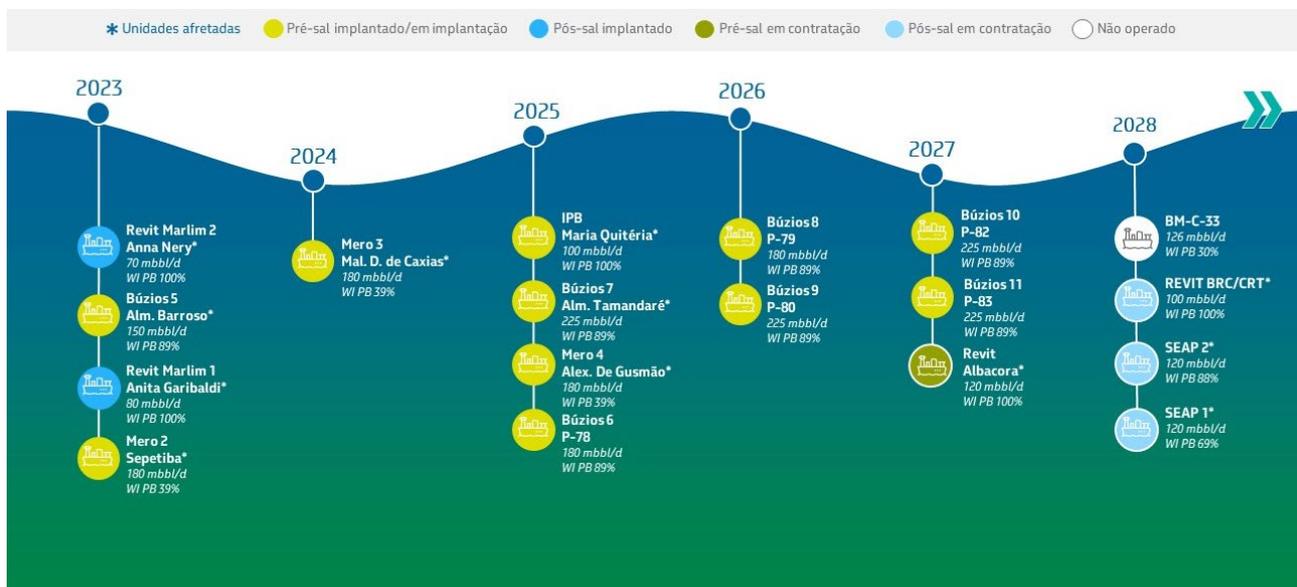


exploração nas Bacias Sudeste; e (iii) US\$ 1,3 bilhão para outros países. Este investimento inclui a perfuração de cerca de 50 poços em áreas onde detemos direitos de exploração nos blocos adquiridos.

O segmento de E&P mantém a premissa de dupla resiliência (econômica e ambiental), e alto valor econômico com um portfólio viável em cenários de preços baixos do petróleo no longo prazo, incluindo Brent com um ponto de equilíbrio médio prospectivo de US\$ 25 por barril, e com um compromisso de intensidade de carbono de até 15 KgCO<sub>2e</sub>/boe até 2030.

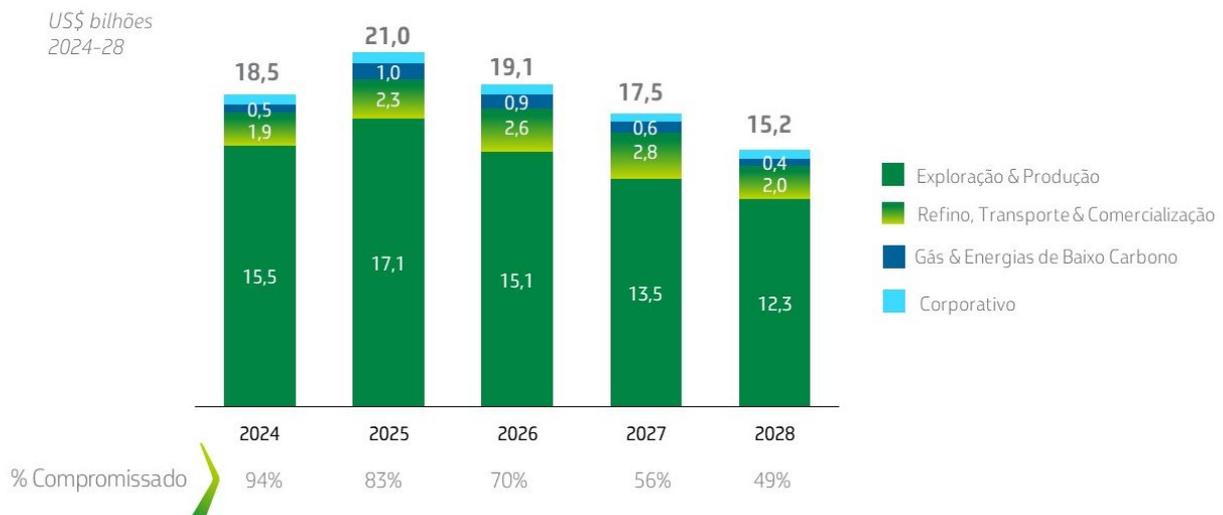
## Produção de Petróleo, LGN e Gás Natural

A curva de produção de petróleo, LGN e Gás Natural considera a entrada de 14 novas plataformas (FPSOs) no período 2024-2028, sendo 10 delas já contratadas. Está a ser construída uma nova geração de plataformas, que serão mais modernas, mais tecnológicas, mais eficientes e com menores emissões.



Com base no Plano Estratégico, pretendemos produzir 3,2 milhões de barris de petróleo e gás equivalente por dia em cinco anos.

## CAPEX ANUAL EM IMPLANTAÇÃO



Em linha com o nosso foco estratégico, as atividades de E&P estão concentradas em ativos rentáveis. A produção do pré-sal representará 79% da nossa produção total ao final do quinquênio.

As projeções de produção de petróleo, produção total e produção comercial de petróleo e gás natural para 2024 foram aumentadas em 100 mboed em relação ao plano anterior, considerando o bom desempenho dos campos, as previsões de *ramp-ups* e entrada de novos poços.

Em 2025 e 2026, a produção de petróleo, a produção total e a produção comercial de petróleo e gás natural deverão ser 100 mboed inferiores ao previsto no plano estratégico anterior. Essa diferença se deve principalmente às atuais condições de mercado decorrentes do contexto global, onde alguns sistemas de produção e projetos complementares em águas profundas tiveram seus cronogramas impactados. Estas oscilações fazem parte da dinâmica da indústria e estão dentro do intervalo de incerteza divulgado no último plano estratégico. Para 2027, foram mantidas as projeções de produção de petróleo e de produção total e comercial de petróleo e gás natural em relação ao plano estratégico anterior. Para acompanhamento do Plano Estratégico levamos em consideração uma margem de variação de +-4%.

### Refino, Transporte e Comercialização

O CAPEX da RTC totaliza US\$ 17 bilhões para o período 2024-2028. O segmento continua focado no melhor aproveitamento dos ativos de refino e logística e na maior eficiência energética, visando ampliar a capacidade de produção de diesel e aumentar gradativamente a oferta de produtos para o mercado de baixo carbono. É importante esclarecer que, neste Plano Estratégico, a previsão de CAPEX de Comercialização e Logística, divulgada no plano estratégico anterior, passa a ser apresentada de forma agregada como RTC CAPEX, em linha com a visão para este segmento.

Este Plano Estratégico prevê um aumento na capacidade de refino de 225 mbb/d e um aumento na produção de diesel com baixo teor de enxofre em mais de 290 mbb/d, apoiado por grandes projetos como o Trem 2 da RNEST, reformas de unidades atuais e a implementação de novas unidades de tratamento de diesel (HDT) na REVAP, REGAP, REPLAN, RNEST e GASLUB.

Um dos destaques do novo plano é a expansão do Programa Reftop para todo o refino. Através deste programa, temos atingido as suas metas de eficiência e confiabilidade e pretendemos que o parque industrial seja líder global em termos de eficiência operacional e energética até 2030.

Em biorrefino planejamos investir US\$ 1,5 bilhão. Estes investimentos apoiarão o crescimento da capacidade de produção de diesel R5, com 5% de conteúdo renovável, na REPAR, RPBC, REDUC e REPLAN.



Também planejamos instalar plantas dedicadas a BioQAV e diesel 100% renovável na RPBC e GASLUB, que serão concluídas após 2028.

O Plano Estratégico nos fortalece no mercado brasileiro ao integrar a cadeia de valor desde a produção, refino, logística até o mercado. Serão investidos US\$ 2,1 bilhões em iniciativas para eliminar gargalos logísticos. Isto inclui expandir e adaptar a infraestrutura, investir em terminais para otimizar as operações, expandir os modos de transporte e melhorar a eficiência e a resiliência. Entre esses projetos está a construção de quatro navios da classe Handy, que serão operados pela Transpetro, além de estudos para outras embarcações.

No segmento Petroquímico, pretendemos atuar de forma integrada, maximizando sinergias com suas unidades de refino e produção de petróleo e gás. Os investimentos em Petroquímica estão em estudo, considerando tanto projetos nos atuais ativos quanto aquisições.

Neste Plano Estratégico marcamos também o retorno ao segmento de fertilizantes, com previsão de retomada das operações na ANSA e conclusão de obras na UFN-III.

## Gás e Energias de Baixo Carbono

O CAPEX G&EBC totaliza US\$ 3 bilhões no período de cinco anos. O segmento avança na atuação competitiva e integrada no comércio de gás e energia e no aprimoramento do seu portfólio, trabalhando para a inclusão de fontes renováveis, em linha com as ações de descarbonização.

Uma das nossas prioridades neste segmento é ampliar a infraestrutura e o portfólio de ofertas de gás natural. Considerando os investimentos em produção e escoamento de gás no segmento de E&P, planejamos aumentar nossa oferta nacional de gás investindo cerca de US\$ 7 bilhões nos próximos cinco anos.

Em 2024, a Rota 3 começará a operar com uma planta de processamento com capacidade de 21 mmm<sup>3</sup>/d e um gasoduto com capacidade de 18 mmm<sup>3</sup>/d. Em 2028, entrará em operação o gasoduto do Projeto Raia (BM-C-33), com capacidade de 16 mmm<sup>3</sup>/d; e em 2029, o gasoduto do projeto Sergipe Águas Profundas – SEAP, com capacidade de 18 mmm<sup>3</sup>/d.

## ESG - Ambiental, Social e Governança

No nosso Plano Estratégico reafirmamos a nossa ambição de zero fatalidade e zero vazamento, em linha com o nosso compromisso com a vida e o ambiente, que são valores inegociáveis.

O Plano Estratégico integrou elementos ASG em uma visão única, resumindo nosso posicionamento conforme diagrama abaixo.



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-força: (i) reduzir a nossa pegada de carbono; (ii) proteger o meio ambiente; (iii) cuidar das pessoas; e (iv) agir com integridade. Para cada uma destas ideias-chave foi identificado um conjunto de direcionadores relevantes para apoiar e orientar as nossas ações, projetos, programas e compromissos relacionados.

Os objetivos relacionados a cada uma das quatro ideias-força do diagrama foram consolidados em uma única lista, alinhada ao conceito de ASG integrado:

REDUZIR A PEGADA DE CARBONO

**AMBIÇÕES - Emissões Operacionais (Escopo 1 e 2):** (i) neutralizar as emissões (escopos 1 e 2) nas atividades sob nosso controle até 2050 e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados<sup>1</sup>; (ii) não ultrapassar patamar 2022 no quinquênio (40% redução desde 2015); e (iii) Near Zero Methane 2030.

- Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30%<sup>2</sup> até 2030
- Zero queima de rotina em flare até 2030
- Reinjeção de 80 milhões tCO<sub>2</sub> até 2025 em projetos de CCUS
- Intensidade de GEE no segmento E&P: atingir intensidade do portfólio de 15 kgCO<sub>2</sub>e/boe até 2025, mantidos 15 kgCO<sub>2</sub>e/boe até 2030
- Intensidade de GEE no segmento RT&C: atingir intensidade de 36 kgCO<sub>2</sub>e/CWT até 2025 e 30 kgCO<sub>2</sub>e/CWT até 2030
- Redução da intensidade de emissões de metano no segmento E&P até 2025, atingindo 0,25 t CH<sub>4</sub>/mil tHC e atingindo 0,20 t CH<sub>4</sub>/mil tHC em 2030

<sup>1</sup> Ambição refere-se às emissões em território brasileiro, onde ocorrem mais de 98% das emissões operacionais da companhia. Para as demais emissões ambicionamos também a neutralidade em prazo compatível com o Acordo de Paris, em alinhamento a compromissos locais e organizações internacionais.  
<sup>2</sup> Ano de referência: 2015.



## PROTEGER O MEIO AMBIENTE

### AMBIÇÃO: zero vazamento

- Redução de 40%<sup>3</sup> da nossa captação de água doce até 2030 (91 MM m<sup>3</sup>/ano)
- Redução de 30%<sup>3</sup> na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil ton/ano)
- Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de RRR<sup>4</sup> até 2030
- Alcançar ganhos de biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos
  - 100% das nossas instalações com planos de ação em biodiversidade até 2025
  - Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030
  - Aumento em 30% dos esforços de conservação da biodiversidade

<sup>3</sup> Ano de referência: 2021.

<sup>4</sup> Reuso, Reciclagem e Recuperação.



## CUIDAR DAS PESSOAS

### AMBIÇÃO: zero fatalidade

- Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários<sup>5</sup> (até 2030)
- Estar entre as três empresas de óleo e gás mais bem colocadas no *ranking* de Direitos Humanos até 2030<sup>6</sup>
- Diversidade:
  - Mulheres na liderança: 25% em 2030
  - Cor e raça na liderança: 25% em 2030
- Implementar 100% dos compromissos do Movimento Mente em Foco (Pacto Global da ONU) até 2030
- Alcançar mais de 50% de empregados fisicamente ativos (EFA) contribuindo para uma vida mais saudável e produtiva até 2028

<sup>5</sup> Por projeto, passível de mensuração (3 anos).

<sup>6</sup> No Corporate Human Rights Benchmark (CHRB).



## ATUAR COM INTEGRIDADE

### AMBIÇÃO: ser referência em ética, integridade e transparência

- Promover a diversidade nas nossas indicações:
  - Atingir 30% de mulheres no Conselho de Administração (CA), Diretoria Executiva (DE) e Conselho Fiscal (CF) até 2026
  - Incrementar em 10% as indicações de pessoas negras para o CA, DE e CF até 2030
- Encerrar apurações de violência sexual com prazo médio de 60 dias até 2024
- 100% dos fornecedores relevantes treinados em integridade e/ou privacidade até 2030
- Realizar *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
- Estabelecer que 70% dos fornecedores relevantes tenham seu inventário de emissões (GEE) publicado

Destinaremos até US\$ 11,5 bilhões para projetos de baixo carbono nos próximos cinco anos, considerando investimentos transversais nos diversos segmentos de negócios. Isso inclui iniciativas e projetos de descarbonização das operações, bem como o amadurecimento e desenvolvimento de negócios no segmento de energia de baixo carbono, com destaque para biorrefino, eólica, solar, CCUS e hidrogênio.

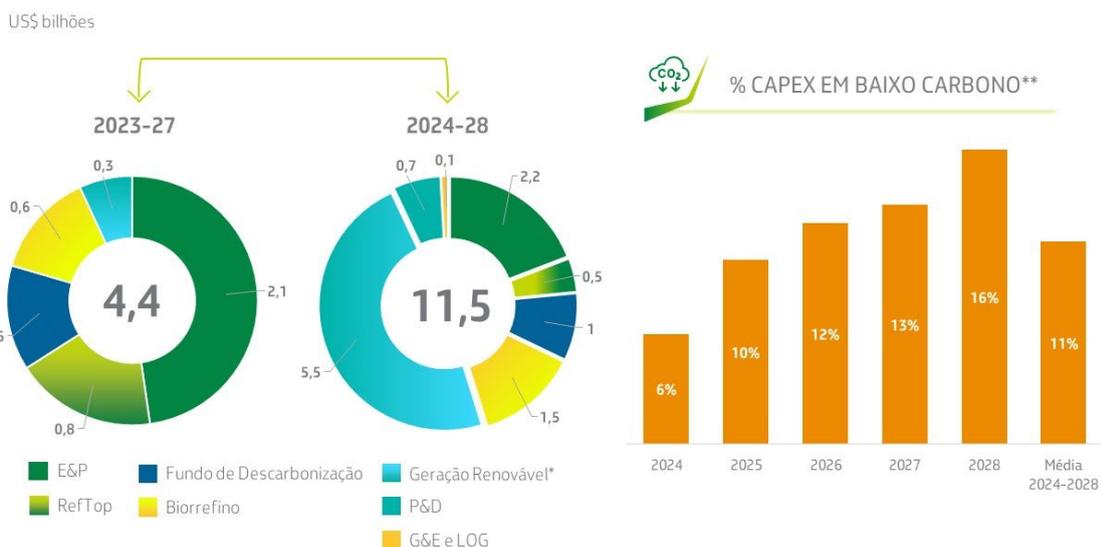


Neste contexto, é importante destacar o foco em projetos rentáveis, priorizando parcerias para reduzir riscos e compartilhar aprendizados. Com esta nova iniciativa, também desenvolveremos as vantagens competitivas regionais do Brasil.



**US\$ 11,5 BILHÕES (11% DO CAPEX TOTAL E 6% DO CAPEX EM IMPLANTAÇÃO)**

Na média de 2024-2028, o investimento de baixo carbono representa 11% do nosso investimento total, indicando avanço na nossa posição atual em relação aos seus pares de mercado. A previsão é que os investimentos de baixo carbono ganhem espaço gradualmente em nosso portfólio ao longo do período, atingindo 16% até 2028.



\* Inclui CCUS, H<sub>2</sub> e Venture Capital  
\*\* Considerando a Carteira em Avaliação



## Financiamento

As principais premissas para o financiamento do Plano Estratégico são:

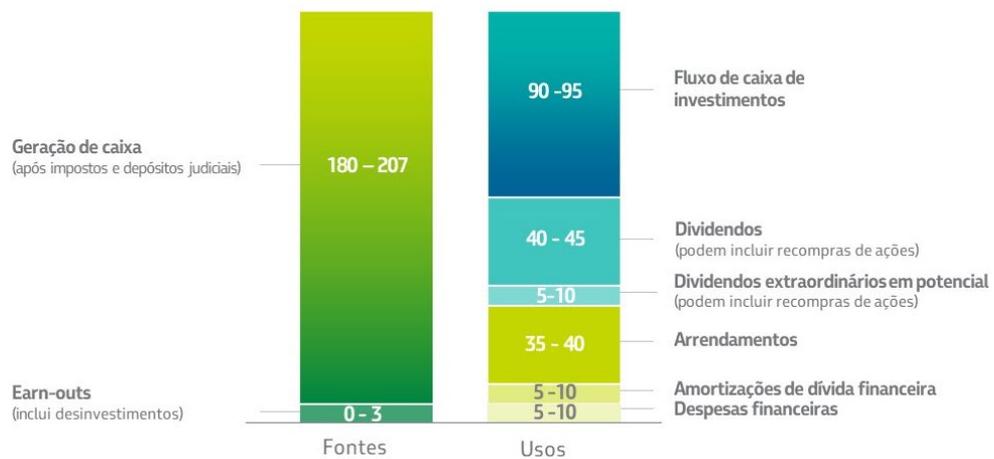
- Taxa de câmbio Brent e Real:

### Premissas para o período:

	2024	2025	2026	2027	2028
Brent (US\$/barril)	80	78	75	73	70
Taxa de câmbio real (R\$/US\$)	5,05	5,04	5,03	4,98	4,90

- Caixa de referência definido no Plano Estratégico é de US\$ 8 bilhões.
- Balanço sólido com endividamento inferior a US\$ 65 bilhões, com dívida financeira inferior à dívida de *leasing*.
- Dividendos de acordo com a Política de Remuneração aos Acionistas em vigor.

US\$ bilhões  
2024-28



Reforçamos que os investimentos devem ser financiados prioritariamente pelo fluxo de caixa operacional, em níveis equivalentes às companhias congêneres, e preferencialmente por meio de parcerias que permitam compartilhar riscos e *expertise*. Essas parcerias visam ao retorno do investimento, à redução do custo de capital, e ao nosso fortalecimento como uma empresa de energia integrada, maximizando o valor da companhia.

# Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (“PD&I”)

Investir em tecnologia é fundamental para agregar valor ao nosso negócio e ao mesmo tempo construir vantagens competitivas para nossa sustentabilidade no longo prazo. Nosso Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (“Cenpes”) é responsável por determinar as soluções tecnológicas que compõem nosso portfólio de projetos de PD&I. O Cenpes, um dos maiores centros de PD&I do setor energético, tem como objetivo desenvolver tecnologias que viabilizem a execução do nosso Plano Estratégico, além de ser responsável por antecipar tendências futuras e investir em rotas tecnológicas. Em 31 de dezembro de 2023, o Cenpes contava com 1.076 empregados, dos quais 90,4% se dedicavam exclusivamente ao desenvolvimento de PD&I.

A definição das soluções tecnológicas a prosseguir passa pela identificação das necessidades das áreas de negócio e pela implementação da nossa estratégia, obedecendo aos princípios da eficiência operacional e da otimização de recursos. Para construir esse portfólio, as potenciais soluções tecnológicas a serem desenvolvidas em projetos de PD&I passam por um processo de avaliação e priorização.

Nossas principais linhas de pesquisa são:

## Linhas de Pesquisa P&D





Dentro dos temas acima, nosso portfólio de inovação inclui projetos focados no desenvolvimento de tecnologias para exploração de petróleo e gás e para transição energética. Em 2023, podemos destacar:

- Desenvolvimento de tecnologias que permitam a otimização do investimento bem como a redução de custos e incertezas como: i) o novo protótipo Floating Lidar (*Light Detection and Ranging*), um sensor para medir velocidade e direção do vento, entre outras variáveis meteorológicas, e o primeiro desenvolvido no Brasil; ii) um novo tipo de sensor sísmico que incorpora baterias de longa duração e inclui capacidades de comunicação óptica e acústica entre os nós e veículos subaquáticos autônomos, permitindo múltiplas pesquisas (monitorização de reservatórios) num período de cinco anos sem remover os nós do fundo do mar; e iii) novos equipamentos que possibilitaram nova arquitetura para completação inteligente de poços.
- Desenvolvimento e implementação de tecnologias que contribuíram para o aumento da segurança operacional como: a Solução Tecnológica Ativo360, sistema para gerenciar digitalmente a integridade dos ativos de produção por meio de gêmeos digitais e inteligência artificial; o *Digital Twin* para dutos flexíveis e monitoramento da integridade e vida útil de sistemas submarinos; e o Sistema Digital de Monitoramento de Ocorrências para garantir o fluxo.
- Desenvolvimento de novas tecnologias e novos produtos com menor pegada de carbono como: Podium Carbon Neutral Gasoline; CAP PRO AP, asfalto de alta penetração; nossa nova tecnologia proprietária que permite a utilização de óleo vegetal como matéria-prima em unidades de craqueamento catalítico, processando-o integralmente e produzindo bioGLP com baixíssimo teor de enxofre, bioaromáticos e óleos leves e pesados renováveis; e ACV Digital, a ferramenta inovadora para medir e tomar decisões relativas à intensidade de carbono dos produtos de refino.

Nossa gestão ativa de portfólio é realizada de forma eficiente, de forma a maximizar ganhos, baseada em um sólido processo de avaliação, otimizando nossos recursos, acelerando as entregas dos projetos, visando sua rápida implementação e mensurando resultados com indicadores de inovação que avaliam a taxa de sucesso dos investimentos em P&D.



### Investimento obrigatório em PD&I

Nosso Estatuto Social exige que pelo menos 0,5% do capital social integralizado seja reservado para despesas de pesquisa e desenvolvimento. Além disso, a obrigação de investir em PD&I também está prevista nos contratos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e/ou gás natural celebrados entre a ANP e as petrolíferas, com base na Lei do Petróleo (Lei nº 9,478/1997) e no marco regulatório do pré-sal (Lei nº 12,351/2010). O valor deste investimento obrigatório é determinado de acordo com o contrato de cada regime jurídico-regulatório existente. Contudo, os investimentos no desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras não se limitam ao cumprimento desta obrigação de investir em PD&I.

Para os contratos de concessão, cujo volume de produção envolve o pagamento de uma participação especial, o percentual do investimento obrigatório em PD&I está atrelado à receita bruta dos campos (1%). Nos contratos de partilha de produção, o percentual também incide sobre a receita bruta total (1%). Para o contrato de Cessão Onerosa, o percentual é de 0,5% do valor da receita bruta de qualquer produção anual.



Em 2023, investimos US\$ 726 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Somos uma das empresas, entre as grandes empresas de petróleo e gás, que mais investiu em PD&I nos últimos anos, segundo a Evaluate Energy. Cerca de 10% do nosso portfólio de PD&I está relacionado com soluções de descarbonização e novas energias. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atuação. Atualmente, possuímos 2.597 patentes (pedidos em análise e concedidos), sendo 1.222 no Brasil e 1.375 no exterior, em 50 países. Em 2023, depositamos 353 patentes: 210 no exterior e 143 no Brasil, superando, pelo terceiro ano consecutivo, nosso recorde de depósitos em um único ano. À medida que procuramos resultados valiosos em investigação e desenvolvimento, exploramos novas formas de inovar através de tecnologias disruptivas, da transformação digital e do envolvimento de *start-ups*.



### Conexões para Inovação

Conexões para Inovação é o nosso programa de inovação aberta, desenvolvido para acelerar o desenvolvimento tecnológico e agregar valor à nossa empresa. O principal objetivo do programa é encontrar os melhores parceiros para cooperar e desenvolver, testar ou comercializar tecnologias, aumentando assim a competitividade e gerando um melhor alinhamento entre as nossas iniciativas tecnológicas e o ecossistema de inovação. O programa conta com sete módulos distintos, Compras Pré-Comerciais, Transferência de Tecnologia, Startups, Aquisição de Soluções, Parcerias Tecnológicas, Open Lab e Residentes, adaptados para apoiar diferentes tipos de parcerias tecnológicas, bem como diferentes atores do ecossistema de inovação.

Este ano, o programa de inovação aberta ultrapassou a marca de US\$ 200 mil em parcerias firmadas ao longo dos quatro anos do Conexões para Inovação. O programa tem crescido rapidamente. Ao comparar as parcerias firmadas ao longo dos primeiros quatro anos com os resultados de 2023, o valor dos investimentos aumentou aproximadamente três vezes. Só em 2023, foram publicadas mais de 280 oportunidades e foram assinados 180 novos acordos. Isto se deve à priorização estratégica, ao aumento da comunicação e divulgação do programa.

# Ambiental, Social e Governança

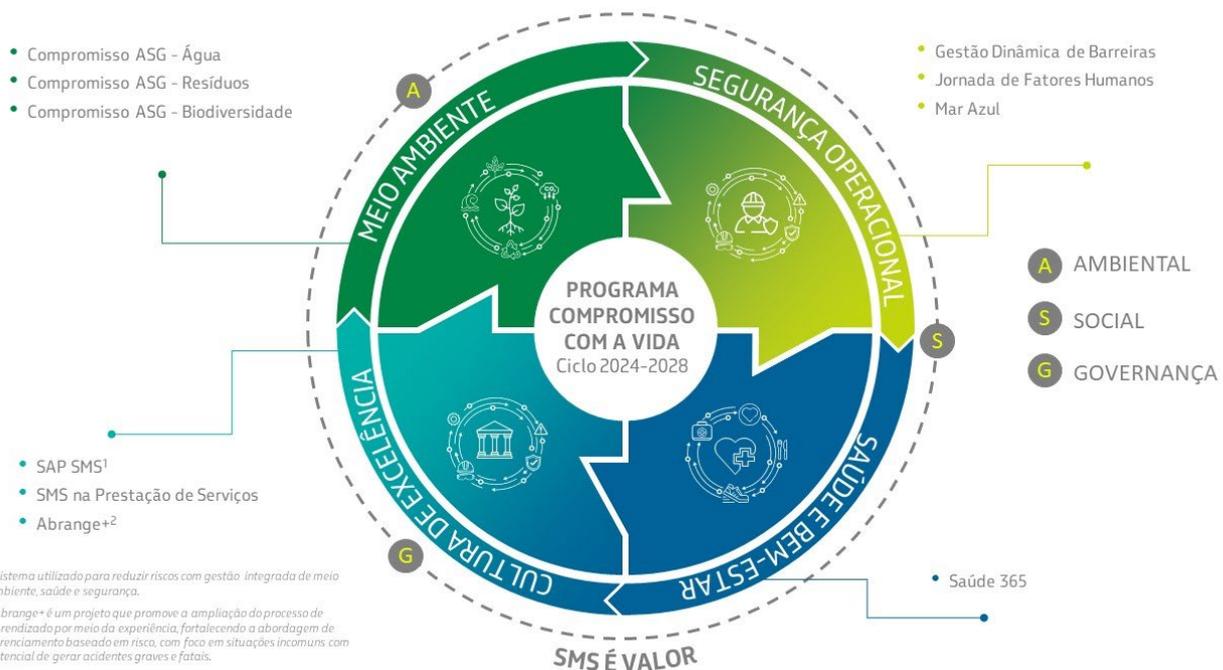


# Ambiental

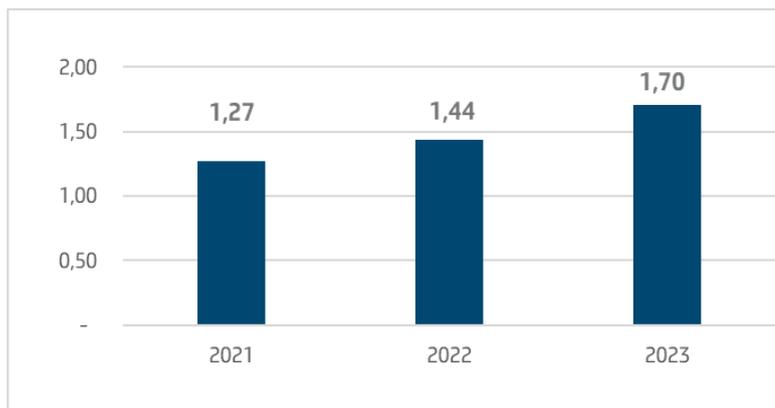
A proteção da saúde humana e do ambiente é uma das nossas principais preocupações e é essencial para o nosso sucesso. Mantemos anualmente um conjunto de iniciativas focadas na prevenção de acidentes e na preservação da vida e do meio ambiente, alinhadas a um dos nossos mais importantes programas de SMS, denominado “Programa Compromisso com a Vida”. Este Programa, que é composto por projetos estruturados baseados na análise crítica da gestão de SMS, tendo como referência as melhores práticas de mercado, busca atingir nossas metas de zero fatalidades e zero vazamentos e ao mesmo tempo fortalecer nossa visão de ser um exemplo de SMS para a indústria com os seguintes princípios da nossa Política de SMS:

- 1. SMS como valor
- 2. Respeito pela vida
- 3. Gestão baseada em riscos
- 4. Sustentabilidade Empresarial
- 5. Excelência e Transparência no Desempenho

As principais iniciativas do Programa para 2023 foram as seguintes:



## INVESTIMENTOS EM SMS (US\$ bilhões)



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 desenvolvimento de negócios com fornecedores também contém requisitos ambientais de acordo com as melhores práticas do setor. As empresas contratadas deverão apresentar evidências e certificações relacionadas ao cumprimento das normas de SMS e confirmar que cumprem todos os requisitos, leis, regulamentos e melhores práticas ESG aplicáveis, conforme novos compromissos formalizados em 2023.

Desde 2019, somos certificados pela ASCM Enterprise Certification, que foi a primeira designação corporativa de cadeia de suprimentos do setor que demonstra responsabilidade social, sustentabilidade econômica e gestão ambiental, reconhecendo que nossas cadeias de suprimentos de Manutenção, Reparo e Operações (MRO) e materiais de projeto estão atendendo aos padrões de processo, pessoas, práticas e desempenho para ética, sustentabilidade e responsabilidade econômica.

## Taxa Total de Acidentados Registráveis

O respeito pela vida, pelas pessoas e pelo meio ambiente é um valor para a Petrobras. Nosso objetivo é operar dentro dos melhores padrões de segurança globais. Uma de nossas principais métricas é a Taxa Total de Acidentados Registráveis ("TAR") abaixo de 0,7.

Dentro de um processo evolutivo e de melhoria contínua, o TAR da Petrobras – que até 2015 estava acima de 2,0 – tem, nos últimos três anos, se consolidado próximo a 0,7. A série histórica demonstra que a indústria de petróleo e gás, juntamente com a Petrobras, vem reduzindo essas taxas nas últimas décadas, tendo alcançado o melhor resultado histórico, no biênio 2020–2021, durante o período da pandemia do COVID-19. Com a retomada plena das atividades em 2022, observa-se um retorno aos níveis de 2019, não apenas na Petrobras, mas em toda a indústria. Monitoramos mensalmente os indicadores críticos de processo em nossas reuniões de análise crítica, notadamente nossas principais métricas, como o TAR.

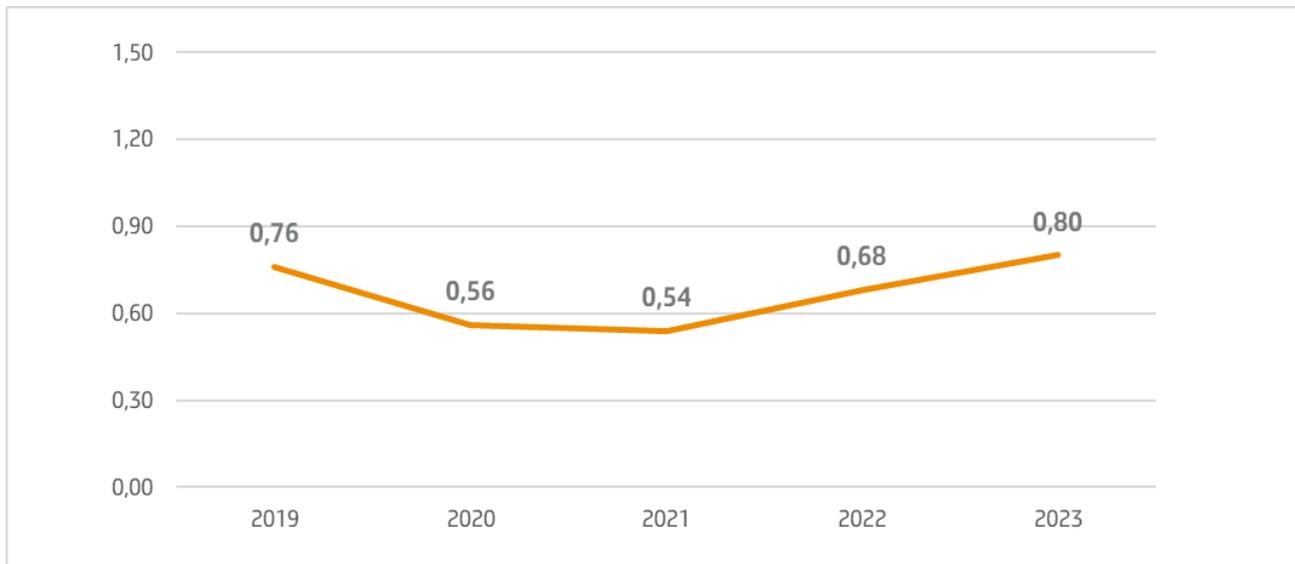
Em 2023, obtivemos um TAR de 0,80, 18% acima do alcançado em 2022, quando alcançamos um resultado de 0,68, com 0,67 sendo a média dos últimos três anos. O TAR médio da indústria em 2022, segundo o Relatório Anual da IOGP (Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás), foi de 0,90, o que representou um aumento de 17% em relação à indústria em 2021 (0,77). Observa-se, portanto, que o desempenho da Petrobras tem sido consistentemente melhor que a média da indústria. Além disso, reduzimos pela metade o número de incidentes graves e fatais na Petrobras em comparação com 2022.

De acordo com os mecanismos de gestão existentes, várias iniciativas foram lançadas, como execução imediata de ações locais nas unidades para prevenir novos eventos de natureza semelhante, criação de um grupo de trabalho com o objetivo de propor ações de resposta adicionais, e continuidade da execução das iniciativas estruturantes da Petrobras que visam reduzir acidentes, que compõem o Programa Compromisso com a Vida. Ao realizar uma análise crítica dos eventos que compõem o TAR, foi possível



direcionar iniciativas estratégicas para 2024. Essas ações também se concentram na redução de eventos mais graves, em linha com a ambição de ZERO Fatalidades.

#### TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR



Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, infelizmente registramos duas fatalidades envolvendo nossos próprios empregados e contratados em 2023 (em comparação com cinco fatalidades em 2022). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados para identificar suas causas e tomar medidas preventivas e corretivas. Essas ações são regularmente monitoradas após serem adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas para toda a empresa para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de ocorrerem eventos semelhantes em suas próprias operações.



## Impactos ambientais

### PRINCIPAIS IMPACTOS



Nossos investimentos possibilitaram impactos ambientais menores resultantes de nossa atividade como empresa de energia focada em petróleo e gás em 2023, em comparação com 2022. Em 2023, investimos US\$1.072 milhões em projetos ambientais, em comparação com US\$810 milhões em 2022 e US\$708 milhões em 2021. 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.

Para obter mais informações sobre nossa estratégia e metas de ESG, consulte o "Plano Estratégico 2024-2028+" neste relatório anual.

### Derramamentos e Planos de Remediação Ambiental

Estamos constantemente buscando melhorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a derramamentos de óleo, os quais são estruturados nos níveis local, regional e corporativo.

O programa Mar Azul integra o Programa Compromisso com a Vida e tem o objetivo de identificar e abordar as principais causas de eventos de perda de contenção primária. Este programa incorpora lições aprendidas com os eventos de perda de contenção, integrando barreiras de segurança, processos e atividades de rotina em nossas unidades, fazendo parte de um gerenciamento ativo que continua buscando continuamente oportunidades de melhoria.

Em 2023, reduzimos substancialmente o volume de derramamentos relevantes de óleo e derivados de petróleo, registrando sete derramamentos superiores a um barril, o que levou nosso indicador VAZO a atingir um valor de 16,9 m<sup>3</sup>, representando uma redução de 92% em comparação com o resultado de 2022 (218,0 m<sup>3</sup>). As causas dos eventos foram analisadas e as lições foram incorporadas aos nossos processos.



Nosso resultado de 2023 é significativamente inferior ao desempenho médio de nosso Grupo de Referência (*Peer Group*) em 2022 <sup>2</sup>, de 538,8 m<sup>3</sup>.

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de contingência detalhados de resposta e remediação a serem implementados no caso de um derramamento de óleo ou vazamento de nossas operações marítimas. O IBAMA audita, aprova e autoriza a execução desses programas. Para responder a esses eventos, temos embarcações dedicadas à recuperação de derramamentos de óleo totalmente equipadas para controle de derramamentos de óleo e combate a incêndios.

Também temos a estrutura de centros de defesa ambiental, localizados em áreas estratégicas para garantir uma resposta rápida e coordenada em caso de derramamentos de óleo em terra ou no mar. Esses centros têm disponíveis barcos adicionais de apoio e recuperação para combater derramamentos e vazamentos de óleo no mar, barreiras de contenção, barreiras absorventes e dispersantes de óleo, entre outros recursos.

Temos aproximadamente 290 trabalhadores treinados disponíveis para responder a derramamentos de óleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores adicionais treinados para limpeza de praias em curto prazo a partir de um grande grupo de agentes ambientais treinados no país. Embora esses trabalhadores estejam localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo no mar fora do Brasil.

Desde 2012, somos membros da OSRL, uma organização internacional que reúne mais de 158 empresas, incluindo grandes empresas petrolíferas, nacionais e independentes, empresas relacionadas à energia, bem como outras empresas que operam em diferentes partes da cadeia de suprimentos de petróleo. A OSRL participa da *Global Response Network*, uma organização composta por várias outras empresas dedicadas ao combate de derramamentos de óleo. Como membro da OSRL, temos acesso a todos os recursos disponíveis através dessa rede e também assinamos seus Serviços de Intervenção em Poços Submarinos, que oferecem uma rápida implementação internacional de equipamentos de limitação e contenção prontos para resposta. Os equipamentos de nivelamento são armazenados e mantidos em bases em todo o mundo, incluindo o Brasil.

Em 2023, realizamos 21 simulados de emergência. 6 presenciais, 7 totalmente remotos e 8 em formato híbrido.

Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para abordar as preocupações de SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS em projetos de capital e operações.

---

<sup>2</sup> Dados sobre derramamentos consultados em relatórios de sustentabilidade ou similares publicados por empresas que compõem nosso grupo de referência (BP, Shell, Total, Exxon Mobil e Equinor). No momento da preparação deste relatório anual, nem todos os dados sobre os volumes de derramamento de 2023 por essas empresas estavam disponíveis.



## Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas à mudança climática são apoiadas por três pilares:

1	2	3
<b>Transparência, Gestão de Carbono e Transição Justa</b>	<b>Competitividade do Petróleo e Gás</b>	<b>Negócios de baixo carbono e Escopo 3</b>
<b>Divulgações confiáveis, gestão e processo de tomada de decisão</b>	<b>Resiliência e valor do portfólio na transição energética.</b>	<b>Mitigação do risco do portfólio relacionado às emissões de carbono.</b>
<p>Nossa governança focada na gestão de riscos das mudanças climáticas e transição energética é estruturada de forma a abordar essas questões em todos os níveis da empresa, incluindo a alta administração.</p> <p>Nos esforçamos para garantir que os riscos e oportunidades das mudanças climáticas sejam adequadamente capturados em nossos cenários, quantificados e considerados em nossas escolhas, buscando a sustentabilidade dos negócios e a criação de valor para todas as partes interessadas.</p> <p>A remuneração variável de todos os empregados da empresa incorpora o desempenho vinculado aos compromissos de intensidade de carbono em nossas operações, promovendo o engajamento dos empregados na obtenção dos resultados esperados.</p> <p>Seguimos as recomendações do TCFD para divulgações relacionadas ao clima, promovendo transparência de carbono para todas as partes interessadas.</p>	<p>Em nossa compreensão, as empresas se tornarão mais competitivas no mercado de longo prazo quanto mais puderem produzir a baixos custos e com emissões de gases de efeito estufa (GEE) menores, prosperando em cenários de baixos preços do petróleo, precificação de carbono e possíveis práticas de diferenciação de petróleo com base na intensidade das emissões de GEE na produção.</p> <p>Nosso objetivo é manter nossas operações em uma trajetória de emissões decrescentes, com menor intensidade de carbono do que outras empresas, garantindo a competitividade de nosso petróleo nos mercados mundiais em um cenário de desaceleração e subsequente contração na demanda.</p> <p>Nosso foco é continuar fornecendo petróleo e gás de forma competitiva e ambientalmente responsável, para atender à demanda persistente por petróleo compatível com os objetivos do Acordo de Paris.</p>	<p>Reconhecemos que os objetivos do Acordo de Paris exigem reduções significativas nas emissões de gases de efeito estufa e mudanças no fornecimento de energia. Nossos cenários indicam uma transição energética inequívoca, embora em um ritmo incerto.</p> <p>Estamos dedicados a equilibrar a produção de petróleo e gás com os cenários de descarbonização da sociedade e o desenvolvimento progressivo de novos negócios de baixo carbono.</p> <p>Nossa estratégia busca a diversificação do portfólio como uma alavanca para a descarbonização e a criação de valor em meio à transição, por meio de iniciativas lucrativas que aproveitem nossa capacidade tecnológica e habilidades de gerenciamento de projetos para explorar as vantagens competitivas regionais do Brasil.</p>

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\$45 por barril a longo prazo.

Na seção “Plano Estratégico 2024–2028+” deste relatório, delineamos os seis compromissos relacionados às emissões de carbono, com uma meta mais ambiciosa estabelecida para o compromisso de intensidade de metano. A revisão da meta de intensidade para as emissões de metano do E&P, de 0,29 tH<sub>4</sub>/mil tHC para 0,25 tCH<sub>4</sub>/mil tHC e o objetivo de reduzi-la ainda mais para 0,20 tCH<sub>4</sub>/mil tHC em 2030, estão alinhados a iniciativas como o *Oil and Gas Methane Partnership 2.0* (OGMP 2.0) e a *Near Zero Methane Ambition*.

Além de incorporar a ambição de metano próximo a zero até 2030, alinhada com a revisão dos compromissos descritos acima, também adicionamos ao plano a meta de consolidar a redução já alcançada de 40% nas emissões operacionais absolutas, mantendo o nível atual de emissões ao longo do período de cinco anos, apesar do aumento projetado na produção de petróleo nos próximos anos com a entrada em operação dos 14 FPSOs<sup>3</sup>.

Estamos empenhados em continuar a melhorar a eficiência das emissões de GEE das nossas atividades de E&P. Após anos de produção de petróleo e gás, é natural que os campos passem por mudanças ao longo do tempo. Portanto, para expandir os níveis de produção, é necessário empregar técnicas intensivas em energia, como a injeção de água e/ou gás. Assim, a produção de água desses campos e a demanda de energia tendem a aumentar, enquanto a taxa de produção de petróleo tende a diminuir. Isso afeta a intensidade das emissões de gases de efeito estufa, refletindo o desafio de compensar a intensidade das emissões de gases de efeito estufa dos campos que produzem petróleo por períodos mais longos no portfólio. Nesse sentido, os 13 novos FPSOs operados tornam-se um desafio e uma oportunidade para reduzir a intensidade de carbono.

Para mais informações sobre nossos compromissos ASG e investimentos em descarbonização, consulte a seção “Plano Estratégico 2024–2028+” deste relatório.

Em 2023, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- Emissões totais de GEE de 46 milhões de tCO<sub>2</sub>e, 2 milhões de tCO<sub>2</sub>e inferiores ao ano anterior, mantendo a tendência decrescente observada desde 2015;
- Intensidade de carbono em E&P de 14,2 kgCO<sub>2</sub>e/boe<sup>4</sup>, menor resultado histórico;
- A intensidade de carbono no Refino foi de 36,8 kgCO<sub>2</sub>e/CWT<sup>5</sup>, o menor resultado histórico; e
- A intensidade de metano no E&P de 0,22 tCH<sub>4</sub>/mil tHC, o menor resultado histórico.

Nossas iniciativas relacionadas à eficiência energética, redução de perdas em nossas operações e o baixo despacho termelétrico, contribuíram para a redução das emissões de GEE em 2023.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 84,5% das emissões das atividades que operamos em 2023.

Em 2023, foram tomadas medidas adicionais em direção ao nosso objetivo de promover a descarbonização. Em setembro, adquirimos créditos de conservação florestal equivalentes a 175 mil toneladas de emissões de GEE. No mesmo mês, assinamos uma carta de intenções com a Vale para o desenvolvimento de soluções de baixo carbono. A parceria terá a duração de dois anos e inclui a avaliação de oportunidades de descarbonização, como o desenvolvimento de iniciativas em combustíveis sustentáveis como hidrogênio, metanol verde, biobunker, amônia verde e diesel renovável, além de tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Em dezembro de 2023, recebemos a certificação *Gold Standard* da iniciativa OGMP 2.0 em reconhecimento à nossa quantificação, relato e plano de gestão de emissões de metano, alinhados com as melhores práticas da indústria.

<sup>3</sup> Treze operados pela Petrobras e um operado por terceiros.

<sup>4</sup> O indicador kg CO<sub>2</sub>e / boe considera a produção bruta de petróleo e gás (na “cabeça do poço”) em seu denominador.

<sup>5</sup> O indicador kg CO<sub>2</sub>e/CWT foi desenvolvido pela *Solomon Associates* especificamente para refinarias na Europa e foi adotado pelo Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU Emissions Trading System, EU ETS) e pela CONCAWE (associação de empresas europeias de refino e distribuição de petróleo e gás). A tonelada ponderada pela complexidade (CWT, do inglês Complexity Weighted Tonne) de uma refinaria considera o potencial de emissões de GEE, em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de vários tamanhos e complexidades.



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 (*Oil & Gas Methane Partnership 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/ri](http://www.petrobras.com.br/ri), 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.



# Responsabilidade Social

## Direitos Humanos

Compromissos e iniciativas corporativas

Um compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade de nosso negócio. Vários documentos e iniciativas direcionam nossa abordagem aos direitos humanos, conforme segue:

- **Código de Conduta Ética:** aborda questões como respeito à diversidade, igualdade de oportunidades, relações trabalhistas justas, garantia de saúde e segurança para os trabalhadores e o direito à livre associação.
- **Guia de Conduta Ética para Fornecedores:** reforça que nossos fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para seus empregados e combater o trabalho infantil e o trabalho escravo, além de promover a diversidade, igualdade de gênero e racial, bem como a inclusão de pessoas com deficiência.
- **Diretrizes de Direitos Humanos:** direcionam nossas ações em relação ao respeito aos direitos humanos em todas as atividades e regiões onde atuamos e ao longo do ciclo de vida de nossos projetos e operações. Nossas operações de direitos humanos seguem os Princípios Orientadores das Nações Unidas sobre Empresas e Direitos Humanos e estão estruturadas ao longo de quatro eixos: Gestão de Pessoas, Relações com a Comunidade, Engajamento com a Cadeia de Fornecedores e Parceiros, e *Due Diligence* em Direitos Humanos. Cada eixo descreve os processos pelos quais visamos garantir a incorporação do respeito aos direitos humanos em todas as áreas de nosso negócio e em nossas relações com nossas *partes interessadas*, bem como a identificação de potenciais riscos de violações dos direitos humanos relacionados às operações, produtos ou serviços que fornecemos, além de remediar quaisquer impactos que causemos.
- **Política de Diversidade, Equidade e Inclusão:** um conjunto de princípios e diretrizes que apoiam e impulsionam o processo de tomada de decisão e orientam comportamentos em relação à diversidade, equidade e inclusão.
- **Política de Inteligência de Proteção e Segurança Corporativa:** de acordo com nossa política, as ações de inteligência de proteção e segurança corporativa são realizadas conforme a legislação em vigor e o respeito aos direitos humanos, em conformidade com requisitos legais externos e internos, bem como com recomendações relevantes e normas técnicas.
- **Política de Recursos Humanos:** estabelece que devemos fornecer aos empregados um bom ambiente de trabalho que promova a diversidade e relacionamentos baseados na confiança e no respeito, sem tolerar qualquer forma de assédio ou discriminação.
- **Política de Responsabilidade Social:** busca prevenir e mitigar impactos negativos em nossas atividades diretas, cadeia de suprimentos e parcerias. Ela se baseia no nosso respeito pelos direitos humanos e busca combater a discriminação em todas as suas formas, estabelecendo padrões relacionados à gestão de riscos sociais, relações comunitárias e investimento social presentes nas diretrizes relacionadas a esses temas.
- **Diretriz de Prevenção e Combate à Discriminação, Assédio Moral e Violência Sexual:** fornece os passos para a empresa prevenir e combater a discriminação, o assédio moral e a violência sexual em todos os locais onde opera ao longo do ciclo de seus projetos, operações e relacionamentos profissionais.
- **Acordo de Cooperação Técnica em Direitos Humanos:** celebramos um Acordo de Cooperação Técnica em Direitos Humanos com o Ministério dos Direitos Humanos e da Cidadania. O documento é composto por cerca de vinte ações que reforçam as políticas de direitos humanos não apenas dentro da empresa, mas em toda a sociedade brasileira.



- **Gabinete do Ouvidor-Geral:** disponibilizamos canais de contato direto para o registro de consultas e reclamações, como o 0800 728 9001 (Fale Conosco) e um e-mail institucional direcionado às equipes de responsabilidade social que atendem às unidades de negócios. No que diz respeito às reclamações das comunidades presentes na área de cobertura, os registros são feitos por meio do serviço de atendimento ao cliente (SAC) e do Gabinete do Ouvidor-Geral.
- **Políticas de Segurança, Saúde e Meio Ambiente:** para reduzir os riscos para a saúde humana e para o meio ambiente, nossas operações possuem planos de ação e simulados de emergência, e nossa equipe passa por cursos de treinamento frequentes. Além disso, patrocinamos uma série de projetos ambientais com o objetivo de mitigar as emissões de carbono, proteger ambientes e espécies ameaçadas, e conservar a biodiversidade.
- **Governança de Direitos Humanos:** em janeiro de 2021, estabelecemos a Comissão de Direitos Humanos da Petrobras, responsável por gerenciar, de forma integrada e abrangente em todo o negócio, a implementação da agenda de direitos humanos estabelecida pelas Diretrizes de Direitos Humanos da Petrobras.
- **Diretrizes para Remoção e Reassentamento de Comunidades:** para gerenciar e mitigar o possível impacto dos processos de reassentamento, estabelecemos uma abordagem corporativa que abrange todas as nossas unidades. Nesta abordagem, definimos diretrizes para a remoção e reassentamento de indivíduos ou comunidades afetadas por nossos projetos e/ou atividades.

Nossos compromissos com o respeito e a defesa dos direitos humanos também são evidentes por meio de iniciativas em prol da equidade de gênero, igualdade racial e proteção da primeira infância, por exemplo. Abaixo, destacamos nosso compromisso com algumas das principais iniciativas de direitos humanos às quais aderimos:

- Pacto Global das Nações Unidas
- Princípio de Empoderamento das Mulheres
- Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo - InPacto
- Iniciativa Empresarial pela Igualdade Racial
- Carta Aberta “Empresas pelos Direitos Humanos”
- Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça, do governo federal
- Declaração Empresarial Contra a Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes
- Rede Nacional da Primeira Infância
- Iniciativa Brasil Sem Misoginia

Nossa Comissão de Direitos Humanos, estabelecida em 2021, é responsável por implementar a agenda de direitos humanos estabelecida por nossas Diretrizes de Direitos Humanos, garantindo que essa agenda seja ampla e transversalmente integrada em nosso negócio. A comissão é composta por 31 dos nossos gestores executivos e duas subsidiárias (Transpetro e PBIO) e 77 membros, previamente indicados pelo respectivo gestor executivo, e está dividida em três subcomissões:

- Treinamento em Direitos Humanos
- Diversidade, Equidade e Inclusão
- *Due Diligence* em Direitos Humanos

Nós temos um plano de ação em Direitos Humanos, estabelecido em 2021, que é periodicamente monitorado pelo comitê de SMS do Conselho de Administração. Nossa Comissão de Direitos Humanos está passando por uma revisão de suas regras de funcionamento e aprimorando a representação da gestão e das subsidiárias que compõem o grupo, bem como de seus respectivos membros.

Com o objetivo de fortalecer nossa estrutura interna de direitos humanos, o Setor de Direitos Humanos foi criado em julho de 2023, para gerenciar o processo de direitos humanos dentro da empresa, garantindo a incorporação do respeito aos direitos humanos em todas as áreas, incluindo nossas relações com as *partes*



*interessadas*, bem como sua integração ampla e transversal nos negócios da empresa. Ele possui os seguintes objetivos estratégicos:

- Coordenar a Comissão de Direitos Humanos da Petrobras.
- Gerenciar a implementação da *due diligence* em direitos humanos nas operações.
- Coordenar estratégias para a proteção e promoção dos direitos de grupos vulneráveis e povos tradicionais nas práticas, processos e projetos estratégicos da Petrobras.
- Fortalecer a cultura de respeito aos direitos humanos dentro da empresa.
- Coordenar estratégias relacionadas ao respeito aos direitos humanos na transição energética justa.

Essas ações estão alinhadas com nosso objetivo de construir ambientes de trabalho cada vez melhores, mais justos, diversos e inovadores, e melhorar nossa gestão do processo de direitos humanos, garantindo que o respeito aos direitos humanos seja incorporado em todas as áreas e relações com nossas partes interessadas, bem como sua ampla e transversal integração em nossos negócios.

Além disso, em 2023, realizamos iniciativas de treinamento relacionadas aos direitos humanos. O treinamento remoto **Direitos Humanos e Negócios – Um Olhar para a Petrobras** oferece treinamento voltado para os empregados sobre direitos humanos e sua importância para a sociedade e o planejamento estratégico das empresas, além de abordar como temos avançado em ações que visam respeitar esses direitos no desenvolvimento de todas as nossas atividades. E o treinamento remoto para **Prevenção e Combate à Discriminação, Assédio Moral e Violência Sexual** fornece conceitos e informações sobre a estrutura que temos em vigor para lidar com casos de discriminação, assédio ou violência sexual, bem como mecanismos de prevenção e orientações sobre o que fazer se você for vítima ou tiver conhecimento de tal ocorrência.

Além disso, celebramos dois Termos de Cooperação Tecnológica com cláusulas de Diversidade, garantindo a participação de mulheres, pessoas negras e pessoas com deficiência nas equipes de execução dos projetos. Os termos foram assinados com instituições acadêmicas e de pesquisa e nos oferecem a oportunidade de contribuir para a inclusão de públicos que historicamente tiveram oportunidades limitadas de desenvolvimento profissional.

## Programas Corporativos

### Programa Petrobras Contra a Violência Sexual

Para proporcionar um ambiente de trabalho diversificado, respeitoso e seguro, livre de violência sexual, em maio de 2023 lançamos o Programa Petrobras contra a Violência Sexual, que centraliza e monitora a implementação de ações em andamento ou a serem implementadas para combater o assédio e a violência sexual.

### Programa Corporativo de Mentoria para Mulheres

Nós lançamos a terceira edição do Programa de Mentoria em Liderança Feminina com o objetivo de ter mais mulheres preparadas para assumir posições de liderança. Em 2023, foram oferecidas 60 oportunidades para mulheres dentro de nossa empresa, com um foco especial em áreas operacionais. O objetivo é fortalecer e aumentar o número de mulheres em diversas áreas dentro de nosso negócio, proporcionando um ambiente seguro para o desenvolvimento de habilidades, a troca de conhecimentos e a construção de redes de apoio duradouras.

### Programa de Equidade Racial

Preparado por um grupo de trabalho composto por colegas negros representando diversos departamentos corporativos, o programa de equidade racial tem como objetivo promover a equidade racial, visando construir um ambiente de trabalho mais diversificado, livre de discriminação e acolhedor. Um de seus principais objetivos já está descrito no Plano Estratégico, que é alcançar pelo menos 25% de diversidade de cor e raça em cargos de liderança até 2030.



## Direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos

Em novembro de 2022, estabelecemos uma parceria com o Pacto Global da ONU para oferecer a ferramenta Trilha de Direitos Humanos e Negócios.

A Trilha de Direitos Humanos teve como objetivo envolver os fornecedores da Petrobras na autoavaliação de seu desempenho, com base em uma compreensão tangível da situação de cada empresa, do ponto de vista dos direitos humanos. Através da aplicação desta ferramenta, as empresas participantes puderam obter um autodiagnóstico inicial sobre sua governança em questões de direitos humanos, como trabalho decente, igualdade, inclusão, saúde e segurança ocupacional, incluindo saúde mental, impactos na comunidade, meio ambiente e clima.

Como parte de nossos esforços para envolver nossa cadeia de fornecimento na promoção de questões de direitos humanos, implementamos a ferramenta Trilha de Direitos Humanos em caráter piloto para 135 fornecedores que responderam completamente o questionário de autoavaliação.

Em dezembro de 2023, o Pacto Global apresentou os resultados consolidados (fase de diagnóstico) e ofereceu o Curso de *Due Diligence* em Direitos Humanos, com o objetivo de capacitar profissionais em nossa cadeia de suprimentos para incorporar o processo de diligência devida em suas organizações.

## Relacionamento com a Comunidade

Estamos comprometidos em manter um relacionamento de longo prazo com as comunidades baseado em diálogo e transparência. Para alcançar isso, buscamos compreender a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde operamos e desenvolvemos planos de relacionamento que são constantemente monitorados e avaliados.

Promovemos colaborações para fortalecer laços, promover redes de contatos e gerar benefícios mútuos, respeitando os direitos sociais, ambientais, territoriais e culturais das comunidades. Promovemos comitês, reuniões, palestras, visitas e investimentos em programas e projetos socioambientais, que estejam alinhados aos objetivos do nosso negócio e contribuam para a conservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos.

Em 2023, nossas atividades de relacionamento comunitário realizaram 421 interações comunitárias voluntárias, incluindo reuniões com líderes comunitários por meio de comitês comunitários, além de visitas e eventos. Além disso, retomamos as atividades presenciais em tempo integral e a tecnologia permitiu maior interação com os membros da comunidade.

Realizamos avaliações de risco social para identificar e mitigar potenciais impactos prejudiciais aos direitos humanos nas comunidades ou nas atividades da cadeia de abastecimento. Estas avaliações são consideradas no nosso processo de tomada de decisão no que diz respeito a projetos de investimento e conduzem a recomendações como a revisão dos planos de resposta a emergências através da lente das relações comunitárias, monitorização de incidentes e reclamações comunitárias, divulgação de projetos e atividades operacionais, e a inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de prestação de serviços. Em 2023, foram necessárias 14 novas avaliações de risco para apoiar projetos que passassem por procedimentos formais de planejamento.

## Programa Petrobras Socioambiental e outras contribuições

Também fortalecemos nosso trabalho com comunidades, organizações da sociedade civil, setor público e universidades por meio do Programa Petrobras Socioambiental. O programa está alinhado à nossa política de responsabilidade social, que tem como uma de suas diretrizes o desenvolvimento de iniciativas socioambientais duradouras, alinhadas aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 das Nações Unidas.



Estas iniciativas visam promover o desenvolvimento das diferentes regiões, melhorar a qualidade de vida das comunidades e contribuir para a recuperação e conservação da natureza. Isto é feito considerando as expectativas das partes interessadas e a contribuição para o nosso negócio, com foco prioritário nas áreas onde atuamos.

Em 2023, lançamos o maior processo seletivo público do Programa Petrobras Socioambiental, por meio do qual investiremos mais de US\$ 86 milhões em projetos socioambientais em todas as regiões brasileiras. O edital abrange todas as linhas de atuação do Programa Petrobras Socioambiental: florestas, oceano, educação e desenvolvimento econômico sustentável. Os direitos humanos são um tema transversal do programa, pois podem ser aplicados a todos os projetos em relação ao seu tema principal, a fim de ampliar o alcance e o potencial de transformação do programa.

Esse processo de seleção pública abriu oportunidades de apoio a projetos cujos públicos primários eram necessariamente povos indígenas e comunidades tradicionais. Além disso, algumas oportunidades focaram na educação para os direitos humanos, na igualdade de gênero e na valorização da diversidade cultural, bem como na promoção da sensibilização com foco na justiça ambiental, no combate ao racismo, na promoção da equidade racial e no combate ao preconceito. O foco principal dessas oportunidades inclui povos indígenas, comunidades tradicionais, pescadores, mulheres, negros, crianças, pessoas com deficiência e comunidade LGBTQIA+, além de oportunidades focadas em outras comunidades e iniciativas.

Com o objetivo de ampliar nossos investimentos em um portfólio mais diversificado de projetos em soluções baseadas na natureza, alinhado aos nossos objetivos e compromissos estratégicos, estabelecemos parceria com o BNDES por meio do financiamento Floresta Viva. Visando o apoio financeiro conjunto a projetos de reflorestamento de espécies nativas nos biomas brasileiros, pretendemos seguir o caminho da geração de créditos de carbono de alta integridade, que gerem benefícios sociais e ambientais.

Em novembro de 2023, divulgamos o resultado do primeiro processo seletivo público: “Manguezais do Brasil”. Selecionamos oito projetos que receberão o valor total de US\$ 9,5 milhões para ações de recuperação de vegetação nativa em áreas de mangue e restinga no Brasil, atingindo mais de 1.750 hectares de terras. Esta iniciativa reforçará os nossos investimentos socioambientais em carbono azul, carbono sequestrado, armazenado e libertado pelos ecossistemas costeiros e marinhos.

Em dezembro de 2023, lançamos o segundo processo seletivo público deste projeto, na COP28, que apoiará a restauração ecológica e o fortalecimento da cadeia produtiva da restauração em corredores de biodiversidade para a conservação dos biomas Cerrado e Pantanal. Serão investidos US\$ 8,4 milhões nessas iniciativas que acontecerão nos próximos quatro anos. Investimos US\$ 32 milhões em projetos socioambientais em 2023.

Estamos comprometidos com o desenvolvimento de iniciativas que contribuam para a solução de problemas sociais e ambientais, gerando oportunidades de atuação em conjunto com nossos públicos de interesse e clientes. Assim, para aumentar nossa contribuição à sociedade para além dos projetos socioambientais, em 2023 destinamos US\$ 321 mil em doações, que incluíram a realização de socorro emergencial às famílias atingidas pelas fortes chuvas em São Paulo e no Rio Grande do Sul, e às pessoas atingidas por correntes de ar extremas na região Norte. As famílias escolhidas foram selecionadas por meio de processo conduzido por uma instituição sem fins lucrativos. Essas doações foram feitas de acordo com nosso regulamento interno.

Anualmente, reportamos nossas ações relacionadas à sustentabilidade e aos direitos humanos no **Relatório de Sustentabilidade** e no **Suplemento de Direitos Humanos e Cidadania Empresarial**. Em nosso Relatório de Sustentabilidade correlacionamos os indicadores e ações reportados com os indicadores GRI, os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e os Princípios do Pacto Global. Também utilizamos o Guia da Indústria de Petróleo e Gás da IPIECA para Relatórios Voluntários como metodologia de relatório complementar. Esses relatórios estão disponíveis em nosso site [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).



# Governança Corporativa

Boas práticas de governança corporativa e compliance são um pilar de sustentação do nosso negócio. Nos últimos anos, obtivemos avanços significativos em nossa governança corporativa e em nossos sistemas de integridade, compliance e controles internos. Também adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e o alinhamento às boas práticas de mercado.

Nosso modelo de governança corporativa possui um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas à boa governança:

## NOSSAS PRINCIPAIS PRÁTICAS DE GOVERNANÇA



<sup>1</sup> No caso de transações fora do curso normal dos negócios com a União, suas agências, fundações e empresas controladas.

Os critérios para seleção dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria estão definidos em nosso Estatuto Social e atendem às condições impostas pelo art. 147 da Lei das Sociedades por Ações, bem como os previstos na Lei nº 13.303/16, no Decreto nº 8.945/16 e em nossa Política de indicação de Administradores. De acordo com a revisão estatutária aprovada em novembro de 2023, para investidura em tais cargos, consideraremos os conflitos materiais e formais previstos na Lei nº 13.303/16.

A Lei 13.303/16, entre outras exigências, exige 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 13.303/16, é garantida ao diretor de governança e compliance, no exercício de suas funções, a possibilidade de reportar-se 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.

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 *Integrity Background Check* ("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 sociedade de economia mista, o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades, com o objetivo de contribuir para o interesse público que justificou a nossa criação, visando garantir o abastecimento 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 preferencialistas, 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 Colaboradores – 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 mais informações sobre nosso Canal de Denúncias, Código de Conduta Ética e Guia de Conduta Ética para Fornecedores, consulte "Compliance e Controles Internos – Compliance" e "Compliance e Controles Internos – Ouvidoria e Investigações Internas" 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, instrumento aprovado pelo nosso Conselho de Administração, que reúne nossas principais políticas de governança (disponível em nosso site), conforme aqui relacionadas:

- Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários
- Política de Compliance
- Política de Gestão de Riscos Empresariais
- Política de Ouvidoria
- Política de Remuneração aos Acionistas
- Política de Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal
- Política de Comunicação e Relacionamento
- Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras
- Política de Governança Corporativa e Societária
- Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade



## Principais Reconhecimentos

Somos membros do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“IBGC”), o que ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua de nossos processos e controles internos, alinhados às boas práticas de governança corporativa do mercado, aos objetivos e valores definidos em nossos Plano Estratégico, bem como com a legislação nacional e internacional.

Recebemos, por seis anos consecutivos, a certificação no Indicador de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (“IG-Sest”), do Ministério da Fazenda, alcançando seu melhor nível, Nível 1, o que demonstra nosso alto grau de excelência em governança corporativa. Não houve avaliação em 2023 porque o IG-Sest está passando por reestruturação e reavaliação dos temas a serem avaliados, portanto, a Petrobras continua com o Nível 1 obtido em 2022.

Esta certificação, além de reconhecer nossos avanços nos últimos anos, é uma oportunidade para avaliar nossos processos em um novo patamar de qualidade e reafirmar nosso compromisso com a melhoria contínua de nossa governança corporativa.

Em 2023, atingimos 94% de adesão ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (CBGC). Segundo a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau de adesão das empresas ao mercado foi médio de 65,3% em 2023, um aumento de 2,7% em relação ao ano anterior (62,6%).

Além disso, pelo sétimo ano consecutivo, conquistamos em 2023 o prêmio da Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), concedido às empresas brasileiras com melhor qualidade e transparência em suas demonstrações financeiras. A classificação é feita com base em rigorosa análise técnica das demonstrações financeiras publicadas por empresas sediadas no Brasil que atuam nos setores comercial, industrial e de serviços. São avaliados critérios como transparência, clareza e consistência das informações, aderência às normas contábeis, entre outros.

Acreditamos que os resultados que alcançamos comprovam o reconhecimento do mercado e das entidades reguladoras e de controle no que respeita à melhoria da nossa cultura de integridade e dos nossos mecanismos de governança. Acreditamos que um elevado grau de integridade reforça a nossa reputação junto das nossas partes interessadas e, conseqüentemente, na sociedade como um todo.

## Assembleia de Acionistas

As assembleias gerais deverão ocorrer em caráter ordinário ou extraordinário. A assembleia geral ordinária deverá ocorrer uma vez por ano para: (i) apreciar a conta dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; (ii) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e (iii) eleger os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal. 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.

## 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
<b>Independência dos Diretores</b>		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de conselheiros independentes. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir este requisito.	Somos uma empresa controlada porque a 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 conselheiros não executivos de cada empresa listada devem reunir-se em sessões executivas regularmente agendadas, sem a administração.	Com exceção do nosso CEO (que também é conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não executivos. 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 a administração.
<b>Comitê de nomeação/governança corporativa</b>		
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.  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.
<b>Comitê de Remuneração</b>		



Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
-------	--	-----------------

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 assessorava 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. Vide “Administração e Empregados – Comitês do Conselho de Administração” para 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, um dos membros do comitê de auditoria é um especialista externo em contabilidade e auditoria, que traz conhecimento e experiência valiosos para o trabalho do comitê.
--------------------	--	--

### Planos de Compensação em Ações

303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de remuneração através de ações e revisões de 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



Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para emissores nacionais dos EUA	Nossas Práticas
-------	--	-----------------

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/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).

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 Executivos e Empregados

303A.10

As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta e ética empresarial para conselheiros, diretores executivos e colaboradores, e divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para conselheiros ou diretores 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/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).**

#### 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.

# Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras





# Desempenho Financeiro Consolidado

Obtivemos um lucro líquido de US\$25,0 bilhões, fluxo de caixa de atividades operacionais de US\$43,2 bilhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não-GAAP definida em Liquidez e Recursos de Capital - Fluxo de Caixa Livre) de US\$31,1 bilhões, e um EBITDA Ajustado (medida não-GAAP definida em Liquidez e Recursos de Capital - EBITDA Ajustado e índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de US\$52,4 bilhões.

O lucro operacional em 2023 foi de US\$38,0 bilhões, 33% menor a 2022, principalmente devido à depreciação de 18% do preço médio do Brent no ano e a *crack spreads* menores para os derivados de petróleo em 2023 em relação a 2022, particularmente diesel, de acordo com o cenário de preços internacionais. Além disso, o resultado foi impactado pelo aumento nas despesas operacionais, incluindo menores ganhos de capital decorrentes dos acordos de coparticipação nos campos de Sépia e Atapu, e maiores despesas com perdas por *impairment*, abandono e tributárias. Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento no volume de óleo exportado. O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US\$24,9 bilhões em 2023, caindo 32% em relação ao valor de US\$36,6 bilhões em 2022, impactado pelos mesmos motivos que afetaram o lucro operacional, sendo parcialmente compensado pela melhora nas despesas financeiras líquidas e imposto de renda mais baixos.

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 34.3(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.



## DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DAS INFORMAÇÕES DE RECEITA (US\$ milhões)

	Conforme relatado			
	Jan-Dez		Variação	
	2023	2022	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	102.409	124.474	(22.065)	(17,7)
Custo das vendas	(48.435)	(59.486)	11.051	18,6
<b>Lucro bruto</b>	<b>53.974</b>	<b>64.988</b>	<b>(11.014)</b>	<b>(16,9)</b>
Despesas com vendas	(5.038)	(4.931)	(107)	(2,2)
Despesas gerais e administrativas	(1.594)	(1.332)	(262)	(19,7)
Custos exploratórios	(982)	(887)	(95)	(10,7)
Despesas de pesquisa e desenvolvimento	(726)	(792)	66	8,3
Outros impostos	(890)	(439)	(451)	(102,7)
Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(2.680)	(1.315)	(1.365)	(103,8)
Outras receitas e despesas	(4.031)	1.822	(5.853)	(321,2)
<b>Lucro operacional</b>	<b>38.033</b>	<b>57.114</b>	<b>(19.081)</b>	<b>(33,4)</b>
<b>Despesas financeiras líquidas</b>	<b>(2.333)</b>	<b>(3.840)</b>	<b>1.507</b>	<b>39,2</b>
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(304)	251	(555)	(221,1)
<b>Lucro líquido (prejuízo) antes do imposto de renda</b>	<b>35.396</b>	<b>53.525</b>	<b>(18.129)</b>	<b>(33,9)</b>
Imposto de renda	(10.401)	(16.770)	6.369	38,0
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>24.995</b>	<b>36.755</b>	<b>(11.760)</b>	<b>(32,0)</b>



## Impactos cambiais e de variações

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 brasileiras. 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.

#### TAXAS DE CÂMBIO E INFLAÇÃO

	2023	2022	2021
Taxa de câmbio do fim de ano (reais/US\$)	4,84	5,22	5,58
Apreciação (depreciação) durante o ano <sup>(1)</sup>	7,3%	6,5%	(7,4%)
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	5,00	5,16	5,40
Apreciação (depreciação) durante o ano <sup>(2)</sup>	3,1%	4,3%	(4,7%)
IPCA	4,62%	5,79%	10,06%

(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 2024 a 10 de abril de 2024, o real depreciou -4,6% 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 geralmente favorece os nossos resultados, pois o impacto positivo nas receitas é superior ao impacto negativo nos custos operacionais, que são na sua maioria denominados em reais.

As flutuações da taxa de câmbio podem afetar os resultados de variáveis como as seguintes:

- **Margens:** O ritmo relativo em que nossas receitas e despesas totais em reais aumentam ou diminuem com as alterações da taxa de câmbio, e seu impacto em nossas margens, é afetado por nossa política de preços no Brasil. Sem alterações nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se valoriza em relação ao dólar americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens aumentam. Por outro lado, sem alterações nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se desvaloriza em relação ao dólar americano, e não ajustamos nossos preços no Brasil, as nossas margens diminuem. Para mais informações sobre os nossos preços em nossa política de preços, consulte “Volumes e Preços de Vendas” nesta seção.
- **Serviço da dívida:** A desvalorização do real em relação ao dólar americano também aumenta nossas despesas com serviço da dívida em reais, visto que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumenta com a desvalorização do real. À medida que nossa dívida denominada em outras moedas aumenta, o impacto negativo de uma desvalorização do real sobre nossos resultados e lucro líquido quando expresso em reais também aumenta, reduzindo assim os lucros disponíveis para distribuição.
- **Lucros retidos disponíveis para distribuição:** A variação da taxa de câmbio também afeta o valor dos lucros retidos disponíveis para distribuição por nós, quando expressos em dólares americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis estatutários são calculados em reais e preparados de acordo com as IFRS. Eles podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares americanos, conforme o real se valoriza ou desvaloriza em relação ao dólar americano.

Designamos relacionamentos de *hedge* para contabilizar os efeitos do *hedge* existente entre a variação cambial de uma parcela de nossas obrigações de dívida de longo prazo (denominadas em dólares americanos) e a variação cambial de nossas receitas de exportação futuras altamente prováveis denominadas em dólares americanos, de forma que os ganhos ou perdas associados à



operação coberta (as exportações futuras altamente prováveis) e ao instrumento de *hedge* (obrigações de dívida) sejam reconhecidos na demonstração do resultado nos mesmos períodos.

Para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa, consulte as Notas 4.8 e 35.2.2 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre nossa exposição cambial relacionada, consulte “Liquidez e Recursos de Capital - Exposição à Taxa de Juros e Risco de Taxa de Câmbio” nesta seção.

Para mais informações sobre nossa exposição cambial relacionada a ativos e passivos, consulte a Nota 35.2.2 (c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

## Receitas de Vendas

Em 2023, as receitas de vendas caíram 18% em relação a 2022, atingindo US\$102,4 bilhões, devido aos preços menores para o petróleo e os derivados de petróleo.



### 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 um impacto significativo em nossos resultados financeiros. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam ao longo do tempo como resultado de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo bruto. Consideramos as condições do mercado interno e procuramos alinhar o preço dos derivados de petróleo com os preços internacionais, evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio. O preço médio do Petróleo Bruto Brent, conforme divulgado pela Bloomberg, foi de US\$83 por barril em 2023, US\$101 por barril em 2022 e US\$71 por barril em 2021. Em 31 de dezembro de 2023, o preço do Petróleo Bruto Brent era de US\$77,6 por barril.

As receitas de vendas consolidadas foram de US\$102.409 milhões em 2023, em comparação com US\$124.474 milhões em 2022, principalmente devido a:

- uma queda de US\$20.958 milhões devido aos preços mais baixos dos derivados de petróleo; e
- uma queda de US\$1.107 milhões devido ao menor volume de derivados de petróleo vendidos.

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de								
	2023			2022			2021		
	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) <sup>(1)</sup>	Receitas de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) <sup>(1)</sup>	Receitas de Vendas (US\$ milhões)	Volume (mbbl, salvo indicação contrária)	Preço Líquido Médio (US\$) <sup>(1)</sup>	Receitas de Vendas (US\$ milhões)
Diesel	272.276	118,48	32.260	275.572	145,69	40.149	292.488	82,86	24.236
Gasolina automotiva	152.509	93,82	14.309	148.647	108,81	16.175	149.132	79,86	11.910
Óleo combustível (incluindo combustível <i>bunker</i> )	11.949	96,91	1.158	12.239	115,29	1.411	22.125	80,23	1.775
Nafta	24.997	73,49	1.837	26.692	89,76	2.396	25.020	67,91	1.699
Gás liquefeito de petróleo	75.151	46,65	3.506	77.149	66,38	5.121	83.320	53,90	4.491



Querosene de aviação	37.911	132,28	5.015	35.879	151,15	5.423	27.184	83,54	2.271
Outros derivados de petróleo	61.607	71,87	4.428	63.717	86,88	5.536	59.892	71,14	4.261
<b>Subtotal de derivados de petróleo</b>	<b>636.400</b>	<b>98,23</b>	<b>62.513</b>	<b>639.895</b>	<b>119,10</b>	<b>76.211</b>	<b>659.161</b>	<b>76,83</b>	<b>50.643</b>
Gás natural (boe)	82.536	68,24	5.632	111.270	68,96	7.673	128.504	45,79	5.884
Petróleo	66.175	82,74	5.475	73.771	104,63	7.719	8.789	76,35	671
Etanol, produtos de nitrogênio, renováveis e outros produtos não petrolíferos	1.564	60,10	94	1.085	260,83	283	1.422	28,13	40
Eletricidade, serviços e outros	—	—	2.576	—	—	2.406	—	—	3.953
<b>Mercado brasileiro total</b>	<b>786.675</b>	<b>—</b>	<b>76.290</b>	<b>826.021</b>	<b>—</b>	<b>94.292</b>	<b>797.876</b>	<b>—</b>	<b>61.191</b>
Exportações	294.291	84,99	25.012	260.734	105,46	27.497	296.055	72,59	21.491
Vendas internacionais	16.455	67,27	1.107	20.511	130,91	2.685	16.888	76,03	1.284
<b>Mercado global total</b>	<b>310.746</b>	<b>—</b>	<b>26.119</b>	<b>281.244</b>	<b>—</b>	<b>30.182</b>	<b>312.943</b>	<b>—</b>	<b>22.775</b>
<b>RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS</b>	<b>1.097.421</b>	<b>—</b>	<b>102.409</b>	<b>1.107.265</b>	<b>—</b>	<b>124.474</b>	<b>1.110.819</b>	<b>—</b>	<b>83.966</b>

(1) Preço médio líquido calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume do ano.

## Custo das Vendas

Em 2023, os custos de vendas caíram 19%, atingindo US\$48.435 milhões, refletindo principalmente os preços mais baixos do petróleo bruto importado e dos derivados de petróleo, e uma menor participação do petróleo bruto importado nos produtos refinados, que tem um preço mais alto.

## Despesas com Vendas

As despesas com vendas foram de US\$5.038 milhões em 2023, um aumento de 2% em comparação ao valor de US\$4.931 milhões em 2022, principalmente devido aos maiores volumes de exportações de petróleo bruto e dos derivados de petróleo e maiores custos de transportes.

## Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de US\$1.594 milhões em 2023, um aumento de 16% em comparação com os US\$1.332 milhões em 2022, refletindo principalmente maiores despesas com empregados (+R\$0,1 bilhão), relacionadas a reajustes salariais, despesas atuariais e despesas com treinamento e desenvolvimento.

## Custos Exploratórios

Os custos exploratórios foram de US\$982 milhões em 2023, um aumento de 11% em comparação aos US\$887 milhões em 2022, principalmente devido aos maiores gastos geológicos e geofísicos relacionados as bacias dentro da Margem Equatorial.



## Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - *Impairment*

Reconhecemos uma perda por *impairment* de US\$2.680 milhões em 2023, aumentando em US\$1.365 milhões em comparação a perda de *impairment* por US\$1.315 milhões em 2022.

Esse aumento foi principalmente em unidades produtoras de petróleo e gás no Brasil (um *impairment* de US\$2.717 milhões em 2023 comparado a um *impairment* de US\$628 milhões em 2022).

## Outras Receitas e Despesas Líquidas

Outras despesas foram de US\$4.031 milhões em 2023, uma variação de US\$5.853 milhões em relação às receitas de US\$1.822 milhões em 2022, principalmente em função de:

- uma redução de US\$4.286 milhões em outras receitas decorrente da menor compensação financeira nos acordos de coparticipação em áreas licitadas (campos de Sépia e Atapu) durante o ano de 2022; e
- perdas com descomissionamento de áreas devolvidas/abandonadas no valor de US\$1.195 milhões, um aumento de US\$970 milhões em relação a 2022, principalmente devido a maiores gastos com provisão para abandono em campos sendo devolvidos em 2023, notadamente em SEAL, BC e RNCE.

## Despesas Financeiras Líquidas

As despesas financeiras líquidas foram de US\$2.333 milhões em 2023, uma redução de 39% quando comparada aos US\$3.840 milhões em 2022, principalmente devido a perdas cambiais de US\$580 milhões em 2023, em comparação com perdas de US\$2.172 milhões em 2022, refletindo a valorização cambial do real em 7.3% sobre o dólar americano em 2023, comparado uma valorização cambial de 6.5% em 2022, resultando em uma exposição passiva líquida média mais baixa ao dólar americano durante 2023 em relação ao ano de 2022.

## Resultados de Investimentos Contabilizados por Equivalência Patrimonial

Tivemos perdas de US\$304 milhões em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial em 2023 em relação a ganhos de US\$251 milhões em 2022. Esta redução ocorreu principalmente devido às perdas com a Braskem, refletindo os menores resultados operacionais.

## Imposto de Renda

O imposto de renda foi uma despesa de US\$10.401 milhões em 2023, em comparação com uma despesa de US\$16.770 milhões em 2022, principalmente devido ao menor lucro líquido operacional.

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nosso Relatório Anual e o Form 20-F prévio. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em [www.sec.gov](http://www.sec.gov) e em nosso site em [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).



# Desempenho Financeiro por Segmento de Negócios

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS CONTABILIZADOS E PARA CORPORATIVO E OUTROS NEGÓCIOS

	Para o exercício findo em 31 de dezembro de		
	2023 (US\$ milhões)	2022 (US\$ milhões)	▲ 23-22 (%)
<b>Exploração e Produção</b>			
Receitas de vendas para terceiros <sup>(1)(2)</sup>	767	1.311	(41,5)
Receitas de vendas intersegmentos	66.113	76.579	(13,7)
<b>Receitas de vendas<sup>(2)</sup></b>	<b>66.880</b>	<b>77.890</b>	<b>(14,1)</b>
<b>Custo de vendas</b>	<b>(27.239)</b>	<b>(30.465)</b>	<b>10,6</b>
<b>Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment</b>	<b>(2.105)</b>	<b>(1.218)</b>	<b>(72,8)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas</b>	<b>22.453</b>	<b>32.073</b>	<b>(30,0)</b>
<b>Refino, Transporte e Comercialização</b>			
Receitas de vendas para terceiros <sup>(1)(2)</sup>	93.464	111.581	(16,2)
Receitas de vendas intersegmentos	1.404	1.950	(28,0)
<b>Receitas de vendas<sup>(2)</sup></b>	<b>94.868</b>	<b>113.531</b>	<b>(16,4)</b>
<b>Custo de vendas</b>	<b>(85.699)</b>	<b>(99.154)</b>	<b>13,6</b>
<b>Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment</b>	<b>(524)</b>	<b>(97)</b>	<b>(440,2)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas</b>	<b>3.036</b>	<b>7.426</b>	<b>(59,1)</b>
<b>Gás e Energias de Baixo Carbono</b>			
Receitas de vendas para terceiros <sup>(1)(2)</sup>	7.824	11.077	(29,4)
Receitas de vendas intersegmentos	3.285	3.991	(17,7)
<b>Receitas de vendas<sup>(2)</sup></b>	<b>11.109</b>	<b>15.068</b>	<b>(26,3)</b>
<b>Custo de vendas</b>	<b>(5.685)</b>	<b>(10.518)</b>	<b>45,9</b>
<b>Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - Impairment</b>	<b>(81)</b>	<b>1</b>	<b>(8.200,0)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas</b>	<b>1.286</b>	<b>1.038</b>	<b>23,9</b>
<b>Corporativo e Outros Negócios</b>			
Receitas de vendas para terceiros <sup>(1)(2)</sup>	354	505	(29,9)
Receitas de vendas intersegmentos	11	6	83,3
<b>Receitas de vendas<sup>(2)</sup></b>	<b>365</b>	<b>511</b>	<b>(28,6)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos nossos acionistas</b>	<b>(1.723)</b>	<b>(3.014)</b>	<b>42,8</b>

(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.



## Exploração e Produção

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de E&P foi de US\$22.453 milhões em 2023, em comparação com US\$32.073 milhões em 2022, principalmente devido a:

- menores receitas de vendas devido à queda no preço Brent, parcialmente compensado pelo aumento na produção;
- maiores despesas com *impairment* devido à atualização das premissas econômicas, bem como ao portfólio de projetos e estimativas de volumes de reservas aprovadas no Plano Estratégico;
- maiores despesas com abandono e desmantelamento de áreas devido ao aumento nas provisões em campos devolvidos em 2023, principalmente na SEAL, BC e RNCE;
- maiores despesas com impostos, devido ao imposto de exportação sobre petróleo;
- redução de outras receitas devido ao recebimento, em 2022, de compensações financeiras referentes aos acordos de coparticipação em Búzios, Sépia e Atapu.

## Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US\$3.036 milhões em 2023 em comparação com US\$7.426 milhões em 2022, principalmente devido a:

- menores receitas de vendas (queda de US\$18.663 milhões), principalmente devido à queda dos preços internacionais, especialmente do diesel, gasolina e petróleo, que se refletiu no mercado interno. Os preços internacionais foram mais fortes em 2022 devido aos conflitos geopolíticos naquele ano. Tais efeitos também impactaram negativamente as receitas de exportação de óleo combustível e petróleo em 2023. As quedas nas receitas de vendas foram parcialmente compensadas pelo maior volume de petróleo exportado;
- os custos de vendas reduziram devido à queda do preço médio do Brent, que impacta o preço utilizado na compra de petróleo do nosso segmento de E&P, assim como na compra de petróleo e derivados de terceiros; e
- maiores despesas com vendas principalmente devido ao aumento dos custos de transporte, ao aumento nas perdas por *impairment*, principalmente àquelas relacionadas à segunda unidade da refinaria Abreu e Lima em 2023, e ganhos com alienações e baixas de ativos ocorridas em 2022.

## Gás e Energias de Baixo Carbono

Em 2023, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de Gás & Energias de Baixo Carbono foi de US\$1.286 milhões, um aumento de US\$248 milhões em relação a 2022, principalmente devido ao menor custo médio de aquisição de gás natural.

Para informações sobre a discussão de anos anteriores, consulte nosso Relatório Anual e o Form 20-F prévio. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em [www.sec.gov](http://www.sec.gov) e em nosso site em [www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri).



# 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. Temos uma abordagem conservadora à gestão da nossa liquidez, que consiste principalmente em (i) caixa e equivalentes de caixa (dinheiro em caixa, depósitos bancários disponíveis, fundos de investimento do mercado monetário e outros investimentos de alta liquidez de curto prazo com vencimentos de três meses ou menos) e (ii) investimentos em aplicações financeiras (letras do tesouro). Com base nas informações apresentadas abaixo, acreditamos que nosso capital de giro seja suficiente para nossas necessidades atuais.

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 e não deve ser considerada isoladamente ou como substituta para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com os IFRS. 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	2023	2022
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>7.996</b>	<b>10.480</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	43.212	49.717
Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(12.114)	(9.581)
Aquisição de participações em investimentos	(24)	(27)
Recebimentos pela venda de ativos - desinvestimentos	3.606	4.846
Compensação financeira de acordos de coparticipação	391	7.284
Dividendos recebidos	88	374
Desinvestimento (investimento) em títulos negociáveis	98	(3.328)
Caixa líquido fornecido por (usado em) atividades de investimento	(7.955)	(432)
<b>(=) Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e de investimento</b>	<b>35.257</b>	<b>49.285</b>
Variação líquida da dívida de financiamento	(3.961)	(8.304)
Captações	2.210	2.880
Amortizações	(6.171)	(11.184)
Amortização de arrendamentos	(6.286)	(5.430)
Dividendos pagos aos nossos acionistas	(19.670)	(37.701)
Programa de recompra de ações	(735)	0
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(49)	(81)
Mudanças nas participação de acionistas não controladores	1	63
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	(30.700)	(51.453)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	174	(316)



<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	<b>12.727</b>	<b>7.996</b>
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.	5.175	4.287
Caixa e equivalentes de caixa em empresas classificadas como mantidas para venda no fim do exercício.	-	-
<b>Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período</b>	<b>17.902</b>	<b>12.283</b>



## Fluxo de Caixa Livre

O fluxo de caixa livre é uma medida não GAAP representando o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais menos aquisições de ativos imobilizados e intangíveis. 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. Essa métrica deve ser 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 <sup>(1)</sup>	
	2023	2022	2023	2022
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	43.212	49.717	215.696	255.410
(-) Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(12.114)	(9.581)	(60.315)	(49.656)
(-) Aquisição de participações em investimentos	(24)	(27)	(120)	(138)
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>31.074</b>	<b>40.109</b>	<b>155.261</b>	<b>205.616</b>

(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.

As principais utilizações de recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 foram relacionados ao pagamento de dividendos e para o programa de recompra de ações, no valor de US\$20.454 milhões, assim como para as obrigações do serviço da dívida, incluindo o pré-pagamento de dívidas no mercado bancário internacional, despesas com financiamentos, recompra de títulos no mercado de capitais internacional e pagamentos de arrendamentos totalizando US\$12.457 milhões, e para a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis no valor de US\$12.114 milhões. Esses recursos provêm principalmente de caixa de atividades operacionais de US\$43.212 milhões, receitas de desinvestimentos de US\$3.606 milhões, captações de US\$2.210 milhões, e compensação financeira pelos acordos de coparticipação de US\$391 milhões.



## Fonte de Recursos

Em 2023, 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 caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de US\$43.212 milhões em 2023, uma redução de 13.1% em relação aos US\$49.717 milhões em 2022, principalmente devido aos menores preços do petróleo bruto e derivados de petróleo, assim como o menor volume de produtos de petróleo vendido.

### Alienação de Ativos

Recebemos entrada de caixa da venda de ativos no valor de US\$3.606 milhões, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, que representa os pagamentos recebidos por nós na data de fechamento das transações e os pagamentos de sinais recebidos na data de assinatura de contratos relacionados a certas transações que ainda não foram fechadas.

Ativos	Fluxo de entrada de caixa (US\$ milhões)
Venda do Campo de Albacora Leste	1.586
Venda do Polo Potiguar	1.010
Venda do Polo Norte Capixaba	427
Outros	483
<b>Total</b>	<b>3.606</b>

De 1º de janeiro de 2024 a 29 de fevereiro de 2024, recebemos US\$ 298 milhões de desinvestimentos referentes à última parcela da venda do cluster de Carmópolis, que foi encerrada em dezembro de 2022.

Para informações adicionais sobre desinvestimentos, consulte “Nossos Negócios – Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

### Endividamento

Nossos recursos de financiamento são compostos por dívidas emitidas nos mercados de capitais doméstico e internacional e 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\$62.600 milhões, e a Dívida Líquida (uma medida não GAAP que representa a Dívida Bruta menos Caixa e equivalentes de caixa ajustados), totalizou US\$44.698 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.

## Financiamentos

### Perfil da dívida

Em 2023, a receita de financiamento totalizou US\$2.210 milhões, refletindo principalmente: (i) a emissão de Notas Globais no mercado bancário internacional no valor de US\$1.235 milhões, com vencimento em 2033; e (ii) captações comerciais no mercado brasileiro no valor de US\$907 milhões.

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.

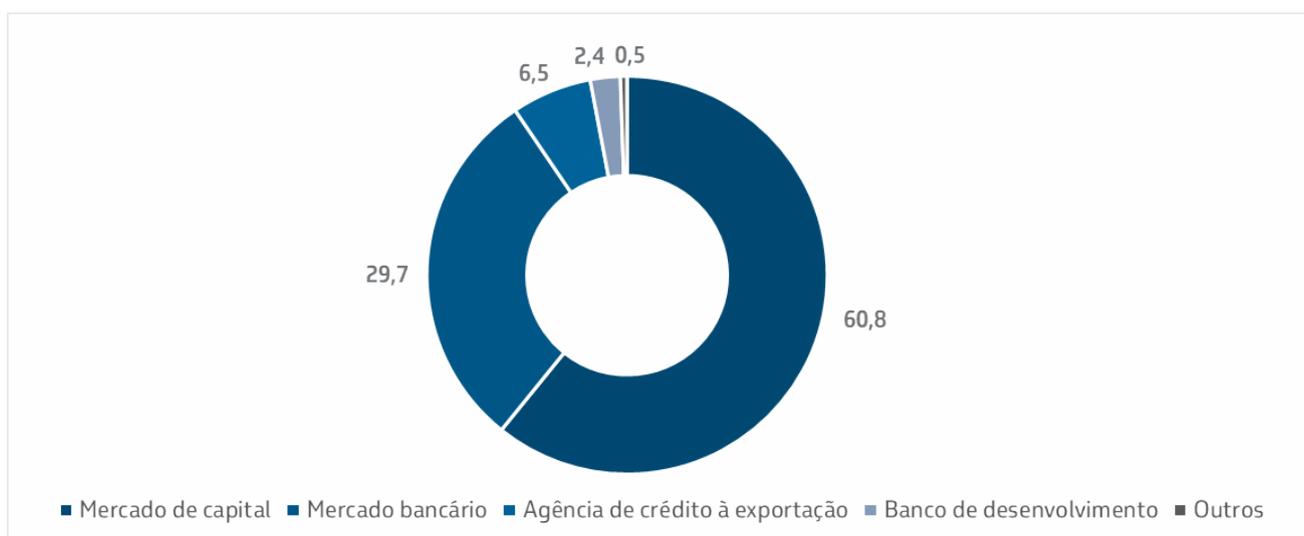
As informações sobre a taxa de juros média ponderada e o vencimento médio ponderado de nossa dívida de financiamento são apresentadas a seguir:

	2023	2022	2021
Taxa de juros média ponderada (%)	6,4	6,5	6,2
Vencimento médio ponderado (em anos)	11,38	12,07	13,39
Alavancagem (%) <sup>(1)</sup>	30	39	41

Essa alavancagem considera a capitalização de mercado em 31 de dezembro do respectivo ano e é definida como (Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa) / (Capitalização de Mercado + Dívida Bruta – Caixa e equivalentes de caixa).

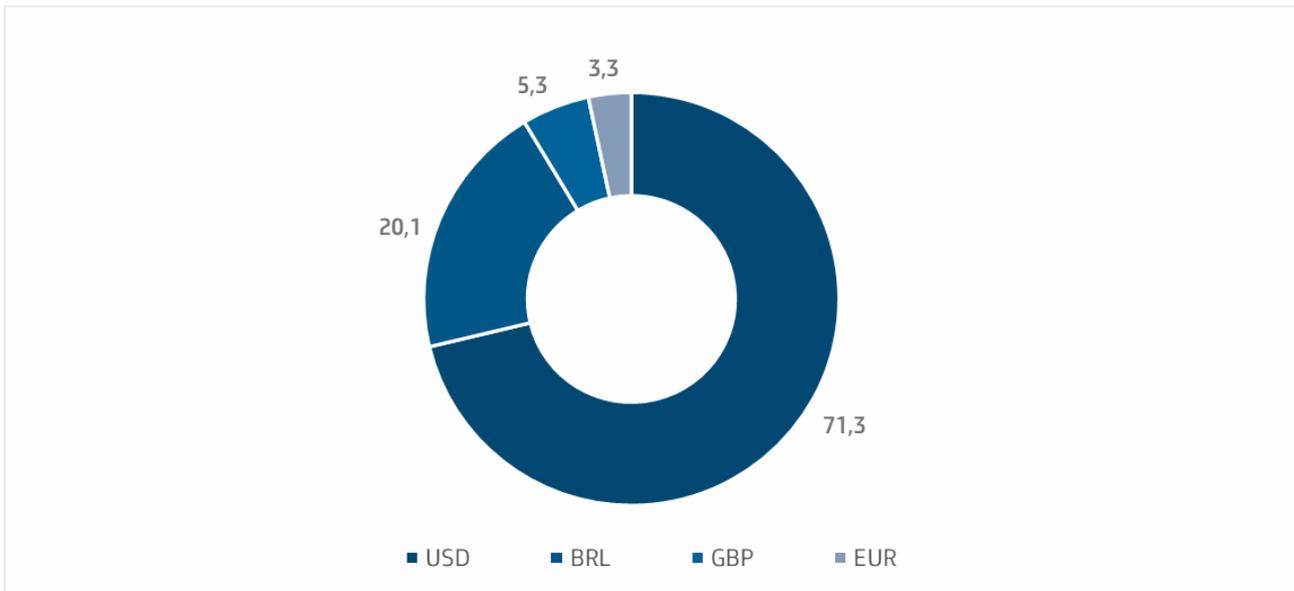
Para informações adicionais sobre a amortização da Dívida Financeira, consulte “– Liquidez e Recursos de Capital – Uso de Fundos – Obrigações de Serviço da Dívida” neste relatório anual.

### PERFIL DOS FINANCIAMENTOS POR CATEGORIA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 (%)





### PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 (%)



Em 31 de dezembro de 2023, nossa dívida financeira totalizava US\$28.801 milhões, em comparação com US\$29.945 milhões em dezembro de 2022. Esta diminuição foi principalmente devido ao pagamento da dívida financeira, incluindo o pagamento antecipado de US\$ 1.218 milhões. Consulte a Nota 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma análise de nossa dívida financeira, um cronograma de rolagem de nossa dívida financeira por credor e outras informações.

Para mais informações sobre nossos valores mobiliários, incluindo nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.



## Rating

Em 2023, a Moody's manteve nossa classificação de crédito em "Ba1", com perspectiva estável. A agência também manteve nossa classificação independente em "Ba1", um nível acima do governo brasileiro. A S&P subiu nossa classificação de crédito em "BB" com uma perspectiva estável e manteve nossa classificação independente em "BB+", um nível abaixo do grau de investimento. A Fitch subiu nossa classificação de crédito em "BB" com uma perspectiva estável. A agência manteve nossa classificação independente em "BBB", o segundo nível na escala de grau de investimento.

Em 04 de abril de 2024, não houve alterações em nossa classificação de perfil de crédito independente ou em nossa classificação de crédito global.

### CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO GLOBAL

	2024 <sup>(1)</sup>	2023 <sup>(2)</sup>	2022 <sup>(2)</sup>
Standard & Poor's	BB	BB	BB-
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BB	BB	BB-

(1) Em 04 de abril de 2024.

(2) Em 31 de dezembro.

### CLASSIFICAÇÃO DE CRÉDITO INDEPENDENTE

	2024 <sup>(1)</sup>	2023 <sup>(2)</sup>	2022 <sup>(2)</sup>
Standard & Poor's	BB+	BB+	BB+
Moody's	Ba1	Ba1	Ba1
Fitch	BBB	BBB	BBB

(1) Em 04 de abril de 2024.

(2) Em 31 de dezembro.



## Exposição aos riscos de taxa de juros e câmbio

A tabela a seguir apresenta um resumo das informações sobre nossa exposição aos riscos de taxa de juros e câmbio em nossa dívida financeira para 2023 e 2022, incluindo dívidas de curto e longo prazo.

### DÍVIDA DE FINANCIAMENTO TOTAL <sup>(1)</sup>

	2023 (%)	2022 (%)
<b>Em reais</b>		
Câmbio fixo	9,5	8,8
Câmbio flutuante	10,6	7,6
Subtotal	20,1	16,4
<b>Em dólar americano</b>		
Câmbio fixo	41,9	39,9
Câmbio flutuante	29,4	35,8
Subtotal	71,3	75,7
<b>Outras moedas</b>		
Câmbio fixo	8,6	7,9
Subtotal	8,6	7,9
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Dívida de câmbio flutuante</b>		
Em reais	10,6	7,6
Em moeda estrangeira	29,4	35,8
<b>Câmbio fixo</b>		
Em reais	9,5	8,8
Em moeda estrangeira	50,5	47,8
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Dólares americanos	71,3	75,7
Euro	3,3	3,1
Gbp	5,3	4,8
Reais	20,1	16,4
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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. Em relação à gestão de riscos financeiros,



incluindo riscos de mercado, usamos preferencialmente ações mais estruturadas por meio da gestão de nossos níveis de capital próprio e endividamento, em vez de usar instrumentos financeiros derivativos.

A gestão do risco de mercado tem como foco as incertezas inerentes ao cumprimento dos nossos objetivos e visa estabelecer planos de ação para uma combinação equilibrada de risco, retorno e liquidez. Os limites aceitáveis para riscos de mercado dependem das condições do ambiente de negócios, como níveis de preços, taxas e volatilidade dos fatores de risco, incertezas políticas, macroeconômicas e outras que influenciam significativamente nosso desempenho econômico e financeiro. Definimos os limites de risco de mercado na elaboração de cada novo plano estratégico que adotamos, considerando nossos objetivos estratégicos, metas, valor esperado e a liquidez dos recursos financeiros necessários para a implementação desse plano estratégico. O uso de instrumentos financeiros, como derivativos, pode ser necessário para atender às nossas necessidades.

Nossa dívida de câmbio flutuante em moeda estrangeira está principalmente sujeita a flutuações da LIBOR. No entanto, em 2023, renegociamos a maioria dos contratos para incluir variações do SOFR. Ainda estamos negociando dois contratos atrelados a LIBOR e a nossa expectativa é concluir tais negociações até o final de 2024. Esses dois contratos representam menos de 1,0% da nossa dívida. Nossa dívida de câmbio flutuante em reais está sujeita a flutuações na taxa de depósito interbancário brasileira (ou "DI") e na taxa de juros de longo prazo brasileira, conforme fixadas pelo CMN.

De modo geral, não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação da taxa de juros, mas podemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

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 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, como por exemplo, a libra esterlina.

Em 2017, celebramos transações de derivativos, por meio de nossa subsidiária indireta Petrobras Global Trading BV (PGT), na forma de *cross-currency swaps* (*swaps* cambiais), para proteção contra a exposição em libras esterlinas versus dólares americanos, decorrente de emissões anteriores de títulos naquela moeda. Durante 2021, o valor nominal foi reduzido, modificando a proteção para uma menor exposição à libra esterlina proporcionada pelo pré-pagamento de empréstimos de partes relacionadas nesta moeda ao longo deste período. Em 2022, após a realização de uma avaliação ampla e integrada dos principais fatores de risco aos quais estamos expostos, decidimos cancelar totalmente os contratos de derivativos de Libra Esterlina.

Em setembro de 2019, contratamos operações de derivativos para proteção da exposição do fluxo de caixa decorrente de dívida emitida em reais, a primeira série da 7ª emissão de debêntures, com *swap* de taxa de juros IPCA x CDI com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034 e operações de *swap* cambial de CDI x Dólar com vencimento em setembro de 2024 e setembro de 2029. A posição nos contratos de derivados permanece inalterada.

Em 2022, aprovamos o primeiro Plano de Recompra de Debêntures, autorizando a aquisição de debêntures emitidas por nós para serem mantidas em tesouraria ou vendidas no futuro. Em julho de 2023, encerramos este programa de recompra, através da qual recomparamos uma quantidade equivalente a 3% das debêntures em circulação. Todas as aquisições foram realizadas no âmbito do mercado secundário de acordo com os preços de mercado.



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 “Desempenho Financeiro Consolidado – Impactos Cambiais e de Variações” nesta seção e as Notas 4.7 e 35.3(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 35.3 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 2023.

Para mais informações sobre o cronograma de vencimento esperado e a moeda, os fluxos de caixa de principal e juros, as taxas de juros médias relacionadas de nossas obrigações de dívida, o risco de crédito e o risco de liquidez, consulte as Notas 32, 35.5 e 35.6 de 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 2023, o montante dos passivos de arrendamento totalizava US\$33.799 milhões.

### 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 e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS.

O EBITDA Ajustado representa uma medida alternativa para nosso caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e é calculado usando lucro líquido antes da despesa financeira líquida, imposto de renda, depreciação, exaustão e amortização, ajustado pelo resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial, reversões (perdas) por *impairment*, reclassificação do resultado, resultados da alienação e baixa de ativos e resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas. O EBITDA ajustado não é definido de acordo com as IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para o lucro líquido ou outras medidas calculadas de acordo com as IFRS.



US\$ milhões	2023	2022	2021
Lucro líquido	24.995	36.755	19.986
Despesas financeiras líquidas	2.333	3.840	10.966
Imposto de renda	10.401	16.770	8.239
Depreciação, exaustão e amortização	13.280	13.218	11.695
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	304	(251)	(1.607)
Reversões (perdas) líquidas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	2.680	1.315	(3.190)
Ajustes cambiais - reclassificação no resultado	0	0	41
Resultados na alienação/baixa de ativos	(1.295)	(1.144)	(1.941)
Resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(284)	(4.286)	(631)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>52.414</b>	<b>66.217</b>	<b>43.558</b>

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. Essas métricas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa situação financeira.

A tabela seguinte apresenta a reconciliação para 2023 e 2022 do índice da Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado para a medida mais diretamente comparável derivada das rubricas das IFRS, que é, neste caso, a dívida de financiamento mais o passivo de arrendamento menos caixa e equivalentes de caixa, dividida pelo caixa líquido fornecido pelas atividades operacionais:

US\$ milhões	2023	2022
Caixa e equivalentes de caixa	12.727	7.996
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento superior a três meses)	5.175	4.287
<b>Caixa e equivalentes de caixa ajustados</b>	<b>17.902</b>	<b>12.283</b>
Financiamentos (curto prazo e longo prazo)	28.801	29.954
Arrendamentos (curto prazo e longo prazo)	33.799	23.845
<b>Dívida bruta</b>	<b>62.600</b>	<b>53.799</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>44.698</b>	<b>41.516</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais – FCO</b>	<b>43.212</b>	<b>49.717</b>
Perdas (reversões) líquidas de crédito e outros recebíveis	(40)	(65)
Contas a receber, líquidas	(88)	(355)
Estoques	(1.564)	1.217



US\$ milhões	2023	2022
Fornecedores	954	359
Impostos a pagar <sup>(1)</sup>	10.463	13.957
Outros <sup>(2)</sup>	(523)	1.387
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>52.414</b>	<b>66.217</b>
<b>Dívida bruta líquida do índice de Caixa e equivalentes de caixa/FCO</b>	<b>1,15</b>	<b>0,92</b>
<b>Índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado</b>	<b>0,85</b>	<b>0,63</b>

É composto por outros impostos a pagar e imposto de renda pago.

Em 2023, compreende principalmente o reajuste da obrigação por programas de remuneração variável superior ao valor pago no ano, além do recebimento do acordo jurídico com a Eletrobras. Em 2022, compreende principalmente pagamentos relativos a Planos de Pensão (Termo de Compromisso Financeiro).

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólares americanos aumentou de 0,63 em 31 de dezembro de 2022 para 0,85 em 31 de dezembro de 2023, refletindo os efeitos derivados da combinação de menor EBITDA Ajustado e maior Dívida Líquida.

## Uso de Recursos

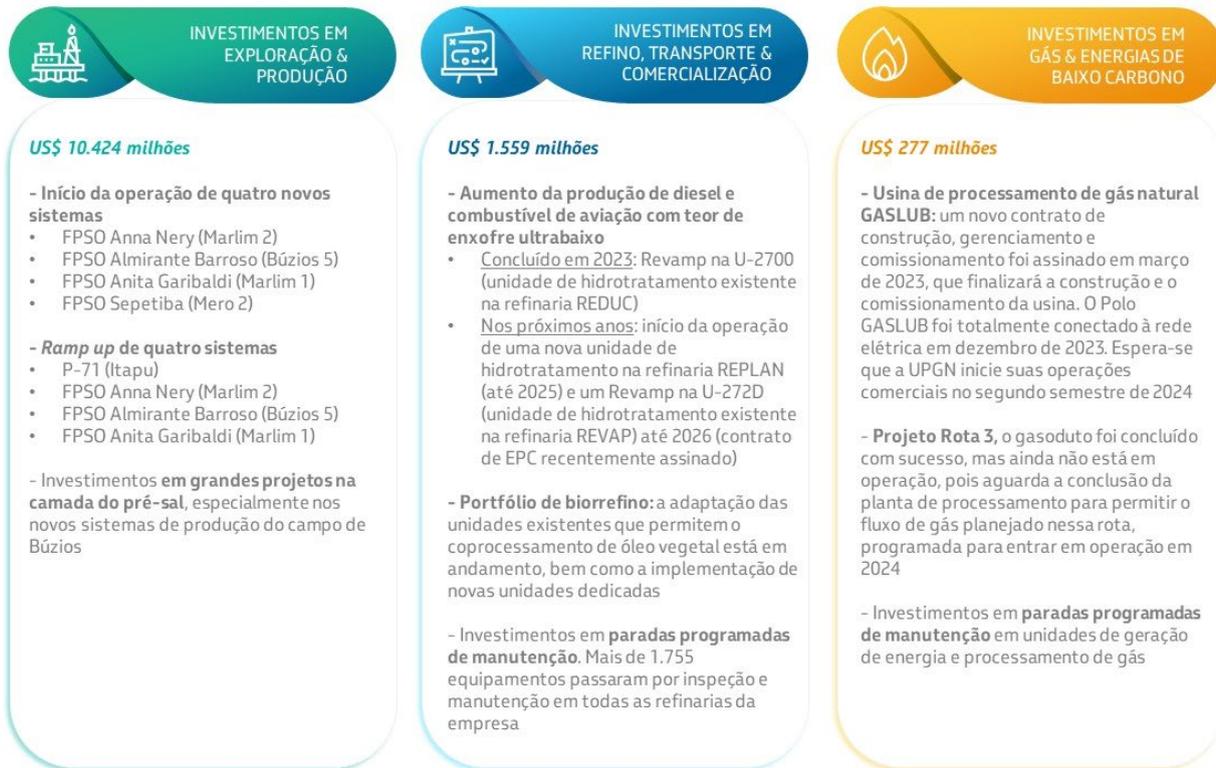
### Despesas de Capital

Desembolsamos um total de US\$12.673 milhões em 2023 (dos quais 82% foram utilizados nos negócios de E&P), um aumento de 29% quando comparado às nossas Despesas de Capital de US\$9.848 milhões em 2022. Esse valor ficou 21% abaixo do montante inicialmente planejado para o ano em nosso plano estratégico anterior (2023-2027). Nossas Despesas de Capital em 2023 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.

#### DESPESAS DE CAPITAL POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS (US\$ milhões)

Para o exercício findo em 31 de dezembro de	2023	2022	2021
Exploração e Produção	10.424	7.844	7.129
Refino, Transporte e Comercialização	1.559	1.193	932
Gás e Energias de Baixo Carbono	277	350	412
<b>Total para os Segmentos de Negócios</b>	<b>12.260</b>	<b>9.387</b>	<b>8.474</b>
Corporativo e Outros Negócios	413	461	298
<b>TOTAL</b>	<b>12.673</b>	<b>9.848</b>	<b>8.772</b>

Para informações sobre nossas futuras Despesas de Capital, consulte "Plano Estratégico 2024-2028+" neste relatório anual.



## Distribuição aos Acionistas

Nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição aos acionistas em 2023 no montante de US\$15.489 milhões. Essa distribuição (US\$14.754 milhões através de dividendos e juros sobre capital próprio, e US\$735 milhões através do programa de recompra de ações) foi calculada em reais, no valor de R\$76.061 milhões, representando 60% do fluxo de caixa livre no primeiro trimestre de 2023, de acordo com a política de remuneração aos acionistas em vigor à época, e 45% do fluxo de caixa livre nos demais trimestres de 2023, convertidos para dólares americanos com base na taxa de câmbio vigente na data de aprovação para cada antecipação e na taxa de câmbio de fechamento para os dividendos complementares.

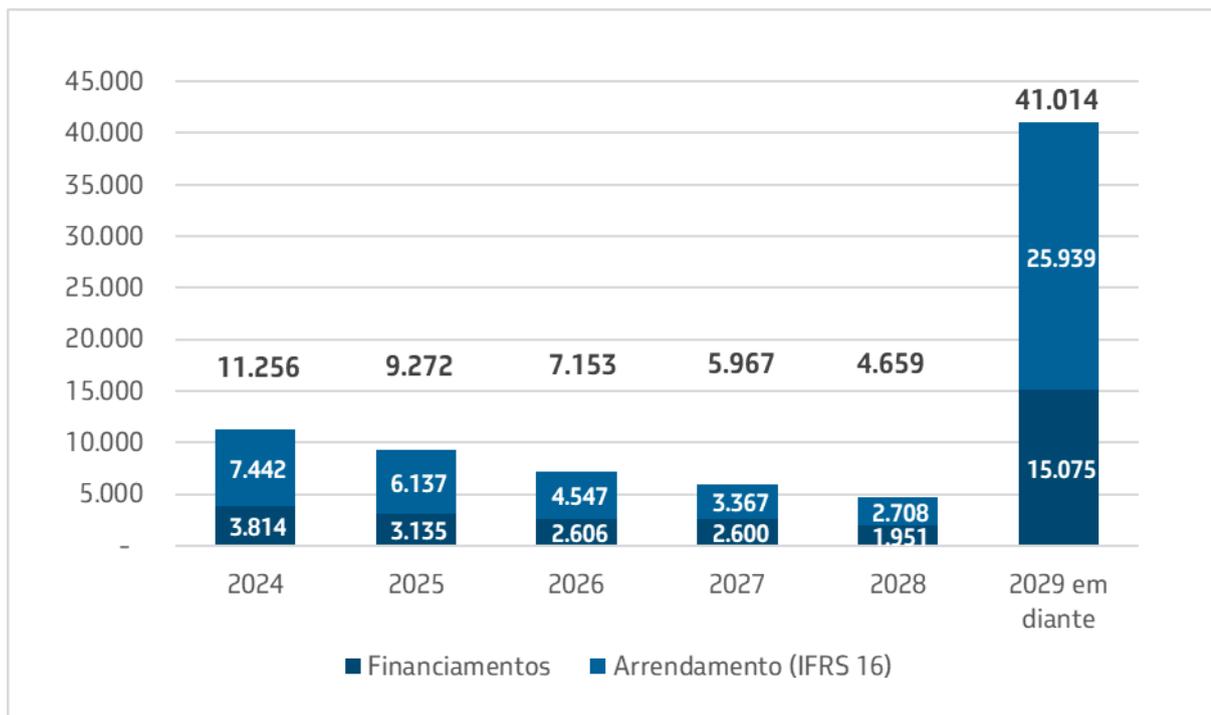
Para mais informações sobre nossa política de remuneração aos acionistas, consulte “Informações aos Acionistas – Dividendos” neste relatório anual e a Nota 34.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

## Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2023, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US\$38.307 milhões em financiamentos e arrendamentos (valores nominais).



## PERFIL DE AMORTIZAÇÃO <sup>(1)</sup> (US\$ milhões)



(1) Valores compostos por pagamentos futuros nominais de Arrendamento e principal da dívida de Financiamento.

### Financiamentos

Em 2023, liquidamos os valores de principal e juros de dívida de vários financiamentos, no montante de US\$6.171 milhões.

### Arrendamentos

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 2023, esses contratos totalizam US\$65.358 milhões (US\$79.913 milhões em 31 de dezembro de 2022).

Para informações sobre mudanças no saldo de arrendamentos e em arrendamentos por classe de ativos subjacentes, consulte a Nota 33 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### Capacidade das Subsidiárias de Transferir Recursos para Nós

Na data deste documento, não temos conhecimento de quaisquer restrições legais ou econômicas sobre a capacidade de nossas subsidiárias de transferir recursos para nós na forma de empréstimos e/ou dividendos, exceto pelo deferimento de medida cautelar, que teve por objetivo o bloqueio de alguns ativos da Petrobras na Holanda que foi proposta por algumas sociedades do Fundo EIG, que atualmente impede a PIBBV de pagar dividendos à Petrobras. Como resultado, não prevemos impacto algum em nossa capacidade de cumprir nossas obrigações de caixa. Para mais informações sobre o bloqueio de ativos,



consulte “Legal e Fiscal – Procedimentos Legais - Reivindicação do Investidor e Procedimento de Mediação da Sete Brasil” neste relatório anual.

## Outras Informações

### Políticas e Estimativas Contábeis Críticas

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.

# Administração e Empregados





# 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 vigente 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 a nossa administração.

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 conselheiros 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, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações e as regras do Nível 2 da B3. Em caso de contradição entre estas regras, prevalecem as regras mais rigorosas.

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 11 conselheiros:

 **Nascimento**  
27 de julho de 1982

 **Nacionalidade**  
Brasileiro

 **Cargo**  
Presidente do Conselho de Administração desde abril de 2023

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionista Controlador

 **Independente**  
Sim

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia

### PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES

 **EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Mendes está cedido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) desde novembro de 2020, e atualmente ocupa o cargo de Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia e é Presidente do Conselho de Administração da Petrobras. Possui mais de 16 anos de experiência no setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Na Empresa de Planejamento e Logística S.A. (EPL) e Infra S.A. foi Assessor do Presidente entre junho de 2022 e fevereiro de 2023, responsável por coordenar o processo de incorporação da EPL pela VALEC para a criação da Infra S.A., atuando nos documentos necessários para o ato societário, gestão de pessoas, definição do planejamento estratégico e plano de negócios. Entre fevereiro de 2022 e junho de 2022, atuou no Ministério de Minas e Energia (MME) como Secretário Adjunto de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, substituindo o Secretário em seus impedimentos, atuando no monitoramento do abastecimento de combustíveis, em especial o diesel, coordenando as despesas da Secretaria e coordenando o Comitê RenovaBio e o Programa Combustível do Futuro. Ainda no MME, foi Diretor do Departamento de Biocombustíveis entre novembro de 2020 e fevereiro de 2022, coordenando o Programa Combustível do Futuro, o Comitê RenovaBio e o Grupo de Trabalho para inserção de biocombustíveis no ciclo Diesel. Na ANP foi Assessor da Diretoria entre maio de 2018 e novembro de 2020, e atuou representando a Agência em audiências públicas no Congresso Nacional, em grupos de trabalho interministeriais e em eventos nacionais e internacionais. Entre outubro de 2017 e maio de 2018, foi Superintendente Adjunto de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos, responsável por conduzir a primeira etapa de regulamentação do RenovaBio relacionada ao RenovaCalc e à certificação de produtores e por liderar uma missão aos Estados Unidos sobre LCFS e RFS.

 **FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Mendes é bacharel em Química pela Universidade Federal Fluminense (UFF), graduado em Direito pela Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (UNIRIO) e pós-graduado em Petróleo e Gás pela COPPE-UFRJ, MBA em Gestão Estratégica e Econômica de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos (conceito CAPES 6) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pós-doutorado na Beddie School of Business (Simon Fraser University), Canadá.

 **Nascimento**  
19 de junho de 1968

 **Nacionalidade**  
Brasileiro

 **Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2023

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionista Controlador

 **Independente**  
Não

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Não há

### JEAN PAUL TERRA PRATES

 **EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Prates foi membro da assessoria jurídica da Petrobras International S.A. - Braspetro e editor do Oil & Gas Journal Latinoamericana. Também atuou como Diretor Executivo da Expetro Consultoria em Recursos Naturais Ltda., a maior consultoria nacional em petróleo, durante as décadas de 1990 e 2000, coordenando projetos nacionais e internacionais para diversas empresas públicas e privadas e entidades sindicais e setoriais e assessorando governos, agências reguladoras e parlamentares em todas as áreas do setor de energia. Como Secretário de Energia do Governo do Estado do Rio Grande do Norte, levou o estado à autossuficiência energética e à liderança nacional na geração de energia eólica. Recentemente, foi reconhecido como uma das três pessoas mais influentes no setor de energia renovável no Brasil e como uma das 50 personalidades mais importantes no setor de energia mundial pelas duas principais revistas internacionais de energia: Recharge (europeia) e Windpower (americana). O Sr. Prates também foi eleito um dos 25 mais influentes no setor eólico mundial pela revista Windpower.

 **FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Prates é advogado graduado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Também possui mestrado em Economia e Gestão de Petróleo, Gás e Motores pelo Instituto Francês de Petróleo (IFP School) e mestrado em Política Energética e Gestão Ambiental pela Universidade da Pensilvânia.



 **Nascimento**  
6 de julho de 1980

 **Nacionalidade**  
Brasileiro

 **Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2023

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionista Controlador

 **Independente**  
Sim

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Secretário Especial de Análise Governamental da Presidência da República

## BRUNO MORETTI

### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Moretti iniciou sua carreira como Analista de Planejamento e Orçamento no Ministério do Planejamento em 2004. Entre 2009 e 2012, foi Diretor da Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos. De 2013 a 2014, atuou como Assessor da Secretaria Executiva do Ministério do Planejamento e foi membro suplente do Conselho Deliberativo da Funpres (Fundação de Previdência Complementar do Servidor Público da União). Entre 2013 e 2015, atuou no Conselho de Administração e no Conselho Fiscal da EBSERH (Empresa Brasileira de Serviços Hospitalares). Foi Diretor e Secretário Executivo Substituto da Secretaria Executiva do Ministério da Saúde, entre 2014 e 2015. De 2015 a 2016 atuou como Secretário Executivo Adjunto da Casa-Civil da Presidência da República. Foi Assessor Técnico no Senado Federal, de Economia, infraestrutura, política fiscal e orçamento público entre 2017 e 2022. Atualmente é Secretário Especial de Análise Governamental da Presidência da República e Membro do Conselho de Administração da Petrobras.

### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Moretti é graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal Fluminense (UFF), mestre em Economia da Indústria pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), doutor em Sociologia pela Universidade de Brasília (UnB) e possui estágio pós-doutoral em Sociologia pela UnB. Atualmente, é doutorando em Desenvolvimento Econômico na Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

 **Nascimento**  
14 de setembro de 1964

 **Nacionalidade**  
Brasileiro

 **Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias

 **Independente**  
Sim

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Membro do Comitê de Ética da Fundação das Empresas Elétricas de São Paulo, Membro do Comitê de Auditoria da Mapfre Brasil Participações e Assessor da Presidência do Instituto dos Advogados de São Paulo

## FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS

### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Petros é economista e advogado, especializado em direito societário, governança corporativa, compliance e investigações forenses. Nos últimos anos, ele trabalhou em reestruturações complexas de áreas corporativas, conformidade e integridade corporativa, investigações e fechamento de acordos com autoridades nacionais e internacionais. Trabalhou no setor de mercado de capitais por 25 anos e tem amplo conhecimento de finanças corporativas, avaliação de empresas e investimentos. Foi presidente da Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais de São Paulo (1999-2001) e presidente do Conselho de Supervisão dos Analistas do Mercado de Capitais, instituído pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) (2010-2015). Possui experiência relevante como membro de conselhos e comitês de grandes empresas brasileiras, tendo participado de reestruturações de governança corporativa e tomada de decisões estratégicas de empresas, incluindo Petrobras (2015-2019), BRF (2017-2020) e BR Distribuidora (2015-2016).

### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Petros é bacharel em direito pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2014). Também é formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP) (1987) e pós-graduado em finanças (MBA) pelo Instituto Brasileiro do Mercado de Capitais (IBMEC).



**Nascimento**  
30 de maio de 1945



**Nacionalidade**  
Brasileiro



**Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2022



**Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



**Indicado por**  
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias



**Independente**  
Sim



**Relações Familiares**  
Não há



**Outros Cargos de Administração**  
CEO do Banco Clássico S.A., Agro imobiliária Avanhadava S.A., Dinâmica Energia S.A., Jataí Empreendimentos e Participações, Jupem S.A. Participações e Empreendimentos, Navegação Porto Morrinho S.A., Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e Agro Imobiliária Primavera S.A, e Membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais

## 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, em grande parte focados nos setores de Petróleo e Gás, Energia e Mineração e em posições que ocupam há mais de 10 anos. Possui experiência nas diretorias da Naturgy Brasil e da CEMIG, o que lhe confere um importante background nos setores de energia e óleo e gás. Sua atuação sempre foi pautada pelo respeito aos interesses de todas as partes interessadas, especialmente em empresas de controle estatal. 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 do *Management*. Suas principais funções incluem: (a) CEO e acionista controlador do Banco Clássico S.A., (acionista controlador de diversos fundos de investimento), desde 1989; (b) membro titular do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais desde 2019, inclusive atuando como suplente (2015-2019); (c) membro titular do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica (2019-2022); e (d) membro suplente do Conselho de Administração da Naturgy Brasil (2015-2022).



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Abdalla é formado em economia pela Universidade Presbiteriana Mackenzie.



**Nascimento**  
13 de fevereiro de 1971



**Nacionalidade**  
Brasileiro



**Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2021



**Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



**Indicado por**  
Acionistas Minoritários Detentores de Ações Ordinárias



**Independente**  
Sim



**Relações Familiares**  
Não há



**Outros Cargos de Administração**  
Vice-presidente do Conselho de Administração da Vale S.A., membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Brasileiras e membro do Conselho de Administração do Banco do Brasil.

## MARCELO GASPARINO DA SILVA



### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva tem atuado nos últimos 12 anos como Conselheiro de Administração independente em companhias abertas e também como Conselheiro Fiscal. Na Petrobras é Presidente do Comitê de Minoritários, além de membro dos Comitês de Investimentos, de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras e de Pessoas. É Vice-Presidente do Conselho de Administração da Vale, e membro dos conselhos do Banco do Brasil e da Eletrobras. Na Vale é membro dos Comitês de Indicação e Governança, e de Alocação de Capital e Projetos, tendo exercido, ainda, os cargos de Coordenador do Comitê de Sustentabilidade (2021-2023), membro do Comitê de Nomeação (2022) e membro do Comitê de Excelência Operacional e Risco (2021-2022). No BB é membro do Comitê de Pessoas, Remuneração e Elegibilidade. Na Eletrobras atuou como membro do Conselho de Administração nos períodos de 2012 a 2014; de 2016 a 2017; e desde agosto de 2022, onde também é vice-presidente do Comitê Estatutário de Estratégia, Governança e Sustentabilidade. Após atuar 12 anos como Advogado na área Corporativa, iniciou sua carreira executiva como Diretor Jurídico-Institucional da Celesc (2007-2009). Foi presidente do Conselho de Administração da Eternit de 2017 a 2023, e da Usiminas de 2015 a 2016. Foi membro dos Conselhos de Administração da Cemig (2016-22), Kepler Weber (2017-20), Casan (2019-2020), Celesc (2011-14 e 2018-19), AES Eletropaulo (2016-18), Battistella (2016-17), Bradespar (2015-16), Tecnisca (2012-14) e Usiminas (2012-16). Foi conselheiro fiscal da AES Eletropaulo (2012-14), AES Tietê (2013-14), Bradespar (2014-16), Braskem (2018-19) e Petrobras (2019-21). É Conselheiro de Administração Certificado por Experiência (CCAplus) pelo IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, desde 2010.



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Gasparino da Silva é advogado, graduado e especialista em Administração Tributária Empresarial pela Universidade Federal de Santa Catarina. Ele também concluiu treinamentos executivos em fusões e aquisições na London Business School e o Programa CEO para Executivos Seniores na Fundação Getúlio Vargas. Além disso, é professor da Fundação ENÁ - Escola de Governo, ministrando cursos de certificação para administradores de empresas estatais e empresas públicas.



**Nascimento**  
20 de dezembro de 1969



**Nacionalidade**  
Brasileiro



**Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2016



**Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



**Indicado por**  
Acionistas Minoritários  
Detentores de Ações Preferenciais



**Independente**  
Sim



**Relações Familiares**  
Não há



**Outros Cargos de Administração**  
Membro do Conselho de Administração do Fundo Patrimonial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Membro do Conselho de Administração da Tamboro Educacional S.A., Arara Tecnologia e Serviços Financeiros Ltda. e Klabin S.A., e Diretor da Leblon Realty Barralop Participações Ltda. e Leblon Equities Gestão de Recursos Ltda.

## MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO



### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

Desde 2008, o Sr. Mesquita atua como sócio cofundador da Leblon Equities e co-gestor de fundos de ações e investimentos em *private equity*. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Petrobras (desde 2016, eleito por minoritários), da Klabin S.A. (desde abril de 2023), da Arara Tecnologia e Serviços Financeiros Ltda. (desde abril/2022), do Fundo Patrimonial (Endowment) da PUC-RJ (desde dezembro/2019) e da Tamboro Educacional (desde abril/2012). Ele tem mais de 30 anos de experiência no mercado de ações brasileiro, tendo trabalhado no UBS Pactual por 10 anos e no Banco Garantia por sete anos. No UBS Pactual, foi codiretor de Mercado de Capitais de Ações no Brasil, codiretor de Ações no Brasil e diretor de Pesquisa e Análise Estratégica de Ações no Brasil. No Banco Garantia, trabalhou como analista de ações de commodities e banqueiro de investimentos. Desde 1995, ele tem sido apontado como um dos principais analistas do Brasil, de acordo com várias pesquisas da Institutional Investor Magazine. Foi classificado como "Analista Brasileiro nº 1" de 2003 a 2006 (nº 3 em 2002, nº 2 em 2001 e nº 3 em 2000). Também foi classificado como o "Estrategista de Ações nº 1 do Brasil" de 2003 a 2005.



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Mesquita é formado em economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), em estudos franceses pela Universidade de Nancy II e em OPM (*Owner/President Management*) pela Harvard Business School.



**Nascimento**  
13 de março de 1977



**Nacionalidade**  
Brasileiro



**Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde janeiro de 2024



**Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024



**Indicado por**  
Acionista  
Controlador



**Independente**  
Sim



**Relações Familiares**  
Não há



**Outros Cargos de Administração**  
Não há

## RENATO CAMPOS GALUPPO



### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Galuppo é advogado desde fevereiro de 2003, com vasta experiência em contencioso e consultoria em questões eleitorais, criminais, constitucionais e cíveis. Foi assessor jurídico na Câmara dos Deputados de março de 2007 a junho de 2014 e de outubro de 2014 a dezembro de 2021. É membro da ABRADep (Academia Brasileira de Direito Eleitoral e Político), do PLURIS (Instituto de Direito Político e Partidário), do IBCCRIM (Instituto Brasileiro de Ciências Criminais) e do ICP (Instituto de Ciências Penais). Atualmente, também é membro dos Comitês de Pessoas e de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do Conselho de Administração da Petrobras. Foi membro do Conselho de Administração da Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) de julho de 2023 a janeiro de 2024.



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Galuppo é bacharel em Direito pela Universidade Federal de Ouro Preto (2002), especialista em Direito Penal Aplicado e Processo Penal 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 em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicada por**  
Empregados

 **Independente**  
Não

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Não há

## ROSANGELA BUZANELLI TORRES

### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

A Sra. Buzanelli ingressou em nossa empresa em 1987 no departamento de Geofísica. Atualmente, ela trabalha no Departamento de Exploração, é Presidente do Comitê de SMS e membro do Comitê de Investimentos.

### FORMAÇÃO ACADÊMICA

A Sra. Buzanelli é formada em geologia de engenharia pela Universidade Federal de Ouro Preto e tem mestrado em geociências pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

 **Nascimento**  
3 de outubro de 1940

 **Nacionalidade**  
Brasileira

 **Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2023

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionista Controlador

 **Independente**  
Sim

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Não há

## SERGIO MACHADO REZENDE

### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Machado Rezende é Professor Titular (atualmente emérito) do Departamento de Física da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), desde 1972, e membro do Conselho de Administração da Petrobras desde abril de 2023. Atuou como Professor Adjunto de Física na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Professor de Física na Universidade Estadual de Campinas, Professor Visitante na Universidade da Califórnia, Santa Bárbara, e Professor Visitante no Physik Institute, Universität Zurich. Foi cofundador e primeiro chefe do Departamento de Física da UFPE (1972-1976) e diretor do Centro de Ciências Exatas e da Natureza da UFPE (1984-1988). Ocupou diversos cargos em Agências de Fomento e Instituições Governamentais de C&T. Em Sociedades Científicas, foi (i) Membro do Conselho, Sociedade Brasileira de Física (1972-1973) e (1978-1982); (ii) Membro do Conselho, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (1979-1982) e (1987-1990); (iii) Membro do Comitê Executivo, International Physics Group, American Physical Society (1983-1985); (iv) Vice-Presidente da Sociedade Brasileira de Física (1985-1987); (v) Membro do Comitê de Magnetismo da International Union for Pure and Applied Physics - IUPAP (1994-2000); (vi) Vice-Presidente da International Union for Pure and Applied Physics (2002-2005), (vii) Membro do Comitê Especial de Publicações da IUPAP (2012-2013); e (viii) Presidente de Honra da Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC) (2017). Participou da organização de conferências e workshops internacionais, inclusive como copresidente do *Workshop New Trends in Magnetism* (1989), presidente da Conferência Internacional sobre Magnetismo (2000) e copresidente do *Workshop on Magnonics II* (2012). Publicou mais de 300 artigos e capítulos de livros, individualmente ou em colaboração com alunos e colegas, sobre uma variedade de fenômenos e propriedades de materiais magnéticos. Supervisionou mais de 40 teses de mestrado e doutorado e escreveu livros sobre materiais e dispositivos eletrônicos usados em muitos cursos de física e engenharia em todo o mundo. Suas publicações tiveram mais de 9.500 citações, resultando em um índice H de 53 no banco de dados do Google Scholar.

### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Machado Rezende é formado em Engenharia Eletrônica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC RJ), tem mestrado em Engenharia Elétrica pelo Massachusetts Institute of Technology (MIT) e doutorado em Engenharia Elétrica - Ciência dos Materiais, também pelo MIT.



 **Nascimento**  
3 de fevereiro de 1982

 **Nacionalidade**  
Brasileiro

 **Cargo**  
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2023

 **Mandato atual expira em**  
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2024

 **Indicado por**  
Acionista Controlador

 **Independente**  
Sim

 **Relações Familiares**  
Não há

 **Outros Cargos de Administração**  
Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do Ministério de Minas e Energia

## VITOR EDUARDO DE ALMEIDA SABACK

### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Saback é analista de gestão pública do Ministério Público da União. Ocupou diversos cargos executivos no Governo Federal em diferentes Ministérios, como a Secretaria de Relações Institucionais, a Secretaria de Governo da Presidência da República e o Ministério da Fazenda. Foi Diretor da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico e atualmente é Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do Ministério de Minas e Energia (MME). Participou de conselhos de administração nos setores financeiro, imobiliário e de petróleo e gás. É membro do Conselho de Administração da Petrobras desde 2023.

### FORMAÇÃO ACADÊMICA

Administrador de empresas formado pela Universidade de Brasília e bacharel em Direito pelo UniCeub. O Sr. Saback é pós-graduado em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e estudou Economia Verde na Universidade de Stanford, na Califórnia.

Nossa Assembleia Geral Ordinária anunciando novos membros no Conselho de Administração ocorrerá em abril de 2024, após o arquivamento deste relatório. Em 5 de abril de 2024, foi proferida uma decisão cautelar em relação a uma ação popular em andamento na 21ª Vara Federal de São Paulo, suspendendo o Sr. Sérgio Machado Rezende de atuar como Conselheiro de Administração da Companhia. A menos que tal decisão seja revertida ou revogada, o cargo de Conselheiro anteriormente ocupado pelo Sr. Sérgio Machado Rezende permanecerá vago até a eleição dos membros do Conselho de Administração na Assembleia Geral de Acionistas convocada para o dia 25 de abril de 2024. Informações sobre a proposta relativa aos possíveis novos membros estão disponíveis aos acionistas no site da Companhia ([www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)) e da SEC.



## Conselho Fiscal

Possuímos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, que é independente de nossa administração e de auditores independentes. 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
<b>Membros</b>		
Cristina Bueno Camatta	2023	Governo federal brasileiro
Daniel Cabaleiro Saldanha	2023	Governo federal brasileiro
Viviane Aparecida da Silva Varga (Presidente)	2023	Governo federal brasileiro/ Ministério da Fazenda
João Vicente Silva Machado	2023	Acionista minoritário
Michele da Silva Gonsales Torres	2021	Acionista preferencial
<b>Membros suplentes</b>		
Sidnei Bispo	2023	Governo federal brasileiro
Gustavo Gonçalves Manfrim	2023	Governo federal brasileiro
Otávio Ladeira de Medeiros	2022	Governo federal brasileiro/ Ministério da Fazenda
Lucia Maria Guimarães Cavalcanti	2023	Acionista minoritário
Aloisio Macário Ferreira de Souza	2023	Acionista preferencial

Nossa Assembleia Geral Ordinária anunciando novos membros no Conselho Fiscal ocorrerá em abril, após o arquivamento deste relatório. Informações sobre a proposta relativa aos possíveis novos membros estão disponíveis aos acionistas no site da Companhia ([www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)) e da SEC.



## Diretoria Executiva



Nossa Diretoria Executiva é composta por um CEO e oito Diretores Executivos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossa Diretoria Executiva é responsável 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 Conformidade o Conselho de Administração deverá obedecer a um quórum qualificado que exige o voto do Conselheiro eleito pelos acionistas minoritários ou do Conselheiro eleito pelos acionistas preferencialistas.

Para mais informações sobre nossa Diretoria Executiva, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para cópia do nosso Estatuto Social.

Na data deste relatório anual, tínhamos os seguintes nove diretores executivos:

### JEAN PAUL TERRA PRATES

**Nascimento**

19 de junho de 1968

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

CEO desde janeiro de 2023

**Mandato atual expira em**

Abril de 2025

**Relações Familiares**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Prates foi membro da assessoria jurídica da Petrobras Internacional S.A. - Braspetro e editor do Oil & Gas Journal Latinoamericana. Também atuou como Diretor Executivo da Expetro Consultoria em Recursos Naturais Ltda., a maior consultoria nacional em petróleo, durante as décadas de 1990 e 2000, coordenando projetos nacionais e internacionais para diversas empresas públicas e privadas e entidades sindicais e setoriais e assessorando governos, agências reguladoras e parlamentares em todas as áreas do setor de energia. Como Secretário de Energia do Governo do Estado do Rio Grande do Norte, levou o estado à autossuficiência energética e à liderança nacional na geração de energia eólica. Recentemente, foi reconhecido como uma das três pessoas mais influentes no setor de energia renovável no Brasil e como uma das 50 personalidades mais importantes no setor de energia mundial pelas duas principais revistas internacionais de energia: Recharge (europeia) e Windpower (americana). O Sr. Prates também foi eleito um dos 25 mais influentes no setor eólico mundial pela revista Windpower.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Prates é advogado graduado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Também possui mestrado em Economia e Gestão de Petróleo, Gás e Motores pelo Instituto Francês de Petróleo (IFP School) e mestrado em Política Energética e Gestão Ambiental pela Universidade da Pensilvânia.

**CARLOS JOSÉ DO NASCIMENTO TRAVASSOS****Nascimento**

12 de abril de 1967

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação desde maio de 2023

**Mandato atual expira em**

Abril de 2025

**Relações Familiares**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Travassos atuou como Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção de março a abril de 2023. Possui 38 anos de experiência no setor, dos quais 34 anos na Petrobras, onde ocupou diversos cargos de liderança e passou pelas Diretorias Executivas de Exploração e Produção e de Desenvolvimento da Produção, atuando no Brasil e no exterior. Atuou na implementação de programas estruturantes para as áreas de engenharia, contratação, construção, comissionamento e pré-operação, tendo sido responsável pelas entregas das unidades P-66, P-67, P-68, P-69, P-70 e P-71 e pela criação de novos FPSOs com foco na redução da emissão de gases de efeito estufa. No segmento de *downstream*, foi responsável pela implementação de projetos nas principais refinarias do Brasil, atuando nas áreas de processamento e gás natural, unidades de hidrotreatamento, expansão e Revamps de refinarias. Como Gerente Executivo de Águas Profundas (AGP), foi responsável pela gestão das Bacias de Campos e do Espírito Santo, além do desenvolvimento complementar dos campos dessas unidades.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Travassos é graduado em Engenharia Mecânica e pós-graduado em Gestão Estratégica de Petróleo, Gás e Energias Renováveis - Pós-Graduação *Latu Sensu* pela Fundação Dom Cabral (FDC).

**CLARICE COPPETTI****Nascimento**

12 de setembro de 1963

**Nacionalidade**

Brasileira

**Cargo**

Diretora Executiva de Assuntos Corporativos desde maio de 2023

**Mandato atual expira em**

Abril de 2025

**Relações Familiares**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

A Sra. Coppetti foi Diretora Executiva de Relações Institucionais e Sustentabilidade de março a abril de 2023. Anteriormente, foi Diretora Comercial da Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul, PROCERGS, Vice-Presidente de Tecnologia da Informação da Caixa Econômica Federal. Foi também Diretora de Operações e Serviços da Autoridade Pública Olímpica, APO, e Diretora de Relações Institucionais, acumulando o cargo de Diretora Financeira da empresa Norte Energia S/A. Foi também Conselheira Titular do Comitê de Auditoria da Caixa Econômica Federal, Conselheira Titular do Comitê de Risco da Caixa Econômica Federal; Presidente do Comitê de Tecnologia da Informação da Caixa Econômica Federal. Também atuou como conselheira titular do Conselho de Resolução e do Conselho Fiscal da Fundação dos Economistas Federais, FUNCEF. Atuou como conselheira titular do Conselho de Administração da Caixa Capitalização S/A e como conselheira suplente do Conselho Fiscal da Caixa Consórcios S/A.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

A Sra. Coppetti é formada em Ciências Contábeis e Ciências Econômicas, e pós-graduada em Gestão Estratégica de Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).



## CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER



### Nascimento

15 de abril de 1964



### Nacionalidade

Brasileiro



### Cargo

*Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados desde maio de 2023*



### Mandato atual expira em

Abril de 2025



### Relações Familiares

Não há



### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Schlosser foi Diretor de Comércio e Logística de março a abril de 2023. O Sr. Schlosser ingressou na Petrobras em 1987 como Engenheiro de Processamento de Petróleo. Possui mais de 36 anos de experiência em diversas áreas de processamento, comercialização e logística de petróleo e seus subprodutos. Dentre os diversos cargos que ocupou, foi Gerente Geral da Refinaria Henrique Lage (REVAP) e da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Gerente e Diretor da Fábrica Carioca de Catalisadores, Vice-Presidente da Petrobras América e Gerente Executivo de Refino, Petroquímica e Fertilizantes da Petrobras, tendo dirigido 13 refinarias, uma planta industrial de xisto e complexos petroquímicos e fábricas de fertilizantes da Petrobras.



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Schlosser é engenheiro químico formado pela Universidade Federal de Santa Maria e advogado formado pela Pontifícia Universidade Católica de Petrópolis - RJ. Possui MBA em Finanças pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e em Administração pelo INSTEAD e Fundação Dom Cabral, além de MBA Executivo pela Rice University, Houston.

## JOELSON FALCÃO MENDES



### Nascimento

12 de março de 1964



### Nacionalidade

Brasileiro



### Cargo

*Diretor Executivo de Exploração e Produção desde março de 2023*



### Mandato atual expira em

Abril de 2025



### Relações Familiares

Não há



### EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL

O Sr. Mendes ingressou na Petrobras em 1987 como Engenheiro de Equipamentos e ocupou diversos cargos de gerência nos últimos 36 anos. Atuou como Gerente de Operações de diversas plataformas, Gerente Geral das unidades da Petrobras no Amazonas, Rio Grande do Norte, Ceará e Bacia de Campos. Posteriormente, atuou como Gerente Executivo de Águas Profundas, Gerente Executivo de Águas Ultraprofundas e Gerente Executivo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, sendo responsável pela definição de políticas de segurança operacional para todas as atividades da Petrobras. É membro do Conselho Diretor da OSRL - Oil Spill Response Limited.



### FORMAÇÃO ACADÊMICA

O Sr. Mendes é engenheiro mecânico formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com MBA em gestão empresarial pela FGV e especialização em gestão avançada pelo INSTEAD, na França.

**MÁRIO VINÍCIUS CLAUSSEN SPINELLI****Nascimento**

1º de setembro  
de 1971

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

*Diretor Executivo  
de Governança e  
Conformidade  
desde abril de  
2023*

**Mandato atual  
expira em**

Abril de 2025

**Relações  
Familiare**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Spinelli é professor da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Trabalhou como Diretor de Conformidade Regulatória na empresa Protiviti-ICTS (2022-2023). Foi Ouvidor Geral da Petrobras por dois mandatos (2016-2021), Chefe de Gabinete da Controladoria Geral do Estado de Minas Gerais (2015), Primeiro Chefe de Gabinete da Controladoria Geral do Município de São Paulo (2013-2014), Secretário de Combate à Corrupção e Informações Estratégicas da Controladoria-Geral da União - CGU (2010-2013), membro do Conselho de Controle de Atividades Financeiras - Coaf (2010-2013), Assessor Técnico do Ministro-Chefe da CGU (2008-2009), Membro da Comissão de Ética da CGU (2008-2009) e Gerente da Diretoria Executiva de Combate à Corrupção da CGU (2007). É auditor de carreira da CGU (Auditor Federal de Finanças e Controle) desde 2001. Foi Auditor Especialista concursado do Tribunal de Contas do Estado de Minas Gerais (1999-2001). Atuou também como membro do Conselho Fiscal das empresas Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A, São Paulo Turismo S/A e Companhia São Paulo de Desenvolvimento e Mobilização de Ativos S/A. Foi o representante brasileiro no Grupo de Países Anticorrupção do G20 (2010). Trabalhou na elaboração da Lei de Acesso à Informação e da Lei Anticorrupção, entre outras iniciativas legais.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Spinelli é doutor em Administração Pública e Governo pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV-SP) e mestre em gestão pública pela Fundação João Pinheiro (FJP-MG).

**MAURÍCIO TIOMNO TOLMASQUIM****Nascimento**

3 de outubro de  
1958

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

*Diretor Executivo  
de Transição de  
Energia e  
Sustentabilidade  
desde maio de  
2023*

**Mandato atual  
expira em**

Abril de 2025

**Relações  
Familiare**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. Tolmasquim foi Gerente Executivo de Estratégia e Planejamento da Petrobras. Foi Diretor de Planejamento Energético (Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)) por mais de 11 anos, coordenando estudos destinados a subsidiar o planejamento da área de energia, abrangendo energia elétrica, petróleo e gás natural, seus derivados e biocombustível. Sob sua gestão, o Brasil lançou 37 leilões de energia bem-sucedidos, contratando 92 GW de nova capacidade de geração de eletricidade. Liderou o estudo que fundamenta as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) do Brasil, que foram submetidas à UNFCCC em 2015, e coordenou os estudos que subsidiaram a elaboração de um novo marco regulatório para o pré-sal. Foi Secretário Executivo e Interino do MME por cerca de dois anos e meio, sendo responsável pela coordenação do grupo de trabalho que elaborou o marco regulatório do setor elétrico, em vigor desde 2004. Foi pesquisador visitante do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e do *Electricity Policy Group* da Harvard Kennedy School. Devido aos leilões de energia renovável implementados no Brasil e adotados por vários países da América Latina, foi eleito pela Latin Trade Magazine como uma das 25 pessoas que mudaram a América Latina no último quarto de século. Foi homenageado pelo Itamaraty como Grande Oficial da Ordem de Rio Branco, que reconhece serviços meritórios e virtudes cívicas. Recentemente, aposentou-se do cargo de Professor Titular do Programa de Planejamento Energético do Programa de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE/UFRJ).

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Tolmasquim formou-se em engenharia de produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e em economia pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Possui mestrado em planejamento energético pela UFRJ e concluiu seu doutorado em Socioeconomia do Desenvolvimento na École des Hautes Études en Sciences Sociales (EHESS), na França.

**SERGIO CAETANO LEITE****Nascimento**

17 de maio de 1970

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores (Chief Financial Officer - CFO e Chief Investor Relation Officer - CIRO) desde março de 2023

**Mandato atual expira em**

Abril de 2025

**Relações Familiares**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

Atuou por mais de 15 anos no setor de Petróleo como consultor financeiro e no mercado de capitais na administração de fundos e administração fiduciária, trabalhando com fundos institucionais e estruturados. Recentemente, atuou como subsecretário do Consórcio Nordeste, responsável pelas Câmaras Temáticas de Saneamento, Energia (Energias Renováveis, Petróleo e Gás) e Infraestrutura e Investimentos. Também coordenou a Plataforma de Investimentos do consórcio, estruturando mais de R\$ 2 bilhões em financiamentos para os Estados membros nos últimos três anos.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. Leite é mestre em Economia e Administração, administrador de carteiras e fundos de investimento certificado pela CVM, com experiência internacional na área de "investment banking" e fusões e aquisições no Brasil e no exterior.

**WILLIAM FRANÇA DA SILVA****Nascimento**

31 de agosto de 1960

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Processos e Produtos Industriais desde maio de 2023

**Mandato atual expira em**

Abril de 2025

**Relações Familiares**

Não há

**EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL**

O Sr. França da Silva atuou como Diretor Executivo de Refino e Gás Natural de março a abril de 2023. O Sr. França da Silva iniciou sua carreira na Petrobras como engenheiro de processamento, em 1988, na Refinaria Duque de Caxias/RJ (Reduc). Sua experiência profissional inclui o trabalho como gerente de ativos da Refinaria Guillermo Bell/Bolívia e gerente geral de refinarias: RPBC/Cubatão-SP; REGAP/Betim-MG; RLAM/Mataripe-BA e REDUC/Duque de Caxias-RJ. Foi também gerente executivo e Diretor de Transporte Marítimo, Dutos e Terminais da Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, Diretor-Presidente da Transpetro BEL 09 S.A. e Diretor-Presidente da Transpetro Internacional, e Diretor-Presidente da Transpetro Internacional e membro do Conselho de Administração da Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. O Sr. França da Silva é também Presidente do Conselho de Administração da Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e membro do Conselho de Administração da Refinaria de Petróleo Riograndense.

**FORMAÇÃO ACADÊMICA**

O Sr. França da Silva 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 é formado em Gestão Estratégica e Cadeia de Valor (INSTEAD/França).



## Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva

### Requisitos para eleição

Nosso Estatuto Social (conforme alterado pela Assembleia Geral Extraordinária de 30 de novembro de 2023) prevê que a eleição dos Conselheiros e Diretores seguirá os requisitos e restrições previstos na Lei nº 6.404/76, Lei nº 13.303/2016 e Decreto nº 8.945/16, bem como 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 2023, o valor total da remuneração que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e aos nossos Diretores Executivos foi de US\$ 7,6 milhões. Esses valores incluem o pagamento de remuneração variável aos nossos diretores. Em 31 de dezembro de 2023, 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 “Empregados – Benefícios” nesta seção.



	2023 <sup>(1)</sup>		
	Diretores Executivos	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9,00	11,00	5,00
Média de membros remunerados no período	9,00	6,33	5,00
Valor da remuneração máxima (US\$)	550.727,35	31.115,94	31.115,94
Valor da remuneração mínima (US\$) <sup>(2)</sup>	29.634,79	31.115,94	31.115,94
Valor médio da remuneração (US\$) <sup>(3)</sup>	750.833,72 <sup>(4)</sup>	31.434,73	31.323,65

(1) Os valores consideram todas as parcelas pagas no exercício de 2023 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 1 (um) mês no exercício social.

(3) O valor médio da remuneração corresponde ao valor total da remuneração anual paga dividido pela média do número de membros remunerados no período.

(4) O cálculo inclui os valores referentes à cessação do cargo (quarentena) e pagamento das parcelas diferidas da Remuneração Variável referentes aos ex-membros da Diretoria Executiva que deixaram nossa companhia. Conseqüentemente, 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 18 e 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além da remuneração, os membros de nossa Diretoria Executiva recebem benefícios adicionais, como assistência médica, 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 da Diretoria Executiva poderão ter legalmente direito à licença quarentena após o término do mandato, cujas regras e exceções são previstas na legislação brasileira.

Nenhum dos membros de nossa Diretoria Executiva e nenhuma de nossas subsidiárias fazem jus a benefícios por término de vínculo empregatício.

Para informações sobre nossos comitês de assessoramento, consulte "Comitês Estatutários do Conselho de Administração" abaixo.

Não fomos obrigados a preparar uma atualização contábil que exigisse a recuperação de remuneração concedida erroneamente de acordo com nossa política de recuperação de remuneração (Política de *Clawback*). Adicionalmente, não havia saldo devedor em 31 de dezembro de 2023 de indenização atribuída erroneamente a ser recuperada da aplicação da apólice a uma atualização anterior.

Consulte o Anexo 97.1 deste relatório anual para obter uma cópia da Política de *Clawback* da Petrobras.



## Propriedade de ações

Em 31 de dezembro de 2023, os membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham beneficentemente as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Administração <sup>(1)</sup>	Diretoria Executiva <sup>(1)</sup>	Conselho Fiscal
Ações ordinárias <sup>(2)</sup>	161.803.827 <sup>(3)</sup>	3.110	-
Ações preferenciais <sup>(2)</sup>	377	71.446	42

(1) Jean Paul Prates é o nosso CEO e membro do nosso Conselho de Administração. Para evitar duplicação de dados, a sua participação acionária foi considerada apenas no total de ações detidas pelos membros do Conselho de Administração.

(2) Considera critérios da CVM que incluem as ações de titularidade de cônjuge do qual não esteja separado judicial ou extrajudicialmente, companheiro(a), eventuais dependentes constantes de sua declaração anual de imposto de renda e sociedades por eles controladas direta ou indiretamente. Não inclui a posição ocupada por membros externos dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração e membros suplentes do Conselho Fiscal.

(3) Reflete também a titularidade efetiva de aproximadamente 2,17% das ações ordinárias de José João Abdalla Filho.

Individualmente, nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham menos de 1% de qualquer classe de nossas ações, exceto o Sr. José João Abdalla Filho, que detinha beneficentemente, em 31 de dezembro de 2023, 161.753.800 ações ordinárias da Companhia, representando aproximadamente 2,17% das ações ordinárias da Companhia. As ações detidas por nossos Conselheiros, Diretores Executivos 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 Executivos 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 Conselheiros, Diretores Executivos ou empregados.



## Comitês Estatutários do Conselho de Administração

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 assessora 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 em políticas e diretrizes relacionadas à gestão estratégica de SMS, mudanças climáticas, transição para uma economia de baixo carbono e questões de responsabilidade social, 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.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração nos aspectos relativos à gestão de ativos humanos da alta administração, 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 nº 13.303/12 e o Decreto nº 8.945/16, atuando como um comitê de elegibilidade para auxiliar os acionistas na indicação de membros para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e supervisionar a implementação das verificações de antecedentes exigidas. sobre a integridade e conformidade dos indicados do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos Diretores Executivos, bem como dos membros externos dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração, e tendo função deliberativa nesses casos. O comitê assessora nosso Conselho de Administração sobre a possível aplicação de penalidades aos Diretores Executivos e membros do Conselho de Administração e seus Comitês Estatutários de Assessoramento e, avalia recursos de 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 Contrato de Cessão Onerosa. 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, §4º do nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado:** aprovado para atender às exigências da Lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade de as empresas controladas compartilharem os custos e estruturas de suas correspondentes 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 ESTATUTÁRIOS DE ACESSORAMENTO, NA DATA DESTE RELATÓRIO ANUAL

Membros	Comitês					
	Investimento	Auditoria	Segurança, Meio Ambiente e Saúde	Pessoas	Minoritário	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Arthur Cerqueira Valerio				●		
Benjamin Alves Rabello Filho	●					
Bruno Moretti	●					
Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira		●				
Evely Forjaz Loureiro			●			
Fábio Veras de Souza		●		●		●
Francisco Petros		●			●	
José Affonso de Albuquerque Netto			●			
José João Abdalla Filho	●					
Marcelo Gasparino da Silva	●			●	●	●
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho					●	●
Maurício Renato de Souza				●		
Newton de Araujo Lopes		●				
Raoni Iago Pinheiro Santos			●			
Renato Campos Galuppo			●	●		
Rosângela Buzanelli Torres	●		●			
Sergio Machado Rezende <sup>6</sup>			●			

● PRESIDENTE DE CADA COMITÊ

● MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ

● DEMAIS MEMBROS

<sup>6</sup> Serviço atualmente suspenso. Consulte "Administração" neste relatório anual.



## Comitê de Auditoria

Nosso comitê de auditoria estatutário é um comitê consultivo do nosso Conselho de Administração que auxilia em questões que envolvem nossa contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e conformidade. Nosso Comitê de Auditoria Estatutário também recomenda a nomeação de nossos auditores independentes 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 Deliberação CVM 23/2021 e pelo menos um dos membros deverá ter reconhecida experiência em contabilidade societária. Adicionalmente, a Deliberação 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. De acordo com a Regra 10A-3(c)(3) do Exchange Act, que prevê uma isenção sob as regras da SEC em relação aos comitês de auditoria de empresas listadas, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável com um comitê de auditoria dos EUA se o emissor privado estrangeiro tiver um órgão estabelecido e selecionado de acordo com as disposições legais ou de listagem do país de origem que exijam ou permitam expressamente tal órgão, e se o órgão atender aos requisitos que (i) ser separado do conselho completo, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum diretor executivo ser membro do órgão, e (iv) disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecem padrões para a independência dos membros do órgão.

Dado que nosso Comitê de Auditoria Estatutário está sujeito a determinados requisitos previstos nas regras da CVM (Deliberação CVM 23/2021), entendemos que ele atende a esses requisitos, e contamos com a isenção prevista na Regra 10A-3(c)(3) do Exchange Act.

Nosso Comitê de Auditoria é atualmente composto por quatro membros (todos independentes, em conformidade com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e da Deliberação CVM nº 23/2021). Até maio de 2023, o Sr. Valdir Augusto de Assunção permaneceu como membro externo do nosso Comitê de Auditoria. Em 12 de junho de 2023, foram eleitos pelo nosso Conselho de Administração os seguintes indicados: Sr. Francisco Petros (Conselheiro e Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário); Sr. Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira (Membro Externo), Sr. Newton de Araujo Lopes (Membro Externo) e Sr. Fábio Veras de Souza (Membro Externo). O Sr. Francisco Petros e o Sr. Newton de Araujo Lopes são especialistas financeiros do nosso comitê de auditoria.

Nosso comitê de auditoria é responsável, entre outros assuntos, por:

- Monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração com relação à nomeação e destituição de nossos auditores independentes, bem como avaliar a independência de nossos auditores independentes 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.
- Aconselhar o nosso Conselho de Administração e a nossa administração, em consulta com auditores internos e independentes e com as nossas unidades de gestão de risco e de controles interno, no acompanhamento da qualidade e integridade do nossos controles interno sobre os sistemas de



relatórios 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 os auditores independentes relacionados 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, controles 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 os nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outros assuntos, a nomeação e destituição dos auditores 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 nossos auditores independentes. Nossa administração é obrigada a obter a pré-aprovação do Comitê de Auditoria antes de contratar um auditor 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 nossos auditores independentes e analisa e monitora a sua independência e objetividade.



## Principais honorários e serviços de auditoria independente

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados de nós, em US\$ milhões, por nossos auditores independentes, a KPMG Auditores Independentes Ltda. (PCAOB ID 1124), durante os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2023 e 2022:

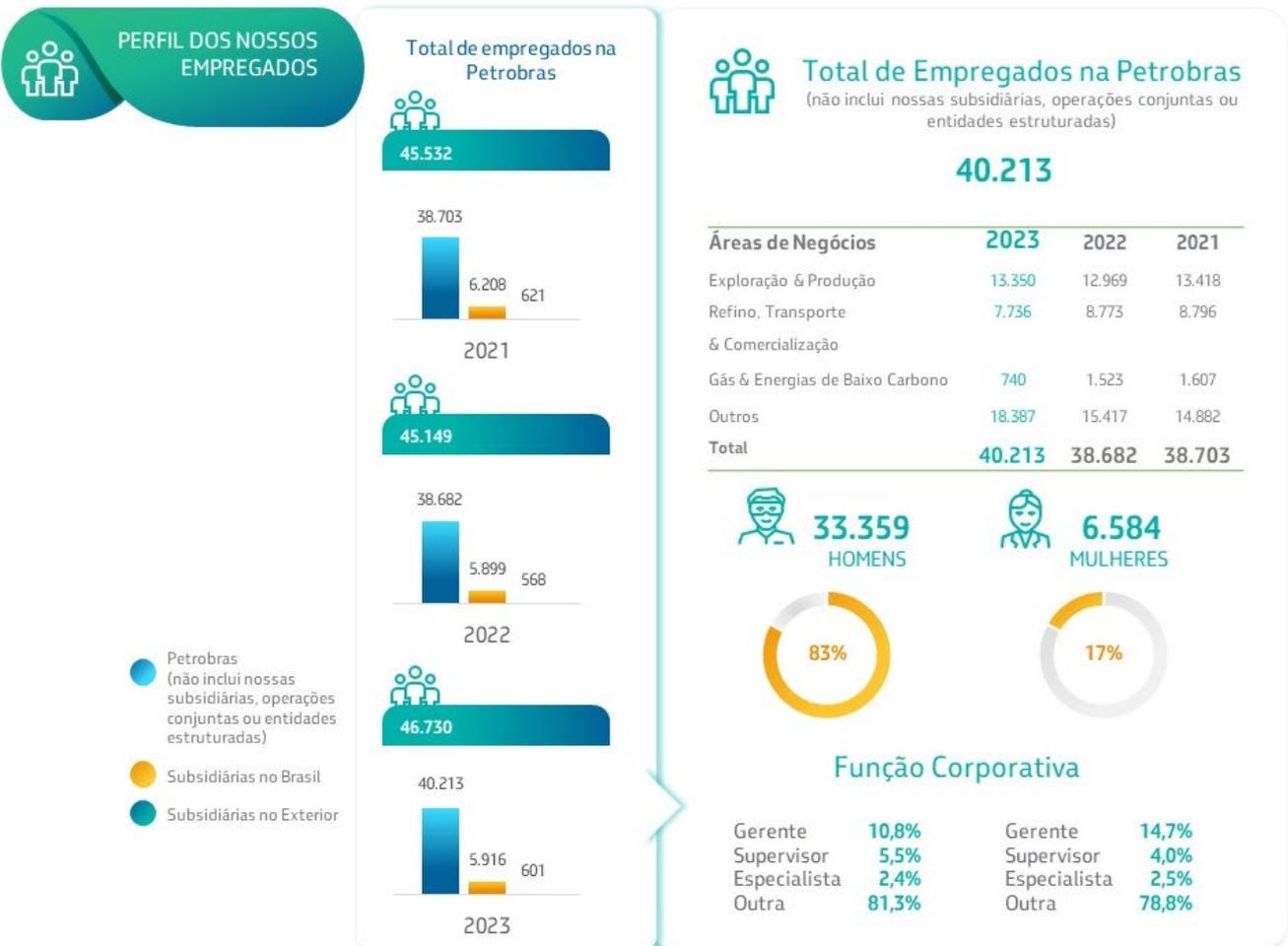
	2023	2022
Honorários de auditoria <sup>(1)</sup>	5,8	6,0
Honorários relacionados à auditoria <sup>(2)</sup>	0,2	0,3
<b>Total de honorários</b>	<b>6,0</b>	<b>6,3</b>

- (1) Os honorários de auditoria compreendem honorários cobrados (incluindo honorários por serviços relacionados à revisão fiscal em relação a registros estatutários e regulatórios) em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas auditadas (IFRS e BR GAAP), revisões intermediárias (IFRS e BR GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS e BR GAAP, entre outros), 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".



# Empregados

Nossa força de trabalho é nosso ativo mais importante. Nossa abordagem de gestão é baseada no cuidado com as pessoas, promovendo a diversidade, a equidade, a inclusão e o bem-estar.





	Em 31 de dezembro,		
	2023	2022	2021
<b>Nossos empregados por região (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)</b>			
Sudeste do Brasil	34.363	32.985	32.572
Nordeste do Brasil	3.478	3.390	3.840
Outras localidades	2.372	2.307	2.291
<b>Total</b>	<b>40.213</b>	<b>38.682</b>	<b>38.703</b>
<b>Empregados de nossas subsidiárias por região</b>			
Sudeste do Brasil	4.619	4.596	4.901
Nordeste do Brasil	729	734	744
Outras localidades no Brasil	568	569	563
No exterior	601	568	621
<b>Total</b>	<b>6.517</b>	<b>6.467</b>	<b>6.829</b>
<b>TOTAL</b>	<b>46.730</b>	<b>45.149</b>	<b>45.532</b>

Atraímos e retemos empregados talentosos por meio da oferta de benefícios competitivos e da participação em programa de remuneração variável. Oferecemos também a possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional baseado em desempenho e meritocracia, além de remuneração mensal.

A tabela abaixo apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US\$ milhões		
	2023	2022	2021
Salários, férias acumuladas e encargos relacionados	3.478	3.006	2.665
Treinamento de empregados <sup>(1)</sup>	94	42	8
Distribuições de participação nos lucros e resultados	595	131	125
Programa de remuneração variável	416	547	469

(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 “Relações Trabalhistas” e “Remuneração Variável dos Empregados” neste relatório anual.



## Força de trabalho

Um dos principais desafios atuais e futuros da nossa gestão de pessoas é garantir a contínua adequação da nossa força de trabalho ao portfólio de negócios.

Nossa metodologia de planejamento de força de trabalho visa o mapeamento ideal das necessidades de empregados. É construído 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. Focamos em atrair os melhores talentos externos sem negligenciar o talento interno dos empregados, que cresceram conosco e que compreendem a nossa organização, missão e cultura.

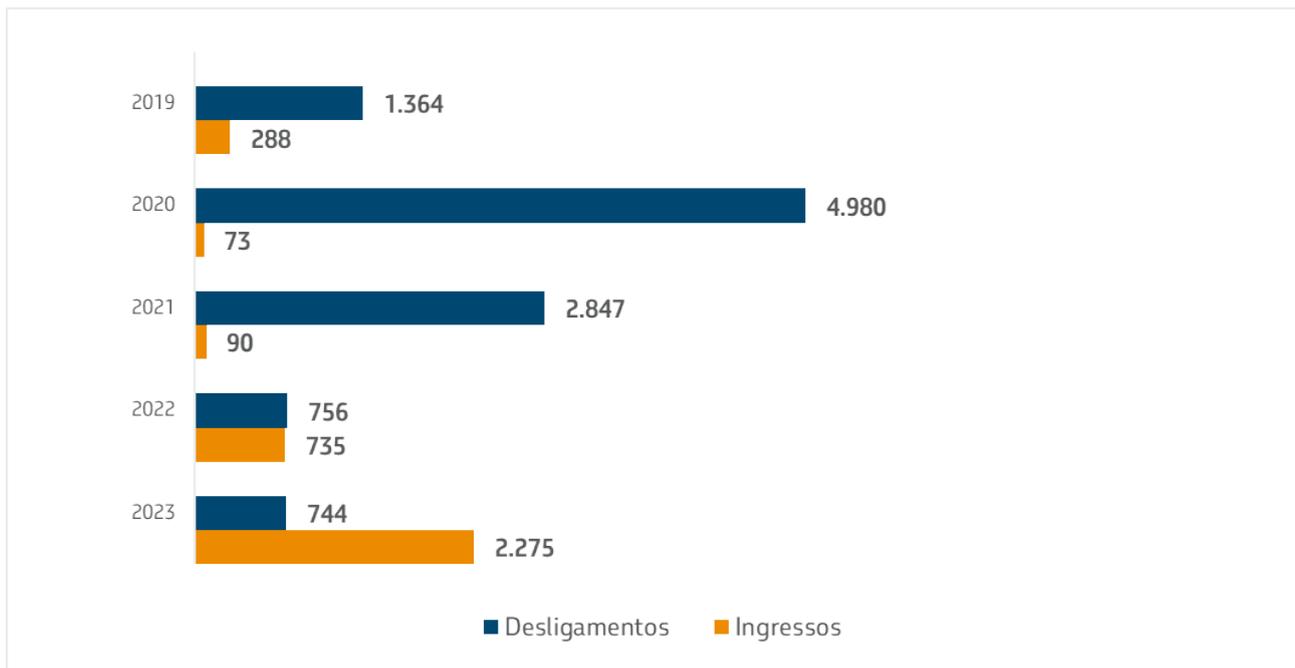
Para atender às necessidades da força de trabalho, priorizamos o preenchimento de vagas abertas internamente, por meio de processos internos organizados de mobilidade de carreira para reter talentos e reduzir custos de contratação externa. Posteriormente, para determinar o número de novos empregados a serem contratados, consideramos tanto as necessidades do nosso negócio quanto as vagas atuais. A contratação de novos empregados é viabilizada principalmente por Processo Seletivo Público ("PSP") ou contratação direta. A contratação direta é utilizada basicamente para contratações de alta administração, não excedendo 40% do total de nossos cargos de alta administração.

Desde 2021, retomamos as admissões pela PSP, com especial atenção à diversidade, aumentando as contratações de pessoas com deficiência e de pessoas Negras.

Com isso, em 2023, foram contratados 2.275 profissionais, dos quais 96% foram contratados por meio do PSP, incluindo 104 empregados com deficiência, 971 pessoas Negras e 354 mulheres entre todos os novos empregados.

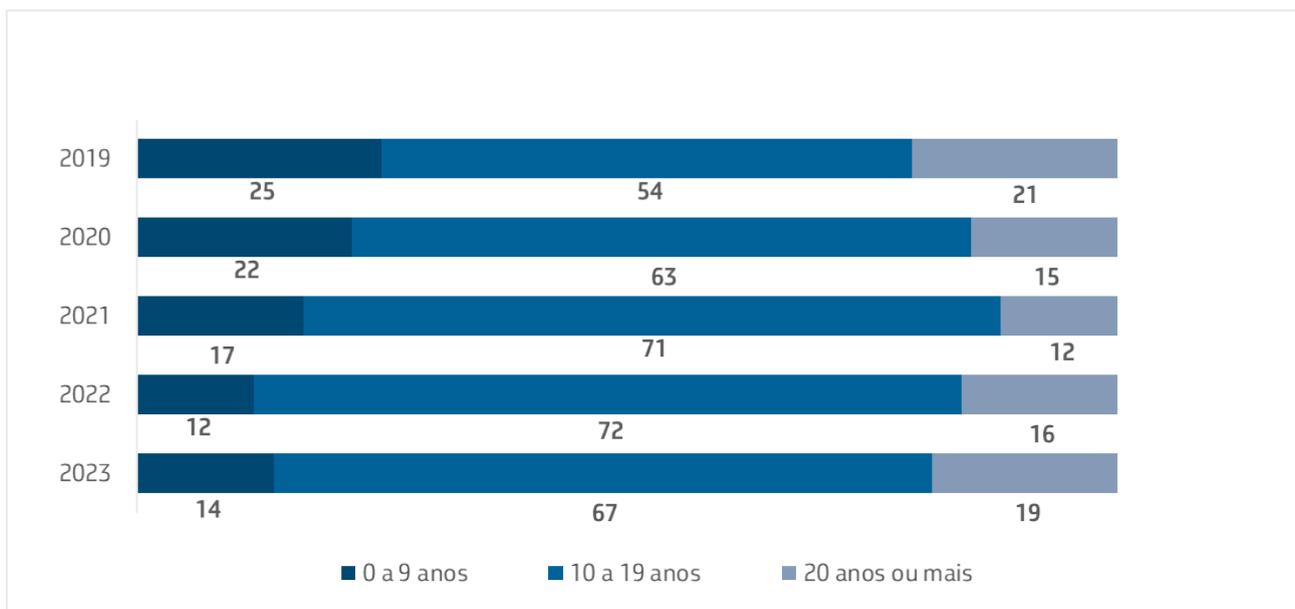
Além das novas contratações, nosso quadro de empregados foi impactado pela demissão de empregados inscritos nas novas iterações dos Programas de Desligamento Voluntário ("PDVs") que foram introduzidos ao longo de 2019. Em 2023, 475 empregados nos deixaram por meio do Programa de Incentivo à Aposentadoria e dos três PDVs, diferenciados por público-alvo: (i) PDV 2019, voltado para empregados aposentados, (ii) um PDV para empregados de determinadas áreas em processo de desinvestimento e (iii) um PDV para empregados administrativos. Além desses 475 empregados, outros 6 empregados estavam inscritos no PDV mas foram desligados por falecimento e, pelas regras do PDV, tinham direito à remuneração, totalizando 481 empregados que se beneficiaram da provisão.

No total, 744 empregados nos deixaram em 2023, dos quais 649 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 2023 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 através de PSP e os desligamentos contribuíram para uma ligeira alteração na distribuição do nosso quadro de empregados por tempo de permanência, bem como na pirâmide etária.

**TEMPO NA PETROBRAS** (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas) (%)



## 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 as 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 nível superior) da categoria petroleira, bem como seis 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 2023, 40% dos nossos empregados eram sindicalizados.

Temos um Acordo Coletivo de Trabalho (ACT 2023-2025) com os sindicatos petroleiros e marítimos, válido por dois anos, até 2025. 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 2023, reajustamos os salários e benefícios dos trabalhadores petroleiros e marítimos em 1% acima da inflação, de acordo com as condições negociadas e estabelecidas no ACT 2023-2025.

Também possuímos um Acordo do Programa de Participação nos Lucros e Resultados ("PLR") válido para 2023, que determina as regras relativas ao pagamento da participação nos lucros e resultados.

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 dos nossos empregados é composto pela PLR, exigência legal e nossa principal prática de remuneração variável, e pelo Prêmio por Desempenho ("PRD"), que complementa a PLR. O PRD foi implementado em 2023 em substituição ao Programa de Prêmio por Performance ("PPP"), que foi mantido apenas para membros de nossa Diretoria Executiva. Enquanto a PLR considera apenas o desempenho organizacional, o PRD e o PPP consideram também o desempenho individual do empregado. Estes programas estão alinhados com as novas diretrizes do Plano Estratégico 2024-2028+ e com a nossa política de remuneração



## PLR

Para o exercício de 2022 o Acordo de PLR era apenas para empregados que não ocupavam cargos de liderança e especialistas (ou seja, não incluía indivíduos ocupantes de cargos como gerente, especialista e supervisor).

Em relação ao exercício social de 2023, aprovamos o Acordo de PLR para todos os empregados, independentemente do cargo, exceto para os membros da nossa Diretoria Executiva, e passou a ser nosso principal programa de remuneração variável.

Para que o pagamento da PLR 2023 ocorra em 2024, deverão ser atendidas as 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 2023, a Companhia provisionou US\$591 milhões referentes ao PLR de 2023 para a Petrobras (US\$127 milhões para a Petrobras, não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas).

## PPP e PRD

O PPP e o PRD são programas que buscam reconhecer o esforço e o desempenho individual dos empregados na obtenção de nossos resultados.

Para o exercício de 2022, o PPP foi o programa de remuneração variável válido para todos os nossos empregados. Como nossos resultados de 2022 atenderam a todos os pré-requisitos mínimos estabelecidos para tal ano, em 2023, a companhia pagou US\$562 milhões aos empregados da Petrobras em relação ao PPP para 2022 (US\$521 milhões aos empregados da Petrobras, não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas), uma vez que as métricas relativas ao desempenho da companhia e individual foram alcançadas em 2022.

Em relação ao exercício social de 2023, implantamos o PRD, novo programa de remuneração variável que substituiu o PPP para todos os empregados, exceto para os membros da Diretoria Executiva, para os quais permaneceu em vigor. Com o PRD reforçamos o reconhecimento do desempenho individual dos nossos empregados.

O PRD e o PPP do exercício de 2023 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.

Adicionalmente, os *scorecards* das unidades organizacionais continuam a ser considerados como insumo para a avaliação de todos os empregados, o que se reflete no cálculo da sua remuneração variável, e inclui os seguintes itens: (i) os resultados das nossas principais métricas como Delta Valor Petrobras (que mede nosso desempenho econômico-financeiro com base no valor gerado por nossas atividades em determinado ano), IAGEE e 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 maior o nível hierárquico, maior o peso das métricas de topo e, portanto, as múltiplas remunerações associadas ao prêmio refletindo o maior grau de responsabilidade do gestor em relação às métricas da sua área e às nossas métricas de desempenho.



Para os membros da Diretoria Executiva elegíveis ao PPP e para os membros da nossa gestão 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 Executiva e gestão deverão ser realizados da seguinte forma:

- 60% do valor da remuneração deverá ser pago à vista e 40% do saldo deverá ser liquidado em quatro parcelas anuais diferidas, cujo valor deverá ser convertido simbolicamente na quantidade correspondente de nossas ações ordinárias (PETR3), tomando como valor base a média ponderada dos últimos 60 pregões do exercício social aplicável.
- Os membros de nossa Diretoria Executiva e gestão poderão exercer o direito de receber parcelas diferidas após o cumprimento dos prazos de carência estabelecidos.
- O valor de cada parcela deverá ser equivalente à conversão das ações simbólicas em valor à vista com base na média ponderada de nossas ações ordinárias durante os últimos 20 pregões anteriores à data da solicitação.

## 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

Patrocinaos seis planos de benefícios pós-emprego, administrados pela Petros, com características previdenciárias:

- Plano Petros do Sistema Petrobras Repactuado (PPSP-R) – modalidade Benefício Definido (BD), fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Repactuado (PPSP-NR) – modalidade Benefício Definido (BD), fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Repactuado Pré-70 (PPSP-R Pré-70) – modalidade Benefício Definido (BD), fechado para novos associados.
- Plano Petros do Sistema Petrobras Não Repactuado Pré-70 (PPSP-NR Pré-70) – modalidade Benefício Definido (BD), fechado para novos associados.
- Plano Petros -2 (PP-2) – modalidade Contribuição Variável (VC), aberto a novos associados.
- Plano Petros-3 (PP-3) – modalidade Contribuição Definida (CD), fechado para novos associados.

Juntos, esses planos abrangem 96% dos nossos empregados, considerando que atualmente apenas um plano (PP-2) está aberto a novos associados com adesão facultativa.



## Equalização dos Planos Petros

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.

Em março de 2020, nosso Conselho de Administração deliberou sobre um novo plano de equalização (denominado “Novo DEP” em seu lançamento, agora denominado “DEP 2018”) do PPSP-Repactuado e do PPSP-Não Repactuado, administrado pela Petros e em conformidade com a legislação de seguridade social brasileira.

O DEP 2018, aprovado em maio de 2020 pela PREVIC e SEST, entrou em vigor em junho de 2020. Substituiu o DEP 2015, mitigou o déficit registrado em 2018, considerou o aproveitamento dos resultados atuariais dos planos alcançados em 2019, e os impactos atuariais relacionadas às alterações nos regulamentos dos planos PPSP-Repactuado e PPSP-Não Repactuado, que permitiram o refinanciamento do déficit por um novo prazo, ao longo da vigência dos planos.

Em novembro de 2022, nós e a Petros aprovamos o plano de equacionamento do déficit registrado pelo PPSP-Repactuado em 2021 (“DEP 2021”), que foi submetido e aprovado pela SEST. A arrecadação das contribuições extraordinárias teve início em abril de 2023, além das contribuições ordinárias e extraordinárias já previstas no plano.

Em dezembro de 2022, o resultado atuarial apontou déficit de US\$0,29 bilhão para o Plano de Previdência PPSP-Não Repactuado. A principal causa do déficit, conforme explicado pela Petros, foi a rentabilidade dos investimentos que tiveram desempenho abaixo da meta atuarial, devido à situação econômica geral adversa, impactando principalmente estoques e outros ativos.

Portanto, de acordo com a legislação vigente, em 2023 a Petros iniciou o processo de criação do Plano de Equalização do Déficit 2022 do PPSP-Não Repactuado (“DEP-2022”), que foi aprovado pelo Conselho de Administração da Petrobras e pela SEST, para que as contribuições extraordinárias possam ser cobradas a partir de abril de 2024.

De acordo com a legislação previdenciária brasileira, todo déficit de cada Plano PPSP deverá ser equilibrado igualmente entre as patrocinadoras (Petrobras, Vibra e Petros) e participantes, aposentados e/ou pensionistas.

O saldo remanescente referente à Petrobras a ser liquidado pelas contribuições extraordinárias contratadas através do DEP 2018, DEP 2021 e DEP 2022 (conjuntamente “Planos de Equalização de Déficits”) nos planos PPSP-Repactuado e PPSP-Não Repactuado era de US\$ 4,3 bilhões a partir de 31 de dezembro de 2023, conforme registrado nos balanços dos planos Petros a valor presente.

Para obter mais informações sobre os Planos de Equalização de Déficits, consulte a Nota 18.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



Para obter mais informações sobre os Planos de Equalização de Déficitis, consulte a Nota 18.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

	US\$ milhões		
	2023	2022	2021
Total de benefícios pagos – planos de previdência	1.639	1.539	1.336
Contribuições totais – planos de previdência <sup>(1)</sup>	746	1.945	2.100
Passivos atuariais líquidos <sup>(2)</sup>	6.720	5.433	5.395

(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 4.3 e 18 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### Plano de Benefícios de Saúde e Farmácia

Oferecemos um plano de saúde complementar, o “AMS” ou “Saúde Petrobras”, que oferece serviços de assistência médica, hospitalar e odontológica a todos os empregados ativos e aposentados e seus dependentes. Em 2023, pagamos 60% dos custos com saúde e nossos empregados (ativos e aposentados) pagaram 40%. O acordo firmado com os sindicatos que representam nossos empregados prevê que essa relação de custos será mantida até que um novo acordo seja estabelecido.

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 Saúde Petrobras também oferece cobertura de programas complementares, como o programa Benefício Farmácia. Este programa abrange apenas medicamentos com custo unitário superior a R\$ 150,00 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.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pós-emprego pagos e as responsabilidades médicas pendentes nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021:

	US\$ milhões		
	2023	2022	2021
Total de benefícios pagos – plano médico <sup>(1)</sup>	413	384	309
Passivos atuariais líquidos <sup>(2)</sup>	9.662	5.813	4.485

(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 4.3 e 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual.

# Conformidade e Controles Internos





# Conformidade

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 estão 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 fraude e corrupção, lavagem de dinheiro, sanções comerciais, conflitos de interesse e violações antitruste, 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. O Código de Conduta Ética fornece 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 Conformidade corporativa, nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa de *Compliance*.

Além disso, nossas Diretrizes de Conformidade Competitiva orientam 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 uma cultura de integridade; (ii) prevenir, detectar e corrigir incidentes de fraude, corrupção, conflitos de interesses e lavagem de dinheiro, assédio e discriminação; e (iii) administrar nossos controles internos e a analisar a integridade dos gestores e contrapartes.

Oferecemos treinamento a todos os nossos empregados, principalmente aos empregados que atuam em atividades com maior exposição a riscos de conformidade, bem como aos membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração.

Em 2023, lançamos o curso *e-learning* sobre Prevenção e Combate à Discriminação, ao Assédio Moral e à Violência Sexual. O curso forneceu conceitos e informações sobre a estrutura que desenvolvemos para lidar com casos de discriminação, assédio ou violência sexual. Também incluiu mecanismos preventivos e orientações para as vítimas ou pessoas conscientes de tais incidentes. Este treinamento está disponível para toda a força de trabalho e é obrigatório para todos os empregados da companhia.

Este curso *e-learning* reforça o nosso compromisso em promover uma cultura de trabalho baseada no respeito mútuo e livre de violência e assédio. O objetivo é conscientizar os empregados sobre a responsabilidade de todos na prevenção do assédio e da discriminação. Em 31 de dezembro de 2023, 39.235 empregados, representando 97,6% do nosso quadro próprio, concluíram este curso de *e-learning*.

Além do curso *e-learning*, também lançamos Diretrizes Corporativas de Prevenção e Combate à Discriminação, ao Assédio Moral e à Violência Sexual. Essas diretrizes compõem um conjunto de ações integradas baseadas no Programa Petrobras *Compliance* e no Programa Petrobras contra a Violência Sexual de acordo com os seguintes pilares: prevenção, acolhimento, detecção, remediação e transparência. Em anexo às orientações encontra-se uma cartilha com o mesmo tema, acessível a toda a companhia.



Em 2023, também realizamos palestras presenciais e online sobre o tema “Prevenção e Combate à Discriminação, Assédio Moral e Violência Sexual” para empregados e lideranças. Realizamos 88 palestras, atingindo um público de mais de 13 mil profissionais de áreas administrativas e unidades operacionais.

Em 2023, também ministramos treinamentos para Conselheiros e Diretores Executivos, abordando principalmente os seguintes temas:

- Código de Conduta Ética;
- Nossa governança corporativa e processo de tomada de decisão;
- Lei anticorrupção brasileira;
- Conformidade, 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.

## Código de Conduta Ética

Nosso Código de Conduta Ética define os princípios éticos que norteiam as ações do nosso sistema e os nossos compromissos de conduta, tanto corporativos quanto de nossos empregados, explicitando o sentido ético da nossa missão, da nossa visão e do nosso Plano Estratégico.

O Código de Conduta Ética também se aplica aos membros do Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, aos membros do Conselho Fiscal, aos membros da Diretoria Executiva, aos empregados, estagiários, prestadores de serviços e a qualquer pessoa que atue em nosso nome, incluindo nossas subsidiárias no Brasil e no exterior.

O Código de Conduta Ética está alinhado às melhores práticas de integridade corporativa e representa mais um passo no fortalecimento da nossa cultura de integridade. Baseia-se em nossos valores como respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente, ética e transparência, resiliência e confiança, orientação para o mercado e resultados. Com base nesses valores, os três princípios que sustentam as diretrizes do Código de Conduta Ética são:

- Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente;
- Integridade, transparência e meritocracia; e
- Geração de valor.

Nossos compromissos de conduta são: exemplo, responsabilidade, confiança, coragem, união, cooperação, inovação, melhoria contínua, resultados, reputação e transparência.

Nosso Código de Conduta de Ética está disponível em nosso site.

## Política de Conformidade

O objetivo da Política de Conformidade é garantir que cumprimos as leis e regras dos órgãos reguladores, agindo para corrigir e prevenir más condutas.

Os seis princípios que norteiam nossas ações de conformidade são:

- Todas as nossas atividades e relações com nossos públicos devem ser pautadas pela ética, integridade e transparência, em conformidade com as normas nacionais e internacionais aplicáveis, para proporcionar um ambiente seguro para a tomada de decisões.
- Nossa prioridade é a prevenção ativa de quaisquer violações de regras e regulamentos, a fim de mitigar riscos de conformidade.



- Todos os indícios de má conduta e ações danosas deverão ser investigados e serão adotadas medidas para a imediata interrupção e reparação de qualquer dano que nos seja causado, e consequências proporcionais serão impostas aos responsáveis.
- É proibida a retaliação contra denunciante e garantimos privacidade, confidencialidade e proteção institucional a tais pessoas.
- Nossos diretores e gerentes são responsáveis por apoiar de forma inequívoca e contínua o desenvolvimento e o aprimoramento de nossa cultura de integridade.
- Devemos incentivar um ambiente de negócios cada vez mais ético, com integridade e transparência, dando um exemplo positivo aos nossos *stakeholders*.

## 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. Reafirma também nossa tolerância zero a qualquer forma de fraude e corrupção, exigindo a mesma postura de nossa cadeia de fornecedores, e foi elaborado de acordo com as melhores práticas internacionais e está alinhado às diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade, ao Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 e ao *Corporate Human Rights Benchmark*. O documento reforça ainda que os fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para os seus colaboradores, 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 e traz uma evolução ao consolidar os princípios e diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores em um único documento. 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 o 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 Executivo de Governança e Conformidade 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

Nossas Diretrizes para Combate à Lavagem de Dinheiro e Sanções, conforme aprovadas pelo nosso Diretor Executivo de Governança e Conformidade, são compostas por requisitos específicos para minimizar o risco de lavagem de dinheiro e violações dos regulamentos 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 pela área de Conformidade.
- Caso a área organizacional identifique que a contraparte pretendida é sancionada, a Conformidade deverá ser consultada sobre a aplicabilidade e restrições da sanção antes de prosseguir com a transação. A Conformidade 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 empregados 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.

Abaixo está a lista de sanções que nós e nossas subsidiárias devemos observar:

Empresa	Organização	Lista
Estados Unidos	Departamento do Comércio	Lista de Triagem Consolidada
	Escritório de Controle de Ativos Estrangeiros	Não SDN – Cidadãos Não Especialmente Designados
	Escritório de Controle de Ativos Estrangeiros	SDN – Cidadãos Especialmente Designados
	Sistema para gerenciamento de prêmios	Lista de Partes Excluídas
União Europeia	Serviço Europeu para a Ação Externa	Lista Consolidada de Pessoas, Grupos e Entidades Sujeitas a Sanções Financeiras da UE
ONU	Conselho de Segurança das Nações Unidas	Lista Consolidada do Conselho de Segurança das Nações Unidas
Banco Mundial	Banco Mundial	Empresas e Indivíduos Excluídos e sob Exclusão Cruzada / Outras Sanções
Reino Unido	Implementação do Escritório de	Lista Consolidada de Metas de Sanções Financeiras



	Sanções Financeiras	
Canadá	Departamento de Assuntos Globais do Canadá	Lista Consolidada de Sanções Autônomas Canadenses
França	Direction Générale du Trésor	Liste Unique de Gels de la Direction Générale du Trésor
Suíça	Secretaria de Estado dos Assuntos Económicos – SECO	Sanctions de la Suisse
Emirados Árabes Unidos	Comitê de Bens e Materiais Sujeitos à Importação e Exportação – CGMSIEC	Lista Nacional de Indivíduos e Entidades Terroristas dos Emirados Árabes Unidos

Em 2023, reorganizamos a estrutura da Diretoria de Governança e Conformidade com o objetivo de fortalecer e melhorar seus processos. Destacamos a criação de uma área que atuará como corregedoria para aumentar a responsabilização e tornar ainda mais robusto o processo de aplicação da Lei Anticorrupção pela empresa (Lei nº 12.846/13).

Outra novidade é a criação de uma área que utiliza tecnologia avançada e inteligência de dados para analisar incidentes de conformidade e identificar rapidamente irregularidades. Além disso, a área também é responsável pelo monitoramento contínuo de indicadores, processos, controles, projetos e iniciativas, visando o aprimoramento constante do Sistema de Integridade e o alcance dos objetivos estratégicos da Petrobras.

Além disso, criamos um departamento para tratar especificamente de denúncias relacionadas a más condutas no local de trabalho (por exemplo, violência sexual, assédio moral, retaliação e discriminação).

As alterações na estrutura organizacional podem ser consultadas em nosso Organograma Geral, disponível em nosso site de Relações com Investidores ([www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)).



## Transações com partes relacionadas

Para estar em conformidade com a legislação brasileira, como a Lei nº 13.303/16, o Decreto nº 8.945/16 e as regulamentações da CVM, a revisão anual de nossa política de transações com partes relacionadas foi aprovada em dezembro de 2023. Nosso objetivo é promover a transparência em nossos procedimentos e conduzir melhores práticas de governança corporativa. Esta política 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 envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do nosso curso normal de negócios pelo nosso Comitê de Auditoria, que estejam dentro do escopo de aprovação do nosso Conselho de Administração, aplicam-se os seguintes procedimentos especiais: (i) tais transações deverão ser analisadas pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Minoritários antes de serem submetidas ao nosso Conselho de Administração, e (ii) tais transações deverão ser aprovadas por dois terços dos membros participando de nossa reunião do Conselho de Administração.

Para obter informações adicionais sobre nossas transações em aberto com partes relacionadas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, consulte a Nota 36 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 executivos 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 em aberto ou não executada. Do exercício social anterior até 29 de fevereiro de 2024, não celebramos nenhuma transação com as empresas dos membros do nosso Conselho de Administração ou dos nossos diretores executivos. 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 "Administração e Empregados – Administração – Informações Adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva – Propriedade Acionária" neste relatório anual.



## 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\$ 17.761 milhões e um passivo de US\$ 3.605 milhões com o governo federal brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2023.

Em 30 de novembro de 2020, houve decisão final em relação ao processo da Conta Petróleo e Álcool movido em 2011. Em 31 de dezembro de 2023, esse valor a receber totalizava US\$ 278 milhões. Esperamos receber esses valores até 2027, de acordo com as emendas constitucionais de dezembro de 2021, que estabeleceram limites para desembolsos do governo federal brasileiro para cada exercício fiscal.

Além disso, estamos autorizados a investir em valores mobiliários emitidos pelo governo federal brasileiro, desde que atendidos os requisitos legais e regulamentares e que tenhamos levado em consideração as melhores práticas de mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de títulos emitidos pelo governo federal brasileiro que foram diretamente adquiridos e detidos por nós totalizava US\$ 1.819 milhões.

Para obter mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

## Transações com coligadas

Em 23 de dezembro de 2022, assinamos contrato com a UEG Araucária S.A. no valor de US\$ 925 milhões, para comercialização de 2.150 mil m<sup>3</sup>/d de gás interruptível, para fornecimento de energia elétrica para geração de energia pela UTE Araucária. O contrato expirou em 2023.



# 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 2023. 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 de acordo com a *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 e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso CEO e CFO, conforme apropriado, para permitir decisões oportunas sobre a divulgação exigida.

## Relatório da Administração sobre o 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, gestores 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 as 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 2023 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

Nossos auditores independentes auditaram a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros até 31 de dezembro de 2023, 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 2023 que tenham afetado materialmente, ou que sejam razoavelmente prováveis de afetar materialmente, nosso controle interno sobre relatórios financeiros.



# 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. Alegações relacionadas a questões de conformidade (fraude, corrupção e outros assuntos), violência no local de trabalho (assédio, discriminação e retaliação) e violência sexual (como assédio sexual, pedofilia, etc.) são encaminhadas para a Diretoria de Governança e Conformidade, que tem total acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar minuciosamente alegações dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos quaisquer descobertas materiais para melhorar nossos esforços de conformidade. Se as descobertas em algumas instâncias indicarem que algum de nossos empregados atuais ou antigos não cumpriu determinadas políticas internas, o assunto é submetido ao Comitê de Integridade, um órgão colegiado que age de forma independente e reporta ao Conselho de Administração, e medidas disciplinares apropriadas e ações corretivas podem ser aplicadas (ou são tomadas, de acordo com as leis trabalhistas aplicáveis e as políticas internas).

Como medida para reforçar o sistema de integridade, uma nova equipe de gestão executiva foi criada para conduzir exclusivamente o processo de responsabilização disciplinar, incluindo o processo de responsabilização para empresas contratadas previsto na Lei Anticorrupção, resultando na separação das práticas de investigação e responsabilização.

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 tempestivamente. Permanecemos cooperativos com as autoridades, no esforço de descobrir irregularidades e responsabilizar os envolvidos.

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:

BRASIL	Regulador do Mercado de Capitais CVM	EUA	Regulador do Mercado de Capitais SEC
<p><b>BOLSA DE VALORES*</b></p> <p><b>GOVERNANÇA CORPORATIVA</b></p> <p><b>AÇÕES E CÓDIGOS ISIN</b></p> <p><b>PREÇO DE FECHAMENTO</b> <i>31 de dezembro de 2023</i></p> <p><b>NÚMERO TOTAL DE AÇÕES**</b> <i>31 de dezembro de 2023</i></p>	<p><b>NÍVEL 2</b></p> <p><b>PETR3</b> BRPETRACNOR9</p> <p><b>PETRA4</b> BRPETRACNPR6</p> <p><b>PETR3 R\$ 38,98</b> <b>PETRA4 R\$ 37,24</b></p> <p><b>12.940.137.261</b></p> <p>PETR3: 5.364.221.724 ações PETRA4: 4.787.883.903 ações</p>	<p><b>NÍVEL 3</b></p> <p><b>PBR</b> US71654V408</p> <p><b>PBRA</b> US71654V101</p> <p><b>PBR R\$ 15,97</b> <b>PBRA R\$ 15,28</b></p> <p>PBR: 2.078.009.658 ADRs PBRA: 710.021.976 ADRs</p>	

**CAPITAL TOTAL**

Investidores brasileiros	Grupo controlador***	Investidores estrangeiros

\* 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.

\*\* O número total de ações não inclui 104.359.669 ações em tesouraria, das quais 222.760 são ações ordinárias e 104.136.909 são ações preferenciais.

\*\*\* Em 31 de dezembro de 2023, o grupo controlador era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.

Ações Ordinárias

Ações Preferenciais



## 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:

- as atribuições de nosso Comitê de Minoritários são expandidas;
- 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
- nosso Estatuto Social prevê 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 na forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custodiante 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 adversamente afetados.

Nos EUA, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por ADRs, são listadas na forma de ADSs na NYSE. As ADSs são registradas e entregues por um banco depositário (JPMorgan), que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como depositário tanto de nossas ADSs ordinárias 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 2023, havia 2.078.009.658 ações ordinárias em circulação e 710.021.976 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. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia de nosso Estatuto Social.

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. A LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madrid para possibilitar a negociação de títulos de capital latino-americanos denominados em euros.

No início de 2024, o valor de nossas ações<sup>7</sup> diminuiu, e em 04 de abril de 2024, o preço das nossas ações era de US\$15,52 (PBR) e US\$15,03 (PBR/A). Tanto em 2022 quanto em 2023, nossas ações superaram o IBOV na B3 e o ARCA OIL (anteriormente AMEXOIL) na NYSE. Em 2021, nossas ações superaram o desempenho do IBOV na B3 e ficaram abaixo do desempenho do ARCA OIL (anteriormente AMEXOIL) na NYSE.

<sup>7</sup> Fonte: Bloomberg. Os valores das ações neste parágrafo consideram os ajustes de dividendos.



**DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2021<sup>1</sup>**

No do Índice = 100 em 01/01/2021



Valorização em 2023:

Valor da ação em 29 de fevereiro de 2024:

Valorização LTM de 29 de fevereiro de 2024:

Ações Ordinárias (PETR3):

+ 74,7%

R\$ 41,22

+ 85,2%

Ações Preferenciais (PETR4):

+ 95,4%

R\$ 40,14

+ 109,5%

Valor de mercado<sup>2</sup>:

R\$ 531,6 bilhões / + 53,6%

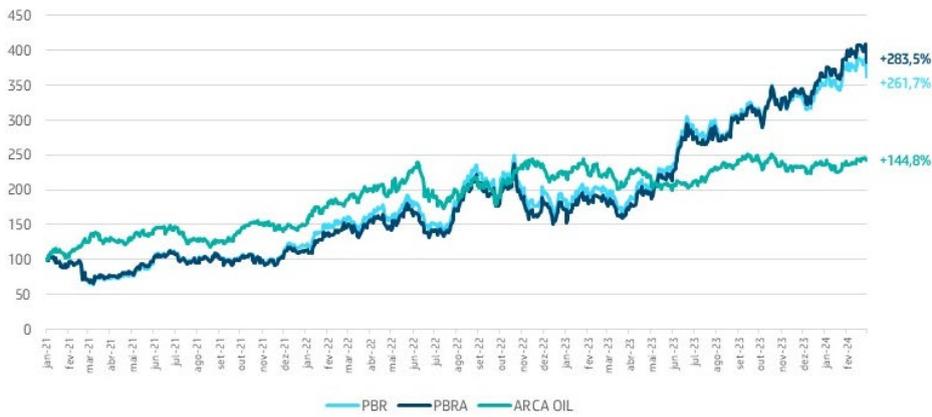
IBOV:

+ 24,9%



**DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2021<sup>1</sup>**

No do Índice = 100 em 01/01/2021



Valorização em 2023:

Valor em 29 de fevereiro de 2024:

Valorização LTM de 29 de fevereiro de 2024:

ADR's representando Ações Ordinárias (PBR):

+ 88,0%

R\$ 16,52

+ 92,5%

ADR's representando Ações Preferenciais (PBRA):

+ 110,7%

R\$ 16,17

+ 117,6%

Valor de mercado<sup>2</sup>:

R\$ 106,8 bilhões / + 60,1%

ARCA OIL:

+ 7,8%

ÓLEO BRENT<sup>2</sup>:

- 1,3%

1) Considera dividendos ajustados.  
2) Informações sobre LTM de 29 de fevereiro de 2024.  
Fonte: Bloomberg



A tabela a seguir apresenta informações sobre a propriedade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 29 de fevereiro de 2024, pelo governo federal brasileiro e certas entidades do setor público:

Acionistas	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo federal brasileiro	3.740.470.811	50,26	-	-	3.740.470.811	28,67
BNDES	-	-	135.248.258	2,41	135.248.258	1,04
BNDES Participações S.A. – BNDESPar	-	-	900.210.496	16,07	900.210.496	6,90
Todos os membros do nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e membros permanentes do nosso Conselho Fiscal <sup>(1)</sup>	161.806.937	2,17	71.865	0,00	161.878.802	1,24
Outros	3.540.176.394	47,57	4.566.512.169	81,52	8.106.688.563	62,15
<b>Total</b>	<b>7.442.454.142</b>	<b>100,00</b>	<b>5.602.042.788</b>	<b>100,00</b>	<b>13.044.496.930</b>	<b>100,00</b>

(1) Considera os critérios da CVM, que incluem as ações detidas por cônjuges dos quais não estão legalmente ou extrajudicialmente separados, parceiros conjugais, quaisquer dependentes incluídos em sua declaração de imposto de renda anual e empresas diretamente ou indiretamente controladas por eles. Não inclui a posição ocupada por membros externos dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração e membros suplentes do Conselho Fiscal.

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.

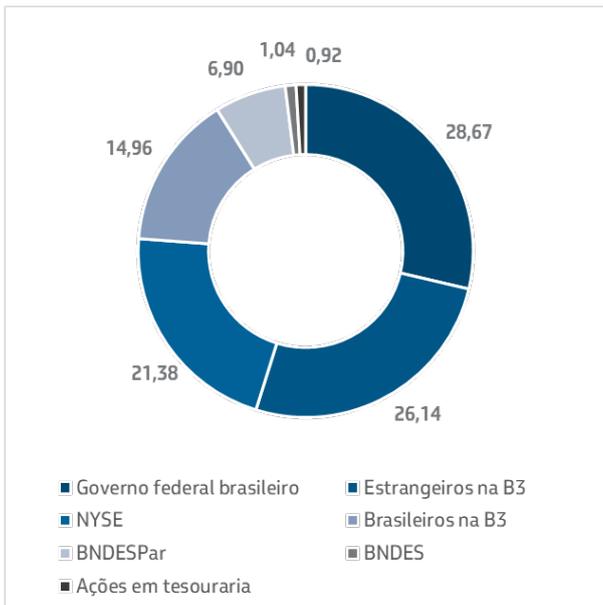
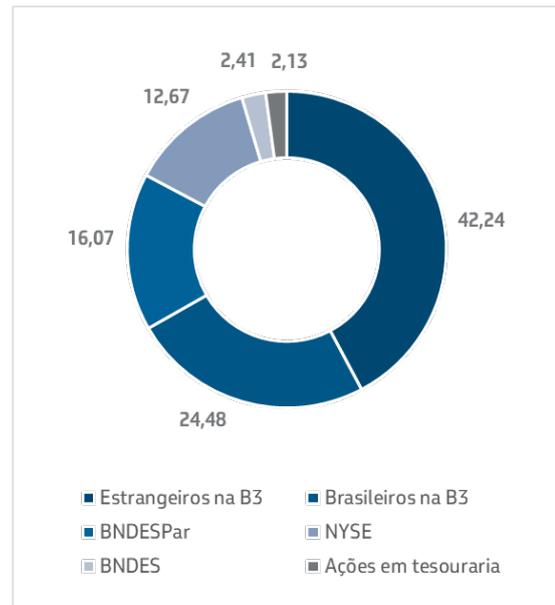
De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil e a Lei nº 13.303/16, o governo federal brasileiro é obrigado a possuir pelo menos a maioria das nossas ações com direito a voto.

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. Nosso Estatuto Social também estabelece 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 conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter para tal eleição de acordo com nosso Estatuto Social.

Além disso, nosso Estatuto Social afirma 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.

**CAPITAL SOCIAL** <sup>(1)</sup> (%)**CAPITAL NÃO VOTANTE** <sup>(1)</sup> (%)**CAPITAL VOTANTE** <sup>(1)</sup> (%)

A maioria dos nossos direitos de voto é detida pelo governo federal brasileiro, que possui 50,26% das nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre nossos acionistas em 29 de fevereiro de 2024.

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 companhia aberta brasileira, e (iii) pessoa ou grupo de pessoas que representam o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido diretamente ou indiretamente uma participação que exceda (para cima ou para baixo) o limite de 5%, ou múltiplos desse valor, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve ser divulgado por tal companhia de capital aberto, imediatamente após a aquisição ou venda de ações, para a CVM e a B3.



## Compras de ações pelo emitente e compradores afiliados

Durante o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2023, nós recomparam nossas ações. Um Programa de Recompra de Ações que abrange ações preferenciais foi aprovado pelo Conselho de Administração em 3 de agosto de 2023. O Programa é realizado no contexto da atual Política de Remuneração aos Acionistas, que foi alterada e aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, proporcionando a possibilidade de recompra de ações como forma de remunerar nossos acionistas.

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 <sup>(1)</sup>	Número máximo (ou valor aproximado em dólares) de ações que ainda podem ser adquiridas nos termos dos planos ou programas
Setembro de 2023 (06.09.2023 – 29.09.2023)	28.735.700	6,87	28.735.700	129.081.247
Outubro 2023 (02.10.2023 – 24.10.2023)	27.596.600	7,03	27.596.600	101.484.647
Novembro 2023 (10.11.2023 – 30.11.2023)	17.479.900	7,27	17.479.900	84.004.747
Dezembro 2023 (12.01.2023 – 12.27.2023)	30.251.800	7,16	30.251.800	53.752.947
<b>Total</b>	<b>104.064.000</b>	<b>7,07</b>	<b>104.064.000</b>	<b>53.752.947</b>

(1) Em 3 de agosto de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou um programa de recompra de ações, com prazo máximo de 12 meses (iniciando em 4 de agosto de 2023 e encerrando em 4 de agosto de 2024), limitado a 157.816.947.

## 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"):

- I – a pessoa que negociou valores mobiliários tem informações relevantes ainda não divulgadas e usa tais informações na referida negociação;
- II – acionistas controladores diretos ou indiretos, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, e a própria empresa com acesso a todas as informações relevantes ainda não divulgadas e negocia valores mobiliários emitidos pela empresa;
- III – as pessoas listadas no inciso II, bem como aqueles que tenham relação comercial, profissional ou de confiança com a companhia, ao terem tido acesso a informação relevante ainda não divulgada sabem que se trata de informação privilegiada;



- IV – o Administrador que se afasta da companhia dispondo de informação relevante e ainda não divulgada se vale de tal informação caso negocie valores mobiliários emitidos pela companhia no período de três meses contados do seu desligamento;
- V – 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
- VI – são relevantes as informações acerca de pedido de recuperação judicial ou extrajudicial e de falência efetuados pela própria companhia, a partir do momento em que iniciados estudos ou análises relativos a tal pedido.

### Período de Restrição

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 executivos, 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 das informações contábeis trimestrais da empresa e das demonstrações financeiras anuais. A contagem do prazo deve ser feita excluindo-se o dia da divulgação, porém os negócios com valores mobiliários só podem ser realizados nesse dia após a referida divulgação.

Essa proibição não se aplica a:

- negociações envolvendo valores mobiliários de renda fixa, quando realizadas mediante operações com compromissos conjugados de recompra pelo vendedor e de revenda pelo comprador, para liquidação em data preestabelecida, anterior ou igual à do vencimento dos títulos objeto da operação, realizadas com rentabilidade ou parâmetros de remuneração predefinidos;
- operações destinadas a cumprir obrigações assumidas antes do início do período de vedação decorrentes de empréstimos de valores mobiliários, 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 integrantes de seu grupo econômico, desde que efetuadas no curso normal de seus negócios e dentro de parâmetros preestabelecidos na política de negociação da companhia.

Além disso, a proibição independe da avaliação quanto à existência de informação relevante pendente de divulgação ou da intenção em relação à negociação.

É facultado ao Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores (“DFINRI”), independentemente de justificativa, fixar períodos em que a Companhia e as Pessoas Vinculadas não poderão negociar com Valores mobiliários da Petrobras, de suas Controladas e de suas Coligadas (que sejam companhias abertas). Caso exerça essa faculdade, o DFINRI deverá indicar expressamente o termo inicial e o termo final do Período de Bloqueio, devendo a Companhia e as Pessoas Vinculadas manter sigilo sobre tais períodos. A ausência de comunicação do DFINRI sobre Período de Bloqueio a ninguém eximirá de cumprir a presente Política, bem como as disposições da Resolução CVM nº 44/21 e demais atos normativos da CVM.



## EXCEÇÕES À VEDAÇÃO DE NEGOCIAÇÃO

Qualquer pessoa que tenha um relacionamento com uma empresa de capital aberto que o torne potencialmente sujeito às presunções referidas no § 1º do artigo 13 da Resolução CVM 44/21 pode formalizar um plano individual de investimento ou desinvestimento regulamentando suas negociações com valores mobiliários emitidos pela companhia ou referenciados a eles, a fim de afastar a aplicabilidade dessas presunções. O plano individual de investimento será regido pela Resolução CVM nº 44/21.

## Resolução de Disputas

Como uma empresa listada no Segmento Nível 2 da B3, nosso Estatuto Social prevê a resolução obrigatória de disputas, 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, nossa administração e membros do nosso Conselho Fiscal, relacionados ou decorrentes da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações aplicável, Lei nº 13.303/16, no Estatuto Social da Empresa, nas normas emitidas pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como em outras normas aplicáveis à operação do mercado de valores mobiliários em geral, além daquelas contidas no Regulamento do Segmento Nível 2, Regulamento de Arbitragem, Acordo de Participação e 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, as decisões do governo federal brasileiro exercidas em qualquer assembleia geral de acionistas, se baseadas ou relacionadas ao interesse público, não estarão 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 2023, 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 corridos 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 nosso Estatuto Social, 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. Nossos acionistas podem votar pessoalmente, na reunião, ou remotamente, antes da data da reunião. A participação eletrônica nas assembleias de acionistas não está disponível para detentores de ADRs, 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 nosso Estatuto Social. 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 corridos 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 assembleia):**

- alterar nosso Estatuto Social;
- aprovar qualquer mudança de capital;
- 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 nosso Estatuto Social, 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 ao Conselho de Administração e Conselho Fiscal; 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 nosso Estatuto Social 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 nosso Estatuto Social;
- 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.

Conforme a Lei nº 13.303/16, nenhuma decisão tomada em qualquer assembleia de acionistas pode alterar o status societário de 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 múltiplo 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 ao 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 múltiplo 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 múltiplo.

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 ordinários minoritários têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração, se um número maior de conselheiros não for eleito por tais acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo;



- 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
- 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 nosso Estatuto Social estabelece que, independentemente do exercício pelos nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de voto múltiplo, 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 nosso Estatuto Social 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 bônus de subscrição 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;



- 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 nosso Estatuto Social não prevê 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 deliberação 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 nosso Estatuto Social prevê 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 o Estatuto Social 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 bônus de subscrição (exceto em relação a uma oferta pública desses títulos, conforme estabelecido no Estatuto Social); e
- retirar-se da nossa companhia nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações do Brasil.



# Remuneração aos Acionistas

## Pagamento de Dividendos, Juros sobre Capital Próprio 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 nosso Estatuto Social e à nossa política de remuneração aos acionistas.

Nossa política revisada de remuneração aos acionistas, aprovada em 28 de julho de 2023, prevê o pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio e/ou recompra de ações emitidas pela Petrobras ("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 próprio 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 próprio, 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 próprio. Portanto, o pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio aos detentores de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos devido 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 próprio 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.

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 Ordinária:

- Estabelecemos uma remuneração mínima anual de US\$4 bilhões para os exercícios fiscais em que o preço médio do Brent for superior a US\$40/bbl, a qual poderá ser distribuída independentemente do nosso nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política.
- 1,1. A remuneração mínima anual será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto em nosso Estatuto Social.
- Em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, distribuiremos aos nossos acionistas 45% do fluxo de caixa livre, de acordo com a equação abaixo, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor previsto no item 1 e não comprometa nossa sustentabilidade financeira:



## Remuneração aos acionistas: 45% do Fluxo de Caixa Livre

**Fluxo de caixa livre:** fluxo de caixa operacional deduzidos das aquisições de ativos imobilizados intangíveis e participações societárias.

**Fluxo de caixa operacional:** recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado.

**Aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias:** pagamentos realizados por nós para a aquisição de imobilizados, intangíveis e participações societárias, apresentados na demonstração do fluxo de caixa do consolidado. As aquisições de participações societárias incluem aportes, adiantamentos para futuro aumento de capital e aquisição e/ou aumento de percentual de participação, inclusive em controladas. Não serão adicionados os recebimentos e/ou deduzidos os pagamentos de outras transações de atividades de investimentos e de financiamentos apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, assim como os pagamentos relacionados a recompra de ações emitidas por nós.

- 3. Em casos excepcionais, podemos distribuir remuneração extraordinária aos acionistas, superando 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, promover a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei nº 6.404/76 e observados os critérios definidos na política de remuneração aos acionistas. 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 nosso Estatuto Social, e não deve comprometer nossa sustentabilidade financeira a curto, médio e longo prazo.

Conforme nosso Estatuto Social, dividendos intermediários e dividendos intermediários e juros sobre capital próprio 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 próprio 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 próprio 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 próprio 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 capital próprio a detentores de ADSs ou acionistas, sejam ou não residentes no Brasil, está sujeito a impostos retidos na fonte no Brasil à alíquota de 15% ou 25%, sujeita 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 próprio, 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 próprio, 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 - Fiscal - Tributação Relativa às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais" neste relatório anual.

- **Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso Estatuto Social, 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 pode aprovar o pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio antecipados aos nossos acionistas, cujo valor está sujeito a encargos financeiros à taxa SELIC a partir da data do pagamento até o final de cada ano fiscal.
- **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.
- Nosso total de distribuições aos acionistas para 2023 está previsto para ser de US\$ 15.489 milhões e será votado na assembleia geral anual de acionistas a ser realizada em abril de 2024. Para mais informações, consulte a Nota 34.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



### Distribuição obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso Estatuto Social, 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.



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 situação 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 situação financeira permitir tais pagamentos.

## Destinação 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 dessa recomendação e decidir por outras alocações, como a alocação para as reservas estatutárias. De acordo com a legislação 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, reduzido ainda 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



duas reservas, juntamente com o saldo das outras reservas de lucro, de acordo com o art. 199 da Lei das Sociedades por Ações brasileira, não pode 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.



# 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 CMN No. 4.373, eles podem usar os pagamentos de dividendos e os proventos da venda de ações para comprar e vender títulos diretamente na B3, o que geralmente requer, entre outras etapas, o registro do investimento relevante junto ao Banco Central do Brasil. No entanto, qualquer detentor não brasileiro que se registrar na CVM de acordo com a Resolução CMN No. 4.373 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

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e realizar quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que cumpram determinados requisitos. 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 13/20.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá operar nos mercados financeiro e de capitais brasileiros.

Os títulos e outros ativos financeiros mantidos por investidores conforme a Resolução CMN No. 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma entidade devidamente



licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos mantidos conforme a Resolução CMN No. 4.373 e a Resolução CVM No. 13/20 deve ser realizada nas bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, exceto as transferências resultantes de transações privadas.

## Titulares de ADS

A Resolução CMN No. 4.373 permite que empresas brasileiras emitam recibos depositários nos mercados de câmbio estrangeiro. 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 ordinárias 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 em que um detentor de ADSs troque os ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o detentor deverá obter registro como investidor estrangeiro no Brasil de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, 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 com ações e títulos de dívida" e "Legal e Fiscal - Fiscal - Tributação Relativa às ADSs e às nossas Ações Ordinárias e Preferenciais" neste relatório anual.

## Taxas a serem pagas pelos detentores de ADSs

Os detentores de ADSs devem pagar várias taxas ao Depositário, incluindo: (i) uma taxa anual de US\$0,05 (ou menos) por ADS para administração do programa de ADR, e (ii) montantes referentes a despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos detentores de ADSs, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da lei aplicável, impostos ou outras taxas governamentais, transmissão por fax ou conversão de moeda estrangeira em dólares 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.



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 por ano
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.

# Legal e Fiscal





# Regulamentação

## Regulamentação Empresarial

### 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) Cessão Onerosa.

#### 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 informações relacionadas à Tributação no Regime de Concessão para Petróleo e Gás, consulte o item "Legal e Fiscal - Tributação" 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 concedida e, portanto, não temos mais obrigações remanescentes. O direito de preferência só se torna efetivo em (i) casos em que a proposta vencedora está acima do mínimo de óleo-lucro, caso decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos previamente manifestado interesse e (ii) casos em que a proposta vencedora esteja no óleo-lucro mínimo, 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 “óleo-lucro”, que é a receita bruta da produção de determinado campo após dedução dos *royalties* e “óleo-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 óleo-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 de produção de cinco bilhões de boe. O preço inicial do contrato pelos nossos direitos sob o Acordo de Cessão Onerosa foi de US\$ 42,5 bilhões (R\$ 74,8 bilhões), que foi pago integralmente em 1º de setembro de 2010. Consulte “Contratos Relevantes” neste relatório anual.

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.

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 de produção. Para informações relacionadas ao novo modelo de tributação da indústria de petróleo e gás (“Repetro”) consulte “Legal e Fiscal – Fiscal” neste relatório anual.



## Refino, Transporte e Marketing

No que se refere 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 produtos e/ou unidade auxiliar de uma refinaria de petróleo e uma autorização específica para operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produtos e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo (Resolução ANP nº 852/2021 substituiu a Resolução ANP nº 16/2010 de 23 de setembro de 2021). 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.

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).

Em junho de 2017, o CNPE estabeleceu diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado local de combustíveis, outros derivados de petróleo e biocombustíveis. Como parte das diretrizes, o MME lançou em 24 de abril de 2019 o programa “Abastece Brasil”, que visa desenvolver o mercado local de combustíveis no Brasil, promover a concorrência no setor, a diversificação de players, novos investimentos em refino e logística e o combate aos impostos evasão e adulteração de combustíveis.

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 Compromisso de Cessação - TCC) 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. A negociação para um novo compromisso está em andamento. Para obter mais informações sobre nosso acordo com o CADE em relação aos nossos desinvestimentos em ativos de refino, consulte “Riscos – Fatores de Risco – 6.b)” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em outubro de 2021, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo CNPE na Resolução nº 14/2020, a ANP estabeleceu o novo modelo de comercialização para aquisição de biodiesel em substituição ao respectivo procedimento licitatório que entrará em vigor até janeiro de 2022 (Resolução nº 857 /2021). Consequentemente, os produtores de biodiesel poderão ser vendidos diretamente aos distribuidores, a fim



de observar o percentual obrigatório de biodiesel no diesel e não há nenhuma outra exigência regulatória para intermediarmos essa relação comercial.

## Gás e Energia

### Leis do Gás Natural

Em 2021, o Congresso Brasileiro promulgou a Lei nº 14.134, a chamada “Nova Lei do Gás”, que revogou a Lei nº 11.909 e representa um novo marco regulatório para o mercado brasileiro de gás natural, introduzindo inovações jurídicas relevantes.

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).

Além disso, a Nova Lei do Gás garantirá segurança jurídica às normas administrativas decorrentes do Programa “Novo Mercado de Gás”, instituído pelo governo federal brasileiro em meados de 2019.

Ainda em 2021, foi publicado o Decreto nº 10,712/2021, que regulamenta a Nova Lei do Gás, e revoga formalmente o Decreto nº 7.382 e o Decreto nº 9.616.

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.

Apesar da importância da publicação da Nova Lei do Gás, esperamos novas ações da ANP para estabelecer medidas que serão necessárias para implementar a maioria das mudanças trazidas pela nova lei.

Em agosto de 2023, a ANP publicou a 3ª atualização da sua agenda regulatória para os anos 2022-2023. Para mais informações: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>.

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 julho de 2019, assinamos compromisso com o CADE (termo de compromisso de cessação) 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. A negociação para um novo compromisso está em andamento. Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, consulte “Nosso Negócio – Gestão de Portfólio” e “Riscos—Fatores de Risco—6.b)” neste relatório anual.

## Regulamentação 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 “Nosso Negócio – Refino, Transporte e Comercialização” neste relatório anual.

## Regulação Ambiental

Todas as fases do negócio do petróleo bruto e do gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis, regulamentos e requisitos de licença federais, estaduais e locais relacionados à proteção da saúde humana e do meio ambiente, e estão sob a autoridade reguladora 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, a fim de manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação permanente com as autoridades ambientais, a fim de aprimorar questões ligadas à gestão ambiental dos nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, desenhamos ações e medidas, em conjunto com o Ibama, para adequar o tratamento e descarte de água produzida em algumas de nossas plataformas *offshore*, a fim de acomodar exigências recentemente emitidas pelo Ibama. Todas essas ações estão sendo atendidas por nós nos prazos definidos com o Ibama.

Um novo plano regional está sendo desenhado pelo Ibama relacionado ao impacto social da cadeia do petróleo. Já estamos monitorando o transporte de embarcações, aeronaves, mão de obra, insumos e resíduos como primeira parte deste macroplano.

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. Porém, também é possível que essas condições sejam controladas localmente sempre que as atividades gerarem impacto local ou estiverem estabelecidas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, existe responsabilidade estrita e solidária por danos ambientais, mecanismos para aplicação de padrões ambientais e requisitos de licenciamento para atividades poluidoras.

As pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividades causem danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções criminais, civis e administrativas. As agências governamentais de proteção ambiental também podem impor sanções administrativas pelo não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- 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.



## Regulamentação Governamental

Como empresa estatal federal, estamos sujeitos a certas regras que limitam nossos investimentos e somos obrigados a apresentar nosso orçamento anual de despesas de capital (Orçamento Anual de Investimentos, ou OAI) ao ME e ao MME. Após a revisão por parte dessas autoridades governamentais, o Congresso brasileiro deverá aprovar nosso orçamento. Assim, poderá haver redução ou alteração em nossos investimentos planejados. Como resultado, talvez não consigamos implementar todos os nossos investimentos planejados, inclusive aqueles relacionados à expansão e desenvolvimento de nossos campos de petróleo e gás natural, o que poderá afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Todas as dívidas de médio e longo prazo contraídas por nós ou por nossas subsidiárias requerem a aprovação do Gerente Executivo Financeiro em conjunto com outro Gerente Executivo dentro dos parâmetros estabelecidos por nossa Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração.

As exceções são a emissão de dívida pública no mercado de capitais e obrigações de dívida com garantia e, especialmente para 2024, a emissão de debêntures quirografárias, que requer aprovação de nossos Diretores, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures garantidas, o que requer a aprovação do nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/16 exige que definamos em nosso Estatuto Social o interesse público que perseguimos e quais ações de orientação pública estamos autorizados a tomar na busca de tal interesse público. Para cumprir a Lei nº 13.303/16, alteramos nosso Estatuto Social para incluir a definição de interesse público e para declarar que o governo federal brasileiro pode orientar nossas atividades para perseguir o interesse público sob determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de petróleo e gás. Consulte “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.

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 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.



# Contratos Relevantes

## Contratos de Partilha de Produção

### Primeiro Contrato de Partilha de Produção – Primeira Rodada de Licitações de Partilha de Produção

Em 2013, um consórcio formado por nós (com 40% de participação), Shell (com 20% de participação), Total S.A. (com 20% de participação), CNODC (com 10% de participação) e CNOOC (com 10% de participação) (o “Consórcio Libra”), celebrou um contrato de partilha de produção com o governo federal brasileiro, que detém 41,65% do óleo-lucro do Consórcio Libra, a ANP, como regulador e supervisor, e a PPSA, como gestora (o “Primeiro Contrato de Partilha de Produção”). Pelo Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio Libra conquistou os direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco Libra, localizada em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Para mais informações sobre o Contrato de Partilha de Produção, vide Anexo 2.18 deste relatório anual.

### Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção – Segunda e Terceira Rodadas de Licitações de Partilha de Produção

Em 2017, adquirimos, em parceria com outras petrolíferas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Entorno de Sapinhoá; (ii) Peroba; e (iii) Alto de Cabo Frio Central, na segunda e terceira rodadas de licitações no regime de partilha de produção da ANP. Somos a operadora desses blocos (“Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção”). Em janeiro de 2018, em conjunto com nossos parceiros, a ANP, a PPSA e o governo federal brasileiro, assinamos o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo e gás natural. No regime de partilha de produção, o consórcio submete ao governo um percentual do chamado “lucro excedente do petróleo para o governo federal brasileiro”, que é aplicado sobre a receita descontada dos custos de produção e *royalties*. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo-lucro para o governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

### Quarto e Quinto Contratos de Partilha de Produção – Quarta e Quinta Rodadas de Licitações de Partilha de Produção

Em 7 de junho de 2018, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Dois Irmãos, (ii) Três Marias e (iii) Uirapuru (“Quarto Contrato de Partilha de Produção” e, juntamente com o Primeiro Contrato de Partilha de Produção Contrato e o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção, os “Contratos de Partilha de Produção”). Seremos a operadora desses três blocos adicionais em regime de partilha de produção. Segundo o regime, o consórcio submete ao governo federal brasileiro um percentual do “excedente do lucro do petróleo para o governo federal brasileiro”. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo-lucro para o governo federal brasileiro. O regulamento da licitação estabeleceu o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local. Em 28 de setembro de 2018, adquirimos o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde em regime de partilha de produção e, como consequência, seremos os operadores do contrato correspondente.



## Sexto Contrato de Partilha de Produção e Primeiro Contrato de Excedente da Cessão Onerosa– Sexta Rodada de Licitações de Partilha de Produção e Primeira Rodada de Licitações de Partilha de Produção de Excedente da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco de Itapu. Em 7 de novembro de 2019, adquirimos, em conjunto com outra empresa internacional, o bloco Aram, e seremos os operadores desse bloco. Os três contratos de partilha de produção resultantes foram todos assinados em 30 de março de 2020. Seremos os operadores desses blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador designado, em nome das partes, oferece ao governo federal brasileiro um percentual do excedente no lucro do petróleo. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo-lucro para o governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, a remuneração, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

## Segunda Rodada de Licitações de Partilha de Produção do Excedente de Cessão Onerosa

Em 17 de dezembro de 2021, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, os direitos de exploração e produção sobre os volumes excedentes nos blocos de Atapu e Sépia. Os contratos de partilha de produção foram assinados em 27 de abril de 2022 e seremos os operadores desses blocos no regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador designado, em nome das partes, oferece ao governo federal brasileiro um percentual do excedente no lucro do petróleo. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o governo federal brasileiro, uma vez que o regulamento da licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

### Termos Básicos:

Comitê operacional. Os Consórcios de Contrato de Partilha de Produção são administrados por um comitê operacional do qual participamos nós, nossos parceiros e a PPSA. A PPSA representa os interesses do governo federal brasileiro e embora não invista nos blocos, a PPSA detém 50% dos direitos de voto do comitê operacional e também tem voto de qualidade e poder de veto, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensações. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção serão conduzidas por conta e risco dos membros do consórcio. Pelas descobertas comerciais de petróleo bruto e/ou gás natural nos blocos, o consórcio terá direito a recuperar, mensalmente, (i) uma parcela da produção de petróleo e gás do bloco correspondente às suas despesas com *royalties* e (ii) o "*cost oil*" correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado aos dispêndios de capital incorridos e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do consórcio), observadas as condições, proporções e prazos previstos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, por cada descoberta comercial, os consórcios têm direito a receber, mensalmente, a sua parte do "óleo lucro", conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

### Duração:

O prazo dos Contratos de Partilha de Produção é de 35 anos.

### Fases:

Nossas atividades no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção são divididas em duas fases, conforme segue:

Fase de exploração. Esta fase compreende atividades de avaliação para fins de determinação da comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo bruto e gás natural. A fase de exploração inicia-se com a assinatura dos Contratos de Partilha de Produção e terminará a cada descoberta mediante a declaração de comercialidade. Teremos quatro anos (que poderão ser prorrogados mediante aprovação



prévia da ANP) para cumprir o programa mínimo de trabalho e demais atividades aprovadas pela ANP previstas nos Contratos de Partilha de Produção.

Fase de Produção. A fase de produção de cada descoberta específica inicia-se a partir da data da declaração de comercialidade dos consórcios à ANP e dura até o término dos Contratos de Partilha de Produção. Compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades de acordo com um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP.

#### **Programa Mínimo de Trabalho:**

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa mínimo de trabalho, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Poderemos realizar outras atividades fora do escopo do programa mínimo de trabalho, desde que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

#### **Unitização:**

Um reservatório coberto por um bloco que nos foi concedido nos Contratos de Partilha de Produção poderá se estender para áreas adjacentes fora do bloco. Nesse caso, devemos notificar a ANP imediatamente após a identificação da extensão e seremos impedidos de realizar atividades de desenvolvimento e produção dentro desse bloco, até que tenhamos negociado o acordo de unitização com o terceiro concessionário ou empreiteiro que tenha direitos sobre essa área adjacente, salvo autorização em contrário da ANP. A ANP determinará o prazo para assinatura do acordo de unitização pelas partes. Se a área adjacente não for licenciada (ou seja, não for concedida para atividades de E&P a qualquer outra parte), o governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Atendendo às exigências regulatórias, os contratos de unitização dos reservatórios partilhados de Atapu e Sépia foram assinados em 27 de abril de 2022. Dessa forma, somos os operadores das Unidades.

#### **Ambiental:**

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e a proteger o ecossistema da área objeto dos Contratos de Partilha de Produção e a evitar danos à fauna, à flora e aos recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente resultantes de nossas operações, incluindo custos relacionados a quaisquer medidas de remediação.

#### **Conteúdo Brasileiro:**

Os Contratos de Partilha de Produção especificam determinados equipamentos, bens e serviços, bem como diferentes níveis de conteúdo local exigido, de acordo com as diferentes fases dos Contratos de Partilha de Produção. Se não cumprirmos as obrigações de conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP.

#### **Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento:**

Assim que iniciarmos a produção em cada campo, os membros dos consórcios (exceto a PPSA) serão obrigados a pagar *royalties* mensais de 15% da produção de petróleo e gás natural, a serem recuperados de uma parcela da produção de petróleo e gás no bloquear. Todos os membros dos consórcios (exceto a PPSA) também serão obrigados a investir 1,0% de suas receitas brutas anuais provenientes da produção de petróleo bruto e gás natural sob os Contratos de Partilha de Produção em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustíveis.

#### **Disposições Diversas:**

Sob o regime brasileiro de partilha de produção, podemos ceder nossos direitos e obrigações inerentes à nossa participação acima de 30% nas áreas em que exercemos nosso direito de preferência para ser o operador.

Todos os membros do consórcio (exceto a PPSA) têm direito de preferência com relação à cessão de direitos e obrigações por qualquer outro membro do consórcio (exceto a PPSA).



Os Contratos de Partilha de Produção serão extintos nas seguintes circunstâncias: (i) término de seus prazos; (ii) se o programa mínimo de trabalho não tiver sido concluído até o final da fase de exploração; (iii) se não tiver havido nenhuma descoberta comercial até o final da fase de exploração; (iv) se os consorciados (exceto a PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) caso o consórcio se recuse a assinar o contrato de unitização após a determinação da ANP (cuja rescisão poderá ser total ou parcial) e (vi) qualquer outra base de rescisão descrita nos Contratos de Partilha de Produção.

Qualquer descumprimento dos Contratos de Partilha de Produção ou de qualquer regulamentação editada pela ANP poderá resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte interessada, de acordo com a legislação aplicável e os termos dos Contratos de Partilha de Produção. Se qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção for considerada pelo governo federal brasileiro como não significativa, intencional ou resultado de negligência, imprudência ou imprudência, ou se for comprovado que o consórcio trabalhou diligentemente para remediar tal violação, o governo federal brasileiro o governo poderá, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique sanções designadas às partes relevantes.

Nós e outros membros do consórcio envidaremos nossos melhores esforços para resolver quaisquer disputas. Se não formos capazes de fazê-lo, qualquer membro do consórcio poderá submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem ad hoc seguindo as regras estabelecidas pela Comissão das Nações Unidas sobre Direito Comercial Internacional ("UNCITRAL"), ou pelo consentimento das partes. No interesse, à Câmara de Comércio Internacional ("ICC") ou qualquer outra câmara de arbitragem conceituada. Caso o litígio envolva apenas entidades da administração pública, poderá ser submetido ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal, vinculada à Advocacia-Geral da União. No caso de uma disputa envolvendo direitos inegociáveis, as partes deverão submeter a disputa aos tribunais federais em Brasília, Brasil.

Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

## 1.º ciclo da Oferta Permanente em Regime de Partilha de Produção

Em 16 de dezembro de 2022, no 1º ciclo da Oferta Permanente no Regime de Partilha de Produção, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, os direitos de exploração e produção nos blocos Água Marinha e Sudoeste de Sagitário. Também adquirimos 100% dos direitos do bloco Norte de Brava. Os contratos de partilha de produção resultantes foram todos assinados em 31 de maio de 2023 e seremos os operadores desses blocos. O único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do óleo lucro para o governo federal brasileiro.

## Alteração ao Acordo de Cessão Onerosa

O Acordo de Cessão Onerosa foi assinado em 2010. Sua alteração foi aprovada em 2019 pelo TCU e pelo CNPE e nossos órgãos sociais.

As partes envolvidas discutiram diversos cenários sobre a revisão do acordo original, já que ambos poderiam ser simultaneamente credores e/ou devedores. A alteração consolida um desses cenários, resultando em um crédito de US\$ 9.058 bilhões a nosso favor, que foi integralmente pago em dezembro de 2019.

Além desse crédito, as principais alterações decorrentes do aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa foram (i) as cláusulas de conteúdo local que reduziram as exigências de conteúdo local para a fase de produção (etapas de desenvolvimento e produção) e (ii) as disposições de resolução de disputas que se tornaram semelhantes às disposições dos Contratos de Partilha de Produção das últimas rodadas de licitações da ANP.



# Processos Judiciais

Atualmente somos parte em diversos processos judiciais relacionados principalmente a questões cíveis tributárias, trabalhistas e ambientais que surgem no curso normal de nossos negócios. Estes processos envolvem pedidos de quantias substanciais de dinheiro e outras soluções. Diversas disputas individuais representam uma parte significativa do valor total das reclamações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que possamos incorrer em relação a processos pendentes. Também somos parte em outras ações relacionadas a processos administrativos, empresariais e criminais.

Alguns de nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

## Investigação Lava Jato

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação dirigida a organizações criminosas envolvidas na lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros, conhecida como Lava Jato. A investigação da Lava Jato é extremamente ampla e compreende inúmeras investigações sobre diversas práticas criminosas, abrangendo crimes e condutas cometidas por indivíduos em diferentes partes do país e em diferentes setores da economia brasileira. Em 2014, a Lava Jato passou a concentrar parte de sua investigação em irregularidades envolvendo nossos empreiteiros e fornecedores e descobriu um extenso esquema de pagamento que envolvia uma ampla gama de participantes, incluindo nossos ex-empregados. É possível que mais informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações de corrupção em andamento pelas autoridades brasileiras.

Não somos alvo da investigação Lava Jato e somos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítimas do esquema de pagamentos indevidos. Continuaremos a tomar medidas legais contra empresas e indivíduos, incluindo ex-empregados e políticos, que nos causaram danos financeiros e de imagem. Temos cooperado com o Ministério Público Federal, a Polícia Federal brasileira, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. O valor total da restituição paga a nós desde o início da Lava Jato até 31 de dezembro de 2023 foi de US\$ 1.727 milhões (mais recentemente, US\$ 109 milhões, US\$ 96 milhões e US\$ 235 milhões em 2023, 2022 e 2021, respectivamente).

Desde 2021, os tribunais superiores do Brasil têm decidido casos movidos por réus criminais em processos da Lava Jato com o objetivo de anular condenações criminais relacionadas à investigação. Como resultado, algumas condenações criminais foram anuladas. Outros processos ainda estão em andamento e seus desfechos podem afetar nossos interesses.

Para obter mais informações sobre a Lava Jato e seus impactos sobre nós, consulte “Riscos - Fatores de Risco - 1.t). Poderemos enfrentar processos adicionais relacionados à investigação Lava Jato” e Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



## Reivindicações de investidores

### Holanda: Ação Coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation (“Fundação”) moveu uma ação perante o tribunal distrital de Roterdã, na Holanda, contra nós e nossas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), PGF, nossa antiga joint venture PO&G Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns de nossos ex-diretores.

A Fundação supostamente representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e alega que, com base nos fatos apurados pela investigação da Lava Jato, os réus agiram de forma ilícita com os investidores. Com base nas alegações, a Fundação procura uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 26 de maio de 2021, após decisões intermediárias anteriores nas quais o Tribunal Holandês aceitou jurisdição sobre a maioria das sete reivindicações da Fundação, o Tribunal Holandês decidiu que a ação coletiva continuará e que a cláusula de arbitragem de nosso estatuto social não impede o acesso dos nossos acionistas aos tribunais holandeses e que a Fundação possa representar os interesses desses acionistas. Não obstante o acima exposto, o Tribunal Holandês decidiu que estão excluídos do escopo da ação os investidores que já tenham iniciado arbitragem ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 2021 e 2022, as partes apresentaram suas alegações escritas sobre o mérito do caso. O Tribunal Holandês marcou audiências para alegações orais, que ocorreram nos dias 17 e 24 de janeiro de 2023.

Em 26 de julho de 2023, o Tribunal Holandês emitiu decisão intermediária sobre o mérito, ordenando a produção de provas adicionais pelas partes. Além disso, o Tribunal Holandês expressou antecipadamente a sua decisão sobre o mérito de certas alegações, entre as quais incluem: (i) as alegações feitas contra a PIB BV, a PO&G e alguns ex-membros da administração da Companhia serão rejeitadas pelo Tribunal Holandês, (ii) o Tribunal Holandês declarou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora o Tribunal expressou que não se considera suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e luxemburguesa para decidir definitivamente sobre o mérito da ação, e (iii) as reivindicações sob a lei espanhola expiraram.

Confirmamos que a Fundação não pode pleitear indenização no âmbito da ação coletiva, porque o pedido de indenização depende não apenas do desfecho favorável da ação coletiva, mas também do resultado de possíveis ações subsequentes a serem ajuizadas por ou em nome dos investidores pela própria Fundação. No caso de tais ações subsequentes serem ajuizadas a Petrobras poderá oferecer todas as defesas já apresentadas na ação coletiva e outras que julgar cabíveis, inclusive em relação à ocorrência e quantificação de eventuais danos, os quais terão que ser comprovados. Esta ação coletiva envolve questões complexas que estão sujeitas a incertezas substanciais e dependem de uma série de fatores, tais como o âmbito da cláusula compromissória na posição da Fundação como alegada representante dos interesses dos investidores, o momento das decisões judiciais e sentenças pelo tribunal sobre questões-chave, possível recurso e procedimentos de recurso do Supremo Tribunal, e o fato de que a Fundação apenas busca tutela declaratória nesta ação coletiva.

Com base nas avaliações de nossos assessores, consideramos que não há elementos indicativos suficientes para qualificar o universo de potenciais beneficiários de qualquer decisão final desfavorável aos interesses da Petrobras, nem para quantificar os danos supostamente indenizáveis.

Atualmente, não é possível determinar se seremos responsabilizados pelo pagamento de indenização em reclamações individuais subsequentes após esta ação, pois esta avaliação depende do resultado dessas questões complexas. Além disso, não é certo quais investidores poderão apresentar queixas individuais subsequentes relacionadas a este assunto contra nós. A Fundação não pode exigir indenização por danos.



Além disso, as alegações feitas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla gama de atividades e, na fase atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o montante e o momento da resolução final destas ações. Como resultado, não podemos fazer uma estimativa confiável de eventuais perdas decorrentes desta ação. Afirmamos que somos vítimas do esquema de corrupção descoberto pela investigação da Lava Jato e pretendemos provar isso perante o Tribunal Holandês.

Continuamos a negar as acusações apresentadas pela Fundação e continuaremos a defender-nos vigorosamente.

## Outras Reivindicações relacionadas a Investidores

### Arbitragens no Brasil

Atualmente também somos parte em sete processos arbitrais movidos por investidores brasileiros e estrangeiros que adquiriram nossas ações negociadas na B3, alegando perdas financeiras causadas por fatos descobertos na Lava Jato.

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 do resultado dessas reivindicações, poderemos ter que pagar quantias substanciais, o que poderá ter um efeito significativo sobre a nossa situação financeira.

Estas arbitragens não têm julgamento definitivo pelos respectivos tribunais arbitrais. Porém, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, em 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indicou nossa responsabilidade, mas não determinou nosso pagamento de valores, nem encerrou o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em andamento, e a sentença parcial representou apenas a posição dos três árbitros de tal painel arbitral e não foi extensível às demais arbitragens existentes. Em 20 de julho de 2020, ajuizamos ação de anulação desta sentença arbitral parcial, por considerarmos que a mesma continha graves falhas e impropriedades. Em 10 de novembro de 2020, o juiz de primeira instância 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 do CAM, os casos são confidenciais. Reiteramos que continuaremos a nos defender vigorosamente, em respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens em que formos parte.

### 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 processos relacionados à Lava Jato.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral decidiu que o pedido arbitral deveria ser considerado arquivado devido à falta de pagamento da taxa arbitral pela Associação. A Associação interpôs recursos que foram rejeitados pelo tribunal de apelações em 20 de novembro de 2019. A Associação recorreu ao Supremo Tribunal Argentino que negou o recurso, e a Associação interpôs novo recurso ao Supremo Tribunal Argentino, que também foi negado. Como resultado, a arbitragem foi enviada ao Tribunal Arbitral. Esta arbitragem diz respeito à responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das



ações da Petrobras na Argentina, em decorrência da Operação Lava Jato. Não podemos fornecer uma estimativa confiável da perda potencial nesta arbitragem.

Ao mesmo tempo, a Associação também ajuizou uma ação coletiva perante o Tribunal Civil e Comercial de Buenos Aires, Argentina, contra nós, da qual tomamos conhecimento em 10 de abril de 2023. A Associação afirma que a Petrobras é responsável por uma suposta perda do valor de mercado de seus títulos na Argentina, em decorrência de denúncias feitas no âmbito da Operação Lava Jato e seus efeitos nas demonstrações financeiras da Companhia anteriores a 2015. Apresentamos nossa defesa em 30 de agosto de 2023. Negamos tais alegações e nos defenderemos vigorosamente das acusações feitas pelo autor do processo de ação coletiva. Não podemos fornecer uma estimativa confiável da perda potencial neste processo.

## Ações Penais na Argentina

Fomos acusados destas duas ações criminosas na Argentina, conforme descrito abaixo:

- Ação penal alegando descumprimento por nossa parte da obrigação de publicar como “fato relevante” no mercado argentino a existência de ação coletiva movida pela Associação, perante os Tribunais Judiciais Comerciais (Reivindicação Judicial Comercial), nos termos do disposto na Lei Argentina direito do mercado de capitais. Em 4 de março de 2021, o tribunal (Sala A da Câmara Penal Econômica) decidiu que esta ação penal deveria ser transferida do Juizado Econômico Penal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Juizado Econômico Penal nº 2 da mesma cidade. Apresentamos defesas processuais e de mérito perante o juízo criminal, mas o Juízo Econômico Penal nº 2 ainda não se pronunciou.
- Ação Penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de termos supostamente declarado dados falsos nas nossas demonstrações financeiras de 2015. Apresentamos defesa preliminar sobre o mérito, que ainda não foi considerada pelo juiz, além de defesas processuais que atualmente são objeto de recursos em instâncias recursais da Justiça argentina. Em 21 de outubro de 2021, após recurso da Associação, o Tribunal de Apelações revogou a decisão do tribunal de primeira instância que havia reconhecido nossa imunidade de jurisdição e recomendou que o tribunal de primeira instância tomasse medidas para certificar se poderíamos ser considerados criminalmente imunes na Argentina para mais reavaliação da questão. Recorremos desta decisão perante o Tribunal de Cassação e o nosso recurso foi negado. Depois que o tribunal de primeira instância negou nossa imunidade de jurisdição, recorremos ao Tribunal de Apelações. Em 27 de dezembro de 2022, o Tribunal considerou novamente prematura a decisão de primeira instância, determinando que fosse proferida uma terceira decisão. Em 30 de maio de 2023, o tribunal de primeira instância negou o reconhecimento da nossa imunidade de jurisdição. Contra essa decisão interpusemos recurso de apelação, que ainda aguarda julgamento. Em outra frente processual, em 14 de setembro de 2022, a decisão que havia reconhecido que a Associação não poderia atuar como representante dos consumidores financeiros foi reformada pelo Tribunal de Cassação após recurso da Associação. Em 2 de novembro de 2022, interpusemos recurso contra esta decisão perante a Suprema Corte Argentina, que ainda aguarda julgamento. Esta ação penal está pendente no Juizado Penal Econômico Nº 2 da cidade de Buenos Aires.

## Ação judicial movida por investidor da Sete Brasil e Procedimento de Mediação

Atualmente somos parte em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. (o “Tribunal Distrital de D.C.”) movida pela EIG em 2016, relativa à sua compra indireta de participação acionária na Sete Brasil, uma empresa criada em para construir plataformas com alto conteúdo local. Neste



processo, a EIG alega que induzimos investidores a investir na Sete Brasil e que estávamos entre os responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que ajuizou processo de recuperação judicial, no Brasil.

O Tribunal Distrital de D.C. negou o nosso pedido de rejeição por vários motivos, incluindo imunidade soberana, e decidiu que as reivindicações poderiam prosseguir para a descoberta, que é a troca de informações jurídicas e factos conhecidos de um caso entre as partes. Durante 2020 e 2021, as partes realizaram extensa descoberta de fatos e peritos, e apresentaram pedidos de julgamento sumário.

Em 8 de agosto de 2022, o Tribunal Distrital de D.C. emitiu uma decisão nos responsabilizando pelas reivindicações dos demandantes, mas negou a moção de julgamento sumário dos demandantes com relação aos danos, e qualquer concessão de indenização sobre essas reivindicações terá que ser provada pela EIG em julgamento. Na mesma decisão, o Tribunal Distrital de D.C. negou nosso pedido de julgamento sumário para rejeitar todas as reivindicações dos demandantes devido à nossa imunidade de jurisdição e decisão adiada sobre duas questões processuais. Em 18 de agosto de 2022, entramos com uma notificação de recurso para informar ao Tribunal que pretendemos apelar da rejeição do nosso pedido de rejeição.

Em 26 de agosto de 2022, solicitamos a suspensão da ação até o julgamento do referido recurso, sendo a suspensão concedida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

Uma argumentação oral ocorreu em 17 de outubro de 2023 perante os juízes de apelação do Tribunal de Apelações dos Estados Unidos para o Circuito do Distrito de Columbia. No momento, estamos aguardando a decisão sobre o recurso por nós interposto.

Em outra frente processual iniciada pela EIG, em 26 de agosto de 2022 a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos nossos na Holanda. A concessão foi fundamentada na decisão da Corte Distrital de Columbia de 8 de agosto de 2022 e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte americano mencionado acima. Apenas para o fim dessa cautelar, a Corte Distrital de Amsterdã limitou os pedidos da EIG em um total de cerca de US\$ 297,2 milhões, embora a Corte norte-americana tenha decidido que qualquer concessão de indenização dependerá da comprovação de danos pela EIG em audiência de julgamento. Há algumas discussões sobre o escopo dos bens bloqueados pela EIG, mas não há nenhum processo pendente a esse respeito na Holanda. Tal bloqueio cautelar não impede o cumprimento de nossas obrigações e de suas subsidiárias perante terceiros.

Também fomos parte em arbitragens no Brasil movidas por investidores da Sete Brasil. Uma delas foi concluída em 2017 e as demais arbitragens foram encerradas em 2020. Em 2017 e 2020, foram-nos concedidas duas sentenças arbitrais favoráveis. Em 1º de abril de 2020, 29 de julho de 2020 e 17 de dezembro de 2020, divulgamos a liquidação de outras três arbitragens relacionadas ao investimento na Sete Brasil.

Além disso, como resultado de uma mediação extrajudicial iniciada em 2017 no Brasil, em 2019 nosso Conselho de Administração aprovou os termos finais de um acordo a ser celebrado entre nós e a Sete Brasil, cujos principais termos incluem: (i) manutenção dos contratos de operação e afretamento referentes a quatro sondas de perfuração, com rescisão dos contratos firmados em relação às outras vinte e quatro sondas de perfuração; (ii) os contratos terão vigência de dez anos, com taxa diária de US\$ 299 mil, incluindo o afretamento e operação das unidades; (iii) e nossa remoção e remoção de nossas subsidiárias da estrutura acionária das empresas do Grupo Sete Brasil e FIP Sondagens até que não tenhamos mais ações em tal empresa; e (iv) a consequente dissolução de todos os demais contratos que não sejam compatíveis com os termos do acordo. Magni Partners deverá fretar as plataformas para nós e as plataformas serão operadas pela Etesco.

Em 2020, o acordo de liquidação foi assinado pela PNBV, pela Sete Brasil, por outras empresas do grupo e por nós, no entanto, a Sete Brasil nos notificou no final de janeiro de 2021 que certas condições exigidas não seriam cumpridas antes do prazo final de 31 de janeiro de 2021. Com isso, nossa Diretoria Executiva autorizou o início de uma nova negociação com a Sete Brasil. Os termos do novo eventual acordo foram submetidos à análise da governança interna.

Não detemos mais qualquer participação direta ou indireta nas empresas do Grupo Sete Brasil.



## Outros Processos Judiciais

### Processos Judiciais e Processos Administrativos no TCU – Desinvestimentos

Existem alguns processos judiciais (principalmente ações cíveis), que alegam uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos processos, e em alguns casos o preço de compra, para a venda de participações em empresas controladas e ativos, como direitos de exploração e produção em campos de petróleo e gás (licitações de desinvestimento). Algumas licitações foram suspensas em virtude de liminares concedidas em análise preliminar, as quais foram revertidas após apresentação de contestações e/ou recursos. Embora os referidos processos judiciais ainda estejam pendentes de decisão final, não há liminar que impeça qualquer licitação de desinvestimento.

Existem ações e processos constitucionais movidos perante o Supremo Tribunal Federal questionando a constitucionalidade do Decreto nº 9,188/2017, que estabelece regras para desinvestimentos de ativos e afiliadas controladas por sociedades de economia mista federais, incluindo nós, e nossos desinvestimentos. Em 27 de junho de 2018, foi concedida liminar pelo Ministro do Supremo Tribunal Ricardo Lewandowski na Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 5624 MC/DF, o que presumivelmente poderá afetar nossos desinvestimentos. Em 6 de junho de 2019, o tribunal revisou parcialmente a liminar na medida em que as empresas estatais podem vender seu controle societário em empresas afiliadas, desde que tais empresas estatais tenham recebido autorização geral para fazê-lo por sua lei de constituição e que o processo de alienação seja competitivo e executado de acordo com os princípios constitucionais aplicáveis à administração pública, nos termos do Decreto Federal nº 9,188/2017. Embora essas ações e processos ainda estejam em andamento no Supremo Tribunal Federal, atualmente não há decisões que impeçam a alienação de ativos e coligadas controladas ou que considerem nossos desinvestimentos inconstitucionais.

Ainda, destacamos que há Ação Direta de Inconstitucionalidade ajuizada contra o Decreto Federal nº 9.355/18 (“Decreto Federal”) que visa a suspensão imediata de seus efeitos e a declaração de inconstitucionalidade por suposto desrespeito ao disposto nos artigos 28 a 84 da Lei nº 13.303/16 e os princípios da legalidade, da moralidade, da impessoalidade e da eficiência (Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI -5942).

Em 19 de dezembro de 2018, foi concedida liminar para suspender a eficácia do Decreto Federal e nos ordenar a seguir as regras da Lei nº 13.303/16 em relação aos procedimentos para a cessão de direitos de exploração e produção no Brasil (“Decisão”). Em 11 de janeiro de 2019, o Presidente do Supremo Tribunal Federal concedeu liminar para suspender os efeitos da Decisão até o julgamento pelo plenário do tribunal, que ocorreu em sessões virtuais em outubro de 2020. O tribunal julgou improcedente o pedido por decisão publicada no Diário Oficial da União em 8 de fevereiro de 2021.

Com relação ao TCU, todos os projetos incluídos em nossa carteira de desinvestimentos (excluindo parcerias e aquisições, sujeitas a outro conjunto de regras) seguem a metodologia considerada adequada pelo TCU no âmbito do procedimento administrativo TC-013.056/2016 -6, que é objeto do TC-002.273/2022-5. Nossos projetos de desinvestimento foram analisados e encaminhados ao TCU através dos procedimentos administrativos TC-009.508/2019-8 (relativo a 2019-2020) e TC-016.559/2021-5 (relativo a 2021-2022). Recentemente, o TCU iniciou o procedimento administrativo TC-008.244/2023-5, que pretende avaliar a aderência dos projetos de desinvestimentos em vigor durante o biênio 2023-2024, conforme metodologia de desinvestimentos. A metodologia mais atualizada entrou em vigor em 12 de agosto de 2021.

### Processos Trabalhistas

#### RMNR

Existem diversas ações judiciais relativas à Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (“RMNR”) com o objetivo de revisão de seus critérios de cálculo.



A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida ao quadro de empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Esta política de remuneração foi criada e implementada em 2007, como resultado de negociação coletiva com representantes sindicais e aprovação em assembleias de empregados, e só foi contestada três anos após a sua implementação. A questão em disputa é se devem ser incluídos regimes de trabalho adicionais e condições especiais de trabalho como complemento ao RMNR.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho (“TST”) decidiu contra nós e interpusse recurso contra sua decisão. O Supremo Tribunal Federal (“STF”) suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo TST e pediu a suspensão nacional dos processos em curso relativos à RMNR.

Em 2021, o Ministro Relator do STF reconheceu a validade do acordo coletivo livremente celebrado entre nós e os sindicatos, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho. Foi interposto recurso de apelação contra a decisão do Juiz Relator.

Em 2023, a Primeira Turma do STF, por 3 votos a 1, reconheceu a validade do acordo coletivo livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos, no que diz respeito à metodologia de cálculo para cálculo da remuneração dos nossos empregados. O acórdão foi publicado oficialmente em janeiro de 2024. Após esta decisão, foram apresentados embargos de declaração. No entanto, em março de 2024, estes foram indeferidos por unanimidade, confirmando assim a decisão inicial.

### Taxa aplicável

Como vários juízes consideraram inconstitucional a aplicação da alíquota prevista em lei (Taxa Referencial), o assunto foi remetido ao STF. Em dezembro de 2020, o STF decidiu que, no contencioso trabalhista, a taxa IPCA-E deverá ser aplicada até a data de início do processo, e a taxa SELIC deverá ser aplicada a partir da data de início do processo. O efeito nas nossas maiores provisões, incluindo provisões de RMNR, já está considerado nos nossos resultados.

### Unificação de Campos

Apresentamos quatro 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). A arbitragem do Parque das Baleias foi extinta por meio de acordo firmado entre as partes.

No caso da arbitragem Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o tribunal arbitral reconheceu sua competência para decidir sobre a unificação de tais campos. A ANP ajuizou ação visando anular a sentença arbitral, e a Justiça Federal do Rio de Janeiro permitiu que a arbitragem continuasse até a audiência.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, uma liminar judicial a mantém suspensa. Interpusse recurso de apelação no Superior Tribunal de Justiça (“STJ”).

Além disso, o consórcio BM-S-11, formado com Shell e Petrogal, do qual somos operadora, contestou a decisão da ANP de unificar os campos de Tupi e Cernambi. A suspensão da arbitragem foi recentemente revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça brasileiro. O BM-S-11 apresentou petição para permitir a continuidade da arbitragem.

### Petros

Desde 2013, ações classificadas como “Ações Coletivas Petros” foram movidas por sindicatos e associações ligadas à Petros, pelas quais estamos sendo processados para contribuir diretamente com o plano de previdência, suspensão do plano de equacionamento, pagamento de aumento de benefícios aos participantes e beneficiários, pagamento de todas as insuficiências atuariais e financeiras do plano e valor



econômico estimado dos participantes na solução dos déficits acumulados da entidade com base em alegação de fraude e má gestão da Petros.

Há também ações movidas pela Petros contra nós, solicitando i) pagamento de contribuições para um empregado reintegrado (o que foi resolvido por acordo), ii) pagamento de contribuições patronais para aumento de benefícios judiciais e iii) pagamento de valores para recompor a reserva matemática. Ajuizamos ação judicial contra a Petros para obter o reembolso de valores pagos por nós em decorrência de decisões judiciais segundo as quais a Petrobras e a Petros teriam responsabilidade solidária e também ajuizamos ação de prestação de contas em razão de acordos (Convênio Petrobras x Petros – 1984 e Convênio Petrobras x Petros – 1986) assinados por nós e pela Petros.

Não há decisões finais sobre os processos acima mencionados na data deste relatório anual.

## Distribuidoras de Gás Natural

Desde dezembro de 2021, fomos processados por algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas. Os pedidos da ação buscam a prorrogação dos prazos dos contratos de fornecimento de gás natural que teriam expirado em dezembro de 2021. Como os preços do gás natural apresentaram grande aumento nos últimos meses de 2021, oferecemos às distribuidoras de gás natural propostas de novos contratos com preços alinhados ao atual mercado de gás natural. Contudo, algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas pretendem evitar os preços ajustados alegando que abusamos do nosso poder econômico. Em alguns casos, os juízes concederam a liminar para manter os preços dos contratos anteriores. Conseguimos celebrar acordos para resolver as arbitragens e ações judiciais, exceto em dois casos, um dos quais está suspenso para permitir que as partes busquem um acordo.

## Ambiental

O Ibama emitiu multas em decorrência de 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 nos foi desfavorável. Apelamos e a decisão sobre nosso recurso ao Tribunal Superior está pendente.

Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 19 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 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.



# Fiscal

## Estratégia Fiscal e Efeito dos Impostos sobre o Nosso Lucro

Em janeiro de 2023, nosso Conselho de Administração aprovou uma Política Tributária, alinhada ao aprimoramento contínuo de nossa governança, estabelecendo princípios e diretrizes.

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 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, quando exigido por lei.

Nossa estratégia tributária delinea o cumprimento das leis tributárias do Brasil e de outros países, onde atuamos como uma corporação que influencia o ambiente econômico e social do qual fazemos parte. Visamos também o relacionamento com autoridades fiscais e demais autoridades públicas de forma ética e transparente, pautada no respeito mútuo, na cooperação e no cumprimento do Código de Conduta Ética da Petrobras. Considerando que somos os maiores contribuintes do Brasil, nossas operações podem resultar em diversos efeitos na arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, bem como na participação 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 “Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás” abaixo e “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 foi promulgada a Emenda Constitucional (EC) nº 132/2023, que institui a Reforma Tributária sobre o Consumo, a ser implementada a partir de 2026.

Como principais medidas, a EC criou a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto sobre Bens 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 Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e Imposto sobre Serviços (ISS). Além disso, a EC também criou o Imposto Seletivo (IS). A implementação destes novos impostos requer a promulgação de leis complementares e outras regulamentações legais.

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.

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 as nossas atividades através da implementação do Pilar II em países-alvo que seguem as Diretrizes da OCDE (como EUA, Holanda e Espanha). No caso dos Estados Unidos, a Lei de Redução da Inflação de 2022 introduziu um Imposto Mínimo Alternativo Corporativo (CAMT, na sigla em inglês) de 15% do “rendimento das demonstrações financeiras ajustadas” em vigor para exercícios fiscais iniciados em 2023. 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 alterações na legislação de preços de transferência trazidas pela Medida Provisória nº 1.152, publicada em 29 de dezembro de 2022, convertida na Lei nº 14.596 publicada em 14 de junho de 2023.

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](http://www.petrobras.com.br/ri).

## Participação Governamental 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.

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e em função dos contratos de concessão celebrados com a ANP, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

- *Royalties* estabelecidos nos contratos de concessão a uma alíquota que varia de 5% a 15% da receita bruta de produção com base nos preços de referência do petróleo bruto ou do gás natural estabelecidos pela ANP em seus atos normativos. Ao estabelecer as taxas de *royalties*, a ANP também considera os riscos geológicos e os níveis de produtividade esperados para cada concessão. A maior parte da nossa produção de petróleo bruto paga atualmente a taxa máxima de *royalties*.
- 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 leva em consideração a receita bruta (volume de produção de petróleo e gás multiplicado pelo preço) de cada campo de produção, com base nos preços de referência do petróleo bruto ou do gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705/1998 e regulamentos da ANP, descontados os *royalties* pagos, investimentos exploratórios, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2023, foram realizados pagamentos dessa participação governamental em 12 de nossos campos, a saber, Barracuda, Berbigão, Jubarte, Leste do Urucu, Marlim Leste, Marlim Sul, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Sururu, Tartaruga Verde e Tupi.
- O bônus de assinatura corresponde ao valor pago pelo licitante vencedor no ato da assinatura do contrato, podendo ser pré-definido ou ofertado, observados os valores mínimos divulgados nos editais de licitação.
- 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 12.351/2010 também exigem que os produtores de campos terrestres paguem aos proprietários uma parcela equivalente a um percentual de participação que varia de 0,5% a 1,0% da produção do campo, a critério da ANP.

A seguir, descrevemos como funciona a participação governamental em cada um dos diferentes regimes de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos com os quais lidamos.

## REGIMES REGULATÓRIOS:

### CONCESSÃO

- Contratação por processo licitatório.
- Governo federal brasileiro concede direito de exploração às empresas vencedoras.
- A produção é da concessionária.

### CESSÃO ONEROSA

- Petrobras contratada diretamente para produção.
- Direito de produzir até 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

### PARTILHA DE PRODUÇÃO

- Regime específico para áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas.
- 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 Governamental	Frequência	Concessão	Partilha	Cessão Onerosa
<i>Royalties</i>	Mensalmente	10% sobre o faturamento bruto do campo, que pode ser reduzido em até 5%	15% sobre a receita bruta do campo	10% sobre a receita bruta do campo
Participação Especial	Trimestralmente	Alíquotas de zero a 40% (nominal) sobre a receita líquida dos campos com alta produção	Não aplicável	Não aplicável
Bônus de Assinatura	Mediante contrato assinatura	Valor oferecido pelas empresas na licitação	Valor predefinido	Não aplicável
Retenção de Área	Anualmente	Valor por Km <sup>2</sup> definido no edital e contrato de concessão (atualizado pelo índice IGP DI)	Não aplicável	Não aplicável



## Modelo de Tributação da Indústria de Petróleo e Gás (Repetro-SPED)

Em 28 de dezembro de 2017, o governo federal brasileiro promulgou a Lei nº 13.586, que delineou um novo modelo de tributação para a indústria 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 2020.

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 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.

## Tributação Relativa 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 potenciais compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs deverão 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 Fiscais Brasileiras

### Em 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 de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 ou sob a Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e se envolvam em quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que atendidos determinados requisitos. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou sediadas 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.

Em 1º de outubro de 2020, a Resolução CMN nº 4.852 alterou a Resolução nº 4.373, permitindo à CVM desobrigar os investidores pessoas físicas não residentes da obrigação de obter registro na CVM.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros nos termos da Resolução CMN nº 4.373 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de 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.

### Tributação de Dividendos

De modo geral, os dividendos pagos por nós, incluindo dividendos em ações e outros dividendos pagos em propriedade ao Depositário em relação às ADSs, ou a um detentor não brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos à retenção de imposto de renda no Brasil, na medida em que tais valores estejam relacionados a lucros gerados após 1º de janeiro de 1996.

Devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo detentores não brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos a pagar a eles, atualizados pela taxa SELIC, desde o final de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento de esses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados receita 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. No entanto, quando o beneficiário for um titular não brasileiro, de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373, a alíquota geral aplicável do 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 impor imposto de renda ou impô-lo a uma alíquota máxima de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permite o acesso a informações relativas à composição acionária das pessoas jurídicas, à sua titularidade ou à identidade do beneficiário efetivo dos rendimentos atribuídos aos acionistas (a "Regra de Não Transparência"), quando a alíquota de imposto de renda retida na fonte aplicável será de 25%. Consulte "Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre



Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula” neste relatório anual.

### Tributação sobre Juros sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio aos titulares 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 à alíquota de 15% no momento que registramos tal obrigação, independentemente de o efetivo ou não o pagamento é feito naquele momento. Consulte “Informações aos Acionistas – Remuneração aos Acionistas – Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros 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 “Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula” 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 com tributação baixa ou nula, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham sido registradas no Banco Central do Brasil e na CVM nos termos da Resolução CMN nº 4.373; e (ii) qualquer outro detentor não brasileiro, incluindo detentores não brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução CMN nº 4.373 (incluindo registro nos termos da Lei nº 4.131/1962) e que sejam residentes ou domiciliados em uma região de Jurisdição Fiscal Baixa ou Nula. Consulte “Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula” 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 à 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 alegar que tal tributação não é aplicável com relação a detentores não brasileiros registrados sob as regras da Resolução CMN nº 4.373 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula.



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:

- isento de imposto de renda quando o titular não brasileiro (i) tiver registrado seu investimento de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 e (ii) não for residente ou domiciliado em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula;
- 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, incluindo o caso de ganho de capital realizado por titular não brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, 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 “Fiscal – Tributação de Dividendos – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula” 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.

Nenhuma garantia pode ser feita de que o atual tratamento preferencial aos detentores não brasileiros de ADSs e a alguns detentores não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, continuará a ser aplicado no futuro.

## Regras Adicionais Relativas à Tributação de Ganhos

Em 16 de março de 2016, o governo federal brasileiro converteu a Medida Provisória nº 692 na Lei nº 13.259, que estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis a ganhos de capital decorrentes da alienação de ativos por pessoas físicas brasileiras. A Lei nº 13.259 prevê novas alíquotas que variam de 15% a 22,5% dependendo do valor do ganho reconhecido pela pessoa física brasileira, sendo elas: (i) 15% sobre ganhos não superiores a 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 superiores a 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 Detentores Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição com Tributação Baixa ou Nula

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, salvo circunstâncias limitadas prescritas, os rendimentos provenientes de transações realizadas por pessoa residente ou domiciliada em Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula estarão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte 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 – 2023), 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 operações de câmbio, a alíquota do IOF/Câmbio é de 0,38%. 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%. Esta alíquota de 0% se aplica a pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos feitos por um detentor não brasileiro, conforme descrito na Resolução CMN nº 4.373. As autoridades fiscais



brasileiras poderão aumentar tais alíquotas a qualquer momento, até 25% do valor da operação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

### Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários (“IOF/Títulos”)

A legislação tributária brasileira impõe IOF/Títulos sobre transações envolvendo ações, 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 titular 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 devido por um titular não brasileiro que obtenha registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário que representa esse titular, é elegível para registro no Banco Central do Brasil; e tal registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa de mercado comercial, adquirida com o produto das distribuições e valores realizados com relação às alienações de tais 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 da retirada; 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.

## 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 é baseado no Código da Receita Federal dos EUA de 1986, conforme alterado (o “Código”), seu histórico legislativo, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos EUA promulgados de acordo com o mesmo, decisões publicadas pelo Serviço de Receita Interna dos EUA (“IRS”), e decisões judiciais, todas em vigor nesta data, e todas sujeitas a alterações ou interpretações divergentes, 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 um 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 ADSs.



## Tributação de Distribuições

O montante de qualquer dinheiro e o valor de qualquer bem que distribuimos, que seja pago a partir de nossos ganhos 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 perda ou ganho cambial em moeda estrangeira, 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 montante 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, na sigla em inglês). As ADSs estão listadas na NYSE e serão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que assim sejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e em dados relevantes de mercado e de acionistas, acreditamos que não devemos ser tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal dos EUA com relação ao ano fiscal de 2023 ou 2022. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e em nossas expectativas atuais em 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 para nosso exercício fiscal de 2024. Com base nas orientações existentes, não está claro se os dividendos recebidos em relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias ações não estão listadas em uma bolsa 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.

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 novos requisitos adotados pelo IRS em regulamentos promulgados em dezembro de 2021 e qualquer imposto brasileiro precisará satisfazer esses requisitos para ser elegível para ser um imposto creditável para um titular 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 EUA. Conseqüentemente, 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 Segurança

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 montante 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 um valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US\$ 75.000 em qualquer momento durante o ano fiscal são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seus impostos retornos, atualmente no Formulário 8938, 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 participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados 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 potenciais investidores devem consultar os seus próprios consultores fiscais relativamente à aplicação destas regras ao seu investimento, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

## 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

O que se segue é um resumo geral desta seção que apenas descreve certas consequências fiscais holandesas relevantes para os detentores de notas que não são residentes nem considerados residentes nos Países Baixos em conexão com a aquisição, propriedade e alienação de notas em uma empresa holandesa. 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 capital próprio para efeitos 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 da participação econômica em uma ou mais notas;
- 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 uma participação benéfica nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições legais de acordo com em que 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.



## Tributo retido

Todos os pagamentos de juros e principal feitos por ou em nome da PGF sob as notas aos titulares de notas podem ser feitos livres de 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 do mesmo ou dentro dele, exceto que o imposto retido na fonte holandês a uma alíquota de 25,8% (taxa para 2023 e 2024) pode ser aplicado em relação aos pagamentos de juros feitos ou considerados feitos por ou em nome da PGF, se tais pagamentos são feitos ou considerados como sendo feitos a uma entidade relacionada (*gelieerd*) à PGF (dentro do significado da Lei Holandesa de Imposto Retido na Fonte de 2021, *Wet Bronbelasting 2021*, consulte 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 do Imposto sobre o Rendimento das Sociedades; *Wet op de vennootschapsbeuring 1969*), se e na medida em que (x) existir um participante no híbrido inverso que detenha uma Participação Qualificada em o híbrido reverso, (y) a jurisdição de residência do participante que detém a Participação Qualificada no híbrido reverso trata o híbrido reverso como transparente para fins fiscais e (z) esse participante estaria sujeito à retenção na fonte holandesa em relação aos pagamentos de juros sem a interposição do híbrido reverso; ou
- 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 uma Participação Qualificada (conforme definido abaixo) na PGF; ou
- A PGF tem Participação Qualificada nessa entidade; ou
- um terceiro tenha uma Participação Qualificada 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 outro decisões da entidade, como as decisões da PGF, e permite-lhe determinar as atividades da outra entidade (na acepção 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 uma participação substancial (*aanmerkelijk belang*) ou considerada participação 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 uma participação 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. Uma participação considerada substancial pode surgir se uma participação substancial (ou parte dele) tiver sido alienada, ou for considerada como tendo sido alienada, 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 isentos 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 titular 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;
- 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 esse titular for uma pessoa física, tais rendimentos ou ganhos de capital não constituem “benefícios de atividades diversas na Holanda” (*resultaat uit overige werkzaamheden na Holanda*), incluindo, sem limitação, atividades na Holanda com relação às notas que excedem “ativo normal gestão” (*normaal, actief vermogensbeheer*);
- se esse titular for uma entidade, o titular não tem direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem a um co-participação sobre o patrimônio líquido de uma empresa que seja efetivamente gerida nos Países Baixos, a não ser através de títulos, e a que empresa as notas são 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.

### 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 devidas por nós, enquanto garantidores residentes no Brasil a um não residente geralmente estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte. A alíquota de imposto de renda retido na fonte em relação aos pagamentos de juros é geralmente (no caso de rendimentos fixos - Veja "Tributação de Dividendos") de 15%, a menos que (i) o detentor 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, à propriedade dos investimentos, ou ao beneficiário final dos ganhos distribuídos ao não residente - "jurisdição de paraíso fiscal"), caso em que a alíquota aplicável é de 25%, ou (ii) uma outra alíquota menor conforme previsto em um tratado fiscal 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.

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 0,38%. 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 Estados Unidos

O resumo a seguir apresenta considerações relevantes para o imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser aplicáveis ao detentor 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.**

### 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 a limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto retido na fonte sobre juros pago no Brasil à taxa aplicável ao Detentor dos EUA pode ser elegível para crédito contra a responsabilidade do imposto de renda federal dos EUA desse Detentor dos EUA. Essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem novos requisitos adotados pelo IRS em regulamentações promulgadas em dezembro de 2021, e qualquer imposto brasileiro precisará satisfazer esses requisitos para ser elegível 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 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 detentor dos EUA geralmente não terá direito a crédito de qualquer imposto brasileiro imposto sobre a venda ou outra disposição das Notas contra a responsabilidade fiscal federal dos EUA desse detentor dos EUA, exceto no caso de um detentor dos EUA que consistentemente opta por aplicar uma versão modificada das regras de crédito tributário estrangeiro dos EUA que é permitido sob orientação temporária recentemente emitida e cumpre com 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 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 um valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US\$ 75.000 em qualquer momento durante o ano fiscal são geralmente obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seus impostos retornos, atualmente no Formulário 8938, 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 participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados 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 investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a aplicação dessas regras ao seu investimento nas notas, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.

# Informações Adicionais





## Lista de Anexos

Nº	Descrição
1.1	Estatuto Social alterado da Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras, datados de 30 de novembro de 2023.
2.1	Contrato, datada de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.9 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Form F-3, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 18 de dezembro de 2006 (Arquivos Nos. 333-139459 e 333-139459-01)).
2.2	Quarto Contrato Suplementar, datada de 30 de outubro de 2009, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente aos Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporada por referência ao Anexo 2.36 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2010 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.38 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2010 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.4	Descrição dos Valores Mobiliários.
2.5	Contrato de Cessão Onerosa, datado de 3 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o governo federal brasileiro e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 2.47 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 26 de maio de 2011 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.6	Décimo Contrato Suplementar, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras, o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, o The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e o The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, referente aos Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 12 de dezembro de 2011 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.7	Garantia para os Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 12 de dezembro de 2011 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.8	Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações ordinárias da Petrobras (File Nos. 001-15106).
2.9	Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e titulares registrados e beneficiários efetivo de tempos em tempos das ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras, e Formulário de ADR evidenciando ADSs representando as ações preferenciais da Petrobras (File Nos. 333-235803 and 001-15106).



Nº	Descrição
2.10	Sétimo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente aos Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.11	Garantia Aditada e Consolidada para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.12	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada, entre outros, aos Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 e aos Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041 (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 dos Estados Unidos em 2 de abril de 2012 (Arquivos Nos. 001-15106 e 001-33121)).
2.13	Contrato, datado de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (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 dos Estados Unidos em 29 de agosto de 2012 (Arquivos Nos. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
2.14	Terceiro Contrato Suplementar, datado de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, 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 Global Notes de 5,375% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 1º de outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)).
2.15	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 1º de outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)).
2.16	Sétimo Contrato Suplementar, datado de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada aos Global Notes de 5,625% com vencimento em 2043 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)).
2.17	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 20 de maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)).
2.18	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., CNODC 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 dos Estados Unidos em 30 de abril de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.19	Décimo Segundo Contrato Suplementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como



Nº	Descrição
	agente pagador no Luxemburgo, relacionada aos Global Notes de 4,750% com vencimento em 2025 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.20	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, 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 Global Notes de 6,625% com vencimento em 2034 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.21	Garantia para os Global Notes de 4,750% com vencimento em 2025, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.22	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.23	Décimo Sexto Contrato Suplementar, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente aos Global Notes de 6,250% com vencimento em 2024 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.24	Décimo Sétimo Contrato Suplementar, datado de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, referente aos Global Notes de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.25	Garantia para os Global Notes de 6,250% com vencimento em 2024, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.26	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de março de 2014 (Arquivo No. 001-15106)).
2.27	Décimo Quarto Contrato Suplementar, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada, entre outros, aos Global Notes de 6.250% com vencimento em 2026, Global Notes de 6.875% com vencimento em 2040 e Global Notes de 6.750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, enviado à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.28	Primeiro Contrato Suplementar às Garantias, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa, entre outros, aos Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026, Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 e Global Notes 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 dos Estados Unidos em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.29	Vigésimo Contrato 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 Agente Fiduciário, referente aos



Nº	Descrição
	Global Notes de 6,850% com vencimento em 2115 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 5 de junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.30	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 5 de junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)).
2.31	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar ao Contrato de Emissão, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relativa aos Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 23 de maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.32	Garantia para os Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 23 de maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.33	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar e Revisão do Contrato Suplementar, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, referente aos Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 13 de julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.34	Garantia Aditada e Consolidada para os Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como fiel depositário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 13 de julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)).
2.35	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar, datado de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Global Notes de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 17 de janeiro de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.36	Garantia Aditada e Consolidada para os Global Notes 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 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.37	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, referente aos Global Notes de 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.38	Décimo Sétimo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário, relacionada aos Global Notes de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)).
2.39	Garantia Aditada e Consolidada, datada de 22 de maio de 2017, da Garantia Amendada e Restabelecida dos Global Notes de 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do



Nº	Descrição
	Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos em 22 de maio de 2017 (Arquivo No. 001-15106)).
2.40	Contrato, datado de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de agente fiduciário, referente aos Global Notes de 5,299% com vencimento em 2025.
2.41	Contrato, datado de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de agente fiduciário, referente aos Global Notes de 5,999% com vencimento em 2028.
2.42	Garantia para os Global Notes de 5,299% com vencimento em 2025, datada de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.96 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários em 27 de julho de 2018 (Arquivo No. 333-226375)).
2.43	Garantia para os Global Notes de 5,999% com vencimento em 2028, datada de 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, na qualidade de Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.97 do Form 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários em 27 de julho de 2018 (Arquivo No. 333-226375)).
2.44	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar ao Contrato, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionada às Notas Globais de 5,750% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)).
2.45	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)).
2.46	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (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 e Câmbio em 28 de agosto de 2018 (Arquivos Nos. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.47	Contrato, datado de 28 de agosto de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (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 e Câmbio em 28 de agosto de 2018 (Arquivos Nos. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.48	Garantia Aditada e Consolidada para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2.49	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar Aditado e Consolidado para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2.50	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).



Nº	Descrição
2.51	Primeiro Contrato Suplementar para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.6 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 19 de março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)).
2.52	Contrato, datado de 18 de setembro de 2019, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (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 e Câmbio em 6 de julho de 2020 (alterado em 28 de julho de 2020) (Arquivos Nos. 333-239714 e 333-239714-01)).
2.53	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (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)).
2.54	Segundo Contrato Suplementar para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.55	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.56	Terceiro Contrato Suplementar para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.57	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de junho de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.58	Segundo Contrato Suplementar Aditado e Consolidado para os Global Notes de 5,600% com vencimento em 2031, datado de 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 21 de outubro de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.59	Garantia Aditada e Consolidada para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 21 de outubro de 2020 (Arquivo No. 001-15106)).
2.60	Quarto Contrato Suplementar para os Global Notes de 5,500% com vencimento em 2051, datado de 10 de junho de 2021, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 10 de junho de 2021 (Arquivo No. 001-15106)).
2.61	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.3 do do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 10 de junho de 2021 (Arquivo No. 001-15106)).



Nº	Descrição
2.62	Quinto Contrato Suplementar dos Global Notes de 6,500% com vencimento em 2033, datado de 3 de julho de 2023, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de julho de 2023 (Arquivo No. 001-15106)).
2.63	Garantia para os Global Notes 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 Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.3 do Form 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 3 de julho de 2023 (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 dos EUA em 14 de julho de 2000 (Arquivo No. 333-12298)). Este foi um documento físico arquivado 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 dos Estados Unidos em 14 de julho de 2000 (Arquivo No. 333-12298)). Este foi um documento físico arquivado e não está disponível no site da SEC. Até o momento, onze 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.
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.
15.2	Carta de consentimento da DeGolyer and MacNaughton.
15.3	Produção de hidrocarbonetos por área geográfica.
15.4	Lista de Nossas Embarcações.
17.1	Garantidores Subsidiários e Emissores de Valores Mobiliários com Garantias.
97.1	Política de Clawback da Petrobras (File No: 001-15106).
97.2	Política de Clawback da PGF.
99.1	Relatório de Terceiros da DeGolyer and MacNaughton.
101.INS	Documento de Exemplificação 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.



Nº	Descrição
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 da Petrobras, nenhum dos quais, individualmente, autoriza títulos em um montante total que exceda 10% do total de ativos da Petrobras. A Petrobras concorda em fornecer à SEC cópias de tais instrumentos ou acordos omitidos mediante solicitação.



## Assinaturas

O registrante certifica por meio deste que atende a todos os requisitos para arquivamento do Form 20-F e assegurou a devida assinatura deste relatório anual em seu nome pelos signatários devidamente autorizados na Cidade do Rio de Janeiro , em 11 de abril de 2024.

Petróleo Brasileiro S.A. — PETROBRAS

Por:         /s/ Jean Paul Terra Prates

Nome: Jean Paul Terra Prates

Cargo: Diretor-Presidente

Por:         /s/ Sergio Caetano Leite

Nome: Sergio Caetano Leite

Título: Diretor Financeiro e Diretor de Relações  
com Investidores



# Abreviações

bbbl	Barris
bbbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhão de pés cúbicos
bn	Bilhão (mil milhões)
bnbbbl	Bilhão de barris
bncf	Bilhão de pés cúbicos
bnm <sup>3</sup>	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 <sub>2e</sub> /boe	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por barril de óleo equivalente.
KgCO <sub>2e</sub> /CWT	Um quilograma de dióxido de carbono equivalente por tonelada ponderado pela complexidade
km	Quilômetro
km <sup>2</sup>	Quilômetro quadrado
m <sup>3</sup>	Metro quadrado
(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
mm <sup>3</sup>	Mil metros cúbicos
mm <sup>3</sup> /d	Mil metros cúbicos por dia
mm <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	Milhão de metros cúbicos
mmm <sup>3</sup> /d	Milhão de metros cúbicos por dia
mmt	Milhão de toneladas métricas
mmt/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 <sub>2</sub> e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
t/d	Toneladas métricas por dia
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
US\$	Dólar
/d	Por dia



## Tabela de conversão

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0.004.047 km <sup>2</sup>
1 barril	=	42 galões americanos	=	Aproximadamente 0,13 toneladas de petróleo
1 boe	=	1 barril equivalente de petróleo bruto	=	5.615,65 cf de gás natural <sup>8</sup>
1 m <sup>3</sup> 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 (considerando um índice de gravidade de pressão atmosférica de 37°API)

<sup>8</sup> Em 2023, padronizamos a conversão do volume de gás para petróleo equivalente, sendo 5.615 ft<sup>3</sup> = 1 boe. É equivalente de acordo com as conversões utilizadas no Brasil. As quantidades dos anos anteriores foram recalculadas com a nova conversão.



## Referência Cruzada do 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	22
	Visão Geral	23
<b>PARTE I</b>		
<b>Item 1.</b>	Identidade dos Conselheiros, Alta Administração e Consultores	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 2.</b>	Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 3.</b>	Principais Informações	
	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) 30
<b>Item 4.</b>	Informações sobre a Companhia	
	A. História e desenvolvimento da companhia	Quem Somos (Quem Somos; Visão Geral); Aviso Legal (Documentos em Exposição) 23, 24; 8
	B. Visão geral do negócio	Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Exploração & Produção; Refino, Transporte & Comercialização; Gás & Energias de Baixo Carbono; Gestão de Portfólio); Plano Estratégico; Legal e Fiscal (Regulamentação); Legal e Fiscal (Contratos Relevantes) 24; 63, 101, 125, 144; 151; 274, 280
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão Geral); Apêndice 8.1 - Lista de Subsidiárias 24
	D. Ativo imobilizado	Nossos Negócios; Plano Estratégico; Legal e Fiscal (Regulamentação) 62; 151; 274
<b>Item 4A.</b>	Comentários não Resolvidos da Equipe	<i>Não há</i>
<b>Item 5.</b>	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	
	A. Resultados Operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e financeiras 186
	B. Liquidez e recursos de capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 195
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças, etc.	Ambiental, Social e Governança (Responsabilidade Social; Governança Corporativa) 174, 179
	D. Informações sobre tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e financeiras 62; 29; 186
	E. Estimativas Contábeis Críticas	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 195



Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
<b>Item 6.</b>	Conselheiros, Alta Administração e Empregados	
	A. Conselheiros e Alta Administração	Administração e Empregados (Administração) 210
	B. Remuneração	Administração e Empregados (Administração) 210
	C. Práticas do Conselho	Administração e Empregados (Administração) 210
	D. Empregados	Administração e Empregados (Empregados) 231
	E. Propriedade acionária	Informações dos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Administração e Empregados (Administração) 251, 253; 210
	F. Divulgação da ação do registrante para recuperar uma compensação concedida erroneamente	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 7.</b>	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	
	A. Principais Acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 253
	B. Transações com Partes Relacionadas	Conformidade e Controles Internos (Transações com Partes Relacionadas) 246
	C. Interesses de peritos e advogados	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 8.</b>	Informações Financeiras	
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações financeiras; Legal e Fiscal (Processos Judiciais); Informações aos Acionistas F-1; 284; 250
	B. Mudanças Significativas	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 9.</b>	Oferta e listagem	
	A. Detalhes da oferta e listagem	<i>Não aplicável</i>
	B. Plano de distribuição	<i>Não aplicável</i>
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem) 251
	D. Acionistas vendedores	<i>Não aplicável</i>
	E. Diluição	<i>Não aplicável</i>
	F. Despesas da emissão	<i>Não aplicável</i>
<b>Item 10.</b>	Informações adicionais	<i>Não aplicável</i>
	A. Capital social	<i>Não aplicável</i>
	B. Memorando e contrato social	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa); Administração e Empregados; Informações aos Acionistas; Anexo 1.1; Anexo 2.4 179; 209; 250
	C. Contratos materiais	Legal e Fiscal (Contratos Relevantes) 280
	D. Controles cambiais	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais para Acionistas Não Brasileiros) 270
	E. Tributação	Legal e Fiscal (Fiscal) 292
	F. Dividendos e agentes pagadores	<i>Não aplicável</i>
	G. Declaração de peritos	<i>Não aplicável</i>
	H. Documentos em exposição	Aviso legal 6
	I. Informações de Subsidiárias	<i>Não aplicável</i>



Legendas do Form 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	J. Relatório Anual aos Detentores de Valores Mobiliários	<i>Não aplicável</i>
Item 11.	Divulgações qualitativas e quantitativas sobre risco de mercado	Riscos (Divulgações Sobre Risco de Mercado) 54
Item 12.	Descrição de valores mobiliários que não sejam ações	
	A. Títulos de dívida	<i>Não aplicável</i>
	B. Garantias e Direitos	<i>Não aplicável</i>
	C. Outros Valores Mobiliários	<i>Não aplicável</i>
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas 250
<b>PARTE II</b>		
Item 13.	Incumprimentos, dividendos em atraso e inadimplência	<i>Não há</i>
Item 14.	Modificações materiais nos direitos dos detentores de valores mobiliários e uso das receitas	<i>Não há</i>
Item 15.	Controles e Procedimentos	Conformidade e Controles Internos (Controles e Procedimentos) 248
Item 16.	Reservado	<i>Não aplicável</i>
	A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 210
	B. Código de Ética	Conformidade e Controles Internos (Conformidade) 241
	C. Honorários e Serviços do Contador Principal	Administração e Empregados (Administração) 210
	D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 210
	E. Aquisições de Valores Mobiliários pelo Emitente e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 253
	F. Mudança no Contador Certificador do Registrante	<i>Não aplicável</i>
	G. Governança Corporativa	Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa) 179
	H. Divulgação de Segurança em Minas	<i>Não aplicável</i>
	I. Divulgação sobre jurisdições estrangeiras que impedem inspeções	<i>Não aplicável</i>
	K. Divulgação de Segurança Cibernética	Riscos (Divulgação de Segurança Cibernética) 57
<b>PARTE III</b>		
Item 17.	Demonstrações Financeiras	<i>Não aplicável</i>
Item 18.	Demonstrações Financeiras	Demonstrações Financeiras F-1
Item 19.	Anexos	Anexos 315
		Assinaturas 323
		Abreviações 324
		Tabela de Conversão 326
		Referência Cruzada ao Form 20-F 327

# Demonstrações Financeiras



# *Demonstrações Financeiras Consolidadas*

*PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS*

*Em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021  
com o relatório de revisão dos auditores  
independentes registrados no PCAOB*

*(Tradução livre do original emitido em inglês)*



<b>BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO</b> .....	F-3
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA</b> .....	F-4
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA</b> .....	F-5
<b>DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA</b> .....	F-6
<b>DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA</b> .....	F-7
1. <b>A companhia e suas operações</b> .....	F-8
2. <b>Base de elaboração</b> .....	F-9
3. <b>Práticas contábeis materiais</b> .....	F-9
4. <b>Estimativas contábeis e julgamentos relevantes</b> .....	F-9
5. <b>Mudanças Climáticas</b> .....	F-17
6. <b>Novas normas e interpretações</b> .....	F-24
7. <b>Gestão de capital</b> .....	F-25
8. <b>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</b> .....	F-25
9. <b>Receita de vendas</b> .....	F-27
10. <b>Custos e Despesas por natureza</b> .....	F-30
11. <b>Outras receitas (despesas) operacionais líquidas</b> .....	F-31
12. <b>Resultado financeiro líquido</b> .....	F-32
13. <b>Informações por Segmento</b> .....	F-33
14. <b>Contas a receber</b> .....	F-39
15. <b>Estoques</b> .....	F-41
16. <b>Fornecedores</b> .....	F-43
17. <b>Tributos</b> .....	F-43
18. <b>Benefícios a empregados</b> .....	F-49
19. <b>Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências</b> .....	F-66
20. <b>Provisões para desmantelamento de áreas</b> .....	F-76
21. <b>Outros ativos e passivos</b> .....	F-78
22. <b>Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia</b> .....	F-80
23. <b>Compromisso de compra de gás natural</b> .....	F-81
24. <b>Imobilizado</b> .....	F-82
25. <b>Intangível</b> .....	F-86
26. <b>Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)</b> .....	F-89
27. <b>Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural</b> .....	F-96
28. <b>Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo</b> .....	F-98
29. <b>Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção</b> .....	F-99
30. <b>Investimentos</b> .....	F-102
31. <b>Venda de ativos e outras operações</b> .....	F-105
32. <b>Financiamentos</b> .....	F-110
33. <b>Arrendamentos</b> .....	F-114
34. <b>Patrimônio Líquido</b> .....	F-116
35. <b>Gerenciamento de riscos</b> .....	F-122
36. <b>Partes relacionadas</b> .....	F-131
37. <b>Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa</b> .....	F-136
38. <b>Eventos subsequentes</b> .....	F-137
<b>Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)</b> .....	F-138
<b>Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros</b> .....	F-152
<b>Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)</b> .....	F-153

**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO**  
**PETROBRAS**

Em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

<b>Ativo</b>	<b>Nota</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Caixa e equivalentes de caixa	8	12.727	7.996
Títulos e valores mobiliários	8	2.819	2.773
Contas a receber, líquidas	14	6.135	5.010
Estoques	15	7.681	8.779
Imposto de renda e contribuição social	17	218	165
Impostos e contribuições	17	960	1.142
Outros ativos	21	1.570	1.777
		<b>32.110</b>	<b>27.642</b>
Ativos classificados como mantidos para venda	31	335	3.608
<b>Ativo circulante</b>		<b>32.445</b>	<b>31.250</b>
Contas a receber, líquidas	14	1.847	2.440
Títulos e valores mobiliários	8	2.409	1.564
Depósitos judiciais	19	14.746	11.053
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	965	832
Impostos e contribuições	17	4.516	3.778
Outros ativos	21	2.315	1.553
Ativo realizável a longo prazo		26.798	21.220
Investimentos	30	1.358	1.566
Imobilizado	24	153.424	130.169
Intangível	25	3.042	2.986
<b>Ativo não circulante</b>		<b>184.622</b>	<b>155.941</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>217.067</b>	<b>187.191</b>
<b>Passivo</b>	<b>Nota</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Fornecedores	16	4.813	5.464
Financiamentos	32	4.322	3.576
Arrendamentos	33	7.200	5.557
Imposto de renda e contribuição social	17	1.300	2.883
Impostos e contribuições	17	4.166	3.048
Dividendos propostos	34	3.539	4.171
Provisão para desmantelamento de áreas	20	2.032	-
Benefícios a empregados	18	2.932	2.215
Outros passivos	21	3.015	3.001
		<b>33.319</b>	<b>29.915</b>
Passivos associados a ativos mantidos para venda	31	541	1.465
<b>Passivo circulante</b>		<b>33.860</b>	<b>31.380</b>
Financiamentos	32	24.479	26.378
Arrendamentos	33	26.599	18.288
Imposto de renda e contribuição social	17	299	302
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	10.910	6.750
Benefícios a empregados	18	15.579	10.675
Provisão para processos judiciais e administrativos	19	3.305	3.010
Provisão para desmantelamento de áreas	20	21.171	18.600
Outros passivos	21	1.890	1.972
<b>Passivo não circulante</b>		<b>104.232</b>	<b>85.975</b>
<b>Passivo circulante e não circulante</b>		<b>138.092</b>	<b>117.355</b>
Capital subscrito e integralizado	34	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		410	1.144
Reservas de lucros	34	72.641	66.434
Outros resultados abranquentes		(101.569)	(105.187)
Atribuído aos acionistas da controladora		78.583	69.492
Atribuído aos acionistas não controladores	30	392	344
<b>Patrimônio líquido</b>		<b>78.975</b>	<b>69.836</b>
<b>Total do passivo</b>		<b>217.067</b>	<b>187.191</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA  
PETROBRAS**

Anos terminados em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2023	2022	2021
Receita de vendas	9	102.409	124.474	83.966
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(48.435)	(59.486)	(43.164)
<b>Lucro bruto</b>		<b>53.974</b>	<b>64.988</b>	<b>40.802</b>
<b>Despesas</b>				
Vendas	10	(5.038)	(4.931)	(4.229)
Gerais e administrativas	10	(1.594)	(1.332)	(1.176)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	27	(982)	(887)	(687)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(726)	(792)	(563)
Tributárias		(890)	(439)	(406)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - Impairment	26	(2.680)	(1.315)	3.190
<b>Outras receitas (despesas) operacionais líquidas</b>	<b>11</b>	<b>(4.031)</b>	<b>1.822</b>	<b>653</b>
		<b>(15.941)</b>	<b>(7.874)</b>	<b>(3.218)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos</b>		<b>38.033</b>	<b>57.114</b>	<b>37.584</b>
Receitas financeiras		2.169	1.832	821
Despesas financeiras		(3.922)	(3.500)	(5.150)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(580)	(2.172)	(6.637)
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>12</b>	<b>(2.333)</b>	<b>(3.840)</b>	<b>(10.966)</b>
<b>Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>30</b>	<b>(304)</b>	<b>251</b>	<b>1.607</b>
<b>Lucro antes dos tributos sobre o lucro</b>		<b>35.396</b>	<b>53.525</b>	<b>28.225</b>
Imposto de renda e contribuição social	17	(10.401)	(16.770)	(8.239)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>24.995</b>	<b>36.755</b>	<b>19.986</b>
Acionistas da Petrobras		24.884	36.623	19.875
Acionistas não controladores		111	132	111
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	34	1,91	2,81	1,52

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA**  
**PETROBRAS**

Anos terminados em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	2023	2022	2021
Lucro líquido do período		24.995	36.755	19.986
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	18			
Reconhecidos no patrimônio líquido		(3.574)	(1.583)	5.169
Imposto de renda e contribuição social diferidos		271	212	(1.340)
		(3.303)	(1.371)	3.829
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	35			
Reconhecidos no patrimônio líquido		4.554	5.223	(3.949)
Transferidos para o resultado		3.763	4.871	4.585
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(2.830)	(3.432)	(215)
		5.487	6.662	421
Ajustes de conversão em investidas <sup>(1)</sup>				
Reconhecidos no patrimônio líquido		1.186	975	(1.314)
Transferidos para o resultado		-	-	41
		1.186	975	(1.273)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	30			
Reconhecidos no patrimônio líquido		267	219	22
Outros resultados abrangentes:		3.637	6.485	2.999
<b>Resultado Abrangente Total</b>		<b>28.632</b>	<b>43.240</b>	<b>22.985</b>
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras		28.502	43.084	22.961
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores		130	156	24

(1) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

## DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2023	2022	2021
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>			
Lucro líquido do período	24.995	36.755	19.986
Ajustes para:			
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	18	1.542	2.098
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	30	304	(1.607)
Depreciação, depleção e amortização	37	13.280	13.218
Perda (reversão), líquida no valor de recuperação de ativos - Impairment	26	2.680	1.315
Ajuste a valor realizável líquido	15	(7)	11
Perdas (reversões), líquidas, de crédito esperadas		40	65
Baixa de poços	27	421	691
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(1.295)	(1.144)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		2.498	4.557
Imposto de renda e contribuição social	17	10.401	16.770
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		2.052	745
Recuperação de PIS e COFINS - Exclusão de ICMS na base de cálculo		-	(1)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(284)	(4.286)
Assunção de participação em concessões		-	-
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(415)	(629)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	797	1.362
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber		88	355
Estoques		1.564	(1.217)
Depósitos judiciais		(1.723)	(1.709)
Outros ativos		324	(413)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores		(954)	(359)
Impostos e contribuições		(431)	(2.441)
Planos de pensão e de saúde		(927)	(2.130)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(591)	(380)
Outros benefícios a empregados		356	(182)
Provisão para desmantelamento de áreas		(902)	(602)
Outros passivos		(569)	(95)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(10.032)	(11.516)	(2.138)
<b>Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais</b>	<b>43.212</b>	<b>49.717</b>	<b>37.791</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de investimentos</b>			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(12.114)	(9.581)	(6.325)
Aquisição de participações societárias	(24)	(27)	(24)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos	3.606	4.846	4.783
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação	391	7.284	2.938
Investimentos resgates em títulos e valores mobiliários	98	(3.328)	4
Dividendos recebidos	88	374	781
<b>Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos</b>	<b>(7.955)</b>	<b>(432)</b>	<b>2.157</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamentos</b>			
Participação de acionistas não controladores		1	63
Captações	32	2.210	2.880
Amortizações de principal - financiamentos	32	(4.193)	(9.334)
Amortizações de juros - financiamentos	32	(1.978)	(1.850)
Amortizações de arrendamentos	33	(6.286)	(5.430)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	34	(19.670)	(37.701)
Recompra de ações	34	(735)	-
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(49)	(81)
<b>Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos</b>	<b>(30.700)</b>	<b>(51.453)</b>	<b>(40.791)</b>
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	174	(316)	(402)
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício</b>	<b>4.731</b>	<b>(2.484)</b>	<b>(1.245)</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício</b>	<b>7.996</b>	<b>10.480</b>	<b>11.725</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício</b>	<b>12.727</b>	<b>7.996</b>	<b>10.480</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA**  
**PETROBRAS**

Em 31 de dezembro de 2023, 2022 e 2021 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões		Transações de Capital	Outros resultados abrangentes (déficit) e custo atribuído				Reservas de Lucros								
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações		Ajuste Acumulado de Conversão	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutárias	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
<b>Saldo em 1 de janeiro de 2021</b>	107.380	(279)	1.064	(73.936)	(24.590)	(15.034)	(1.174)	8.813	2.900	1.102	51.974	1.128	-	59.348	528	59.876
		107.101	1.064				(114.734)					65.917	-	59.348	528	59.876
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Transação de capital	-	-	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	(40)	39
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.875	19.875	111	19.986
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(1.186)	421	3.829	22	-	-	-	-	-	-	3.086	(87)	2.999
Destinações:																
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.128)	-	(1.128)	-	(1.128)
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	956	184	118	388	-	(1.646)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(312)	6.688	(18.229)	(11.853)	(109)	(11.962)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2021</b>	107.380	(279)	1.143	(75.122)	(24.169)	(11.205)	(1.152)	9.769	3.084	1.220	52.050	6.688	-	69.407	405	69.812
		107.101	1.143				(111.648)					72.811	-	69.407	405	69.812
Transação de capital	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	(146)	(145)
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.623	36.623	132	36.755
Outros resultados abrangentes	-	-	-	951	6.662	(1.371)	219	-	-	-	-	-	-	6.461	24	6.485
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	-	11
Destinações:																
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.688)	-	(6.688)	-	(6.688)
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	1.805	197	457	71	-	(2.530)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.083)	6.864	(34.104)	(36.323)	(71)	(36.394)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	107.380	(279)	1.144	(74.171)	(17.507)	(12.576)	(933)	11.574	3.281	1.677	43.038	6.864	-	69.492	344	69.836
		107.101	1.144				(105.187)					66.434	-	69.492	344	69.836
Ações em Tesouraria	-	-	(735)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(735)	-	(735)
Transação de capital	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.884	24.884	111	24.995
Outros resultados abrangentes	-	-	-	1.167	5.487	(3.303)	267	-	-	-	-	-	-	3.618	19	3.637
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-	7
Destinações:																
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.864)	-	(6.864)	-	(6.864)
Aprop. do lucro em reservas	-	-	-	-	-	-	-	1.272	8.544	321	-	-	(10.137)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.934	(14.754)	(11.820)	(83)	(11.903)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	107.380	(279)	410	(73.004)	(12.020)	(15.879)	(666)	12.846	11.825	1.998	43.038	2.934	-	78.583	392	78.975
		107.101	410				(101.569)					72.641	-	78.583	392	78.975

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

## **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), pelo Estatuto Jurídico das Estatais (Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016), 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, 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 2. Base de elaboração

### 2.1. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas

Essas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidos 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.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 11 de abril de 2024, 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.

Real x Dólar norte-americano	Dez/23	Set/23	Jun/23	Mar/23	Dez/22	Set/22	Jun/22	Mar/22	Dez/21	Set/21	Jun/21	Mar/21
Taxa média trimestral	4,96	4,88	4,95	5,20	5,26	5,25	4,93	5,23	5,59	5,23	5,29	5,48
Taxa ao final do período	4,84	5,01	4,82	5,08	5,22	5,41	5,24	4,74	5,58	5,44	5,00	5,70

## 3. Práticas contábeis materiais

Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, as práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

## 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 27 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 (*Impairment*)**

### **4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas**

Os testes de *impairment* 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.

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 26.

#### **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 Estratégico 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

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 Índex).

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 26 apresenta as estimativas de preços e câmbio.

#### 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 26 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 anual, 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. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, 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 2023, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 33 campos e 15 polos.
- ii. Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam ativos que deixaram de operar com plataformas, sondas de perfuração que não estão associadas a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

#### **b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC):**

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada de tais ativos, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do 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.
- ii. UGC Utilidades Itaboraí: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3.
- iii. UGC Polo GasLub: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.
- iv. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
- v. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- vii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: representam as fábricas hibernadas de fertilizantes e nitrogenados;
- viii. Demais UGCs: ativos no exterior 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. UGC SIP Integrado: 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 Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).
- ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.
- iii. UGC Energia: 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. Demais UGCs: ativos no exterior 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;
- v. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. 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 fornecimento de cada usina, assim como os resultados alcançados (nos leilões) nas vendas e a oferta de matéria-prima; e
- vi. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 26.

### 4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

Conforme apresentado na nota explicativa 24, 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 – 18.3.2 - 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.

Essas e outras premissas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

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 18.3.6 e 18.3.7, 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 19.

#### **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 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.

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.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 20.

#### **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 ainda 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 caixas 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 33 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 Estratégico corrente e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

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 35.2.2, 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 Estratégico, 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 35.2.2.

#### 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 as interpretações das autoridades fiscais diverjam 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 IRPJ e CSLL. 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 correntes ou diferidos. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

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 correntes ou diferidos.

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 17.1.

#### **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. Tais acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, complementos que podem ser devidos à Companhia, conforme condições descritas na nota explicativa 25.2.

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 29) e desinvestimentos, com procedimentos alinhados à legislação vigente e órgãos reguladores. Em algumas dessas transações, também estão previstos recebimentos condicionados a cláusulas contratuais (nota explicativa 31.4).

### **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).

Os riscos de transição decorrem dos esforços para a transição para uma economia de baixo carbono. Nessa categoria, a companhia identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados de afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Risco	Descrição	Horizonte de tempo <sup>(2)</sup>
Mercado	No mundo: aumento da demanda por energia e produtos com menor intensidade de carbono levando à redução da demanda por petróleo e consequente queda de preços dos produtos fósseis. Preferência por produtos fósseis com menor intensidade de Gases de Efeito Estufa (GEE) nos processos produtivos.  No Brasil: a demanda de nossos produtos pode ser afetada especialmente pelo aumento da demanda por combustíveis alternativos, também estimulados por Políticas Públicas como o programa RENOVABIO <sup>(1)</sup> , entre outros.	Médio a longo prazo
Tecnológico	Perda de competitividade pela não implementação ou implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio a longo prazo
Regulatório	Aumento de exigências de controle das emissões de GEE nos processos de licenciamento, que podem causar restrições operacionais e penalidades financeiras às nossas atividades.  Complementação da regulação para a adoção de um instrumento de precificação de carbono no Brasil, considerando os seus diversos aspectos e possíveis formatações.	Médio a longo prazo
Legal e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação por não atendimento de compromissos climáticos.	Médio prazo.

(1) Política Nacional de Biocombustíveis, visando aumentar a produção e uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira.

(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).

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 identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados de afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

Risco	Descrição	Horizonte de tempo <sup>(1)</sup>
Escassez hídrica	Redução de disponibilidade hídrica afetando instalações onshore.	Médio a Longo Prazo
Alterações meteorológicas	Mudanças em padrões de ventos, ondas, correntes podem alterar as condições de operacionalidade de nossos ativos.	Longo prazo

(1) Critério adotado para o horizonte de tempo: curto prazo (1 ano), médio prazo (entre 1 e 5 anos) e longo prazo (após 5 anos).

### 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 Planejamento Estratégico (PE) da Petrobras:

- 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 24 e 25).

Conforme especificado no tópico a seguir, a companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Planejamento Estratégico aprovado pelo Conselho de Administração, plano 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 GEE (escopos 1 e 2) 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### a) Risco de transição para economia de baixo carbono

A transição para economia de baixo carbono traz riscos de mercado, tecnológicos, regulatórios e legais e reputacionais, que foram considerados na elaboração do Planejamento Estratégico 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;
- Redução das emissões de GEE;
- 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 PE são afetados negativamente.

Em 2023, 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. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do Planejamento Estratégico da companhia, considera que as fontes fósseis, que atualmente representam aproximadamente 80% das fontes primárias de energia, passarão a representar algo próximo a 55% em 2050. Já a participação do petróleo, cairá dos atuais 29%, para algo mais próximo de 21%.

O preço do Brent considerado no cenário de referência do Planejamento Estratégico reduz de US\$ 80/Barril em 2024 para US\$ 65/Barril em 2050. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do Planejamento Estratégico da companhia, podem ser encontradas na nota explicativa 26. Na tabela a seguir são comparados os preços de petróleo utilizados no cenário de referência do Planejamento Estratégico para os anos de 2030 e 2050 com aqueles previstos nos cenários Announced Pledges Scenario (APS) e Net Zero Emission (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE):

Preço do Brent US\$/Barril	2030	2050
PE	65	65
APS	74	60
NZE	42	25

De acordo com a AIE, o cenário APS 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 elas 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 NZE, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO<sub>2</sub> até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 °C (com pelo menos 50% de probabilidade).

Adicionalmente, o PE inclui ações da companhia para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono, tais como projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de baixo carbono e projetos de descarbonização das operações. Tais ações visam responder aos riscos de transição, bem como refletir as oportunidades climáticas.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

Nas estimativas contábeis da companhia não foi incorporada a incidência do preço de carbono. No momento, existem incertezas a respeito da forma e da dinâmica de um futuro mercado de carbono no Brasil, não existindo informações suficientes e confiáveis que permitam considerar o impacto do preço do carbono.

#### 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.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a projetada no PE 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.

Adicionalmente, avanços no estabelecimento de um mercado regulado de carbono no Brasil pode tornar necessária a incorporação do preço de carbono nos cálculos do valor em uso a ser 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, calculamos 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.

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 Companhia, sobre a perda de recuperabilidade reconhecida pela companhia, conforme divulgada na nota explicativa 26, teria uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 696 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 6.611 no cenário NZE, concentrado 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 o lucro líquido.

Dado que o preço do carbono não foi incorporado às estimativas contábeis da companhia, calculamos 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, um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO<sub>2</sub> a partir de 2028 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US\$10/ CO<sub>2</sub> de 2024 à 2030, US\$ 31/ CO<sub>2</sub> em 2035, US\$ 52/ CO<sub>2</sub> em 2040, US\$ 73/ CO<sub>2</sub> em 2045 e US\$ 95/ CO<sub>2</sub> em 2050, incluindo isenções de emissões 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 Companhia teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 182.

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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### 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 2023, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Companhia totalizou US\$ 23.202, conforme detalhado na nota explicativa 20. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de US\$ 48.787.

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.

Durante o ano de 2023, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuíssem potencial para alterar o prazo de desmantelamento dos ativos da Companhia, bem como não foram identificados gatilhos que acelerassem as datas esperadas de desmantelamento dos ativos da companhia em razão das suas metas climáticas e sua ambição de neutralizar as emissões líquidas operacionais de GEE (Escopos 1 e 2) até 2050.

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\$ 1.101, US\$ 3.385 e US\$ 5.478, 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. Maiores detalhes sobre as consequências de tais impactos estão descritos na nota explicativa 35.2.2 (a), envolvendo as exportações futuras da companhia (prática contábil).

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no PE, conforme detalhado na 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.

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 não ser necessário reclassificar valores de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado em nenhum dos cenários simulados.

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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### 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 no 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 2023, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de US\$ 105.498. Desse conjunto, os ativos depreciados ou amortizados pelo método linear não possuem vida útil se encerrando em ou após 2050. Quanto aos ativos depletados pelo método das unidades produzidas, estima-se que 4 campos localizados na Bahia, com valores contábeis de US\$ 234 em 31 de dezembro de 2023, possuem curvas de produção utilizadas para estimar suas vidas úteis se estendendo além de 2050 (com base nas suas respectivas reservas provadas desenvolvidas).

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 10 refinarias no Brasil. 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 2023, que totalizam US\$ 11.055, e, assumindo nenhum investimento adicional, todas as refinarias estariam totalmente depreciadas antes de 2050.

A companhia estima, ainda que decrescente, demanda persistente por derivados de petróleo nas próximas décadas, 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 2023, que totalizam US\$ 3.004, e, assumindo nenhum investimento adicional, tais ativos estariam totalmente depreciados antes de 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. Tais ativos representam 91% do total dos ativos da companhia em operação.

#### b) Riscos Físicos

As condições operacionais de nossos ativos estão sujeitas aos riscos físicos associados à mudança climática. As variáveis consideradas mais suscetíveis a essas alterações incluem os padrões de ventos, ondas e correntes oceânicas nas áreas nas quais a companhia possui atuação offshore, bem como a disponibilidade de água doce para nossas operações onshore.

A companhia estima que as estruturas offshore das bacias do Sudeste, que totalizam o maior percentual de produção da Petrobras (96%), encontram-se dimensionadas adequadamente às alterações previstas nos padrões de ventos, ondas e correntes oceânicas na região.

Quanto à disponibilidade de água doce para as operações das nossas instalações, os riscos relacionados ao tema são acompanhados, gerenciados e mitigados pela companhia. Tais riscos podem advir de vários fatores que, conjuntamente, pressionam a disponibilidade hídrica, tais como: crescimento populacional, intensificação dos padrões de consumo, infraestrutura inadequada, poluição, falhas na alocação do recurso e mudança climática.

## NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

Por conta disso, o gerenciamento dos riscos hídricos na companhia é feito abrangendo riscos climáticos e não climáticos e, com base na avaliação da companhia, os impactos potenciais decorrentes das mudanças climáticas na disponibilidade de água doce para nossas instalações não são representativos no conjunto dos riscos envolvidos.

Conseqüentemente, com relação aos riscos físicos, em 31 de dezembro de 2023, a companhia não vislumbra que as alterações ocasionadas pela mudança climática tenham efeito material nas estimativas contábeis, tanto do ponto de vista das variáveis meteoceanográficas, como da redução de disponibilidade de água doce.

Não obstante, as circunstâncias que basearam as análises de cenários de mudanças climáticas por parte da companhia podem se alterar, de maneira que as abordagens utilizadas para a execução dessas análises também poderão ser aprimoradas ao longo do tempo.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 6. Novas normas e interpretações

### 6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Lease Liability in a Sale and Leaseback - Amendments to IFRS 16</i>	Adiciona requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo - que atende aos requisitos do IFRS 15 para ser contabilizada como venda - e retroarrendamento ( <i>Sale and Leaseback</i> ) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current / Non-current Liabilities with Covenants- Amendments to IAS 1</i>	<p>As emendas estabelecem que o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte.</p> <p>Entre outras orientações, as emendas determinam que a classificação de um passivo não é afetada pela probabilidade de exercício do direito de diferir a liquidação do passivo. Adicionalmente, segundo as emendas, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou, no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.</p> <p>Divulgações adicionais também são requeridas pelas emendas, incluindo informações sobre passivos não circulantes com cláusulas restritivas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório em até 12 meses após a data de reporte.</p>	1º de janeiro de 2024, aplicação retrospectiva.
<i>Supplier Finance Arrangements - Amendments to IAS 7 and IFRS 7</i>	As emendas estabelecem as características dos acordos de financiamento envolvendo fornecedores e, que devem ser divulgadas determinadas informações relacionadas a tais acordos de forma a possibilitar a avaliação dos efeitos deles sobre os passivos, fluxos de caixa e a exposição ao risco de liquidez.	1º de janeiro de 2024 com regras de transição específicas.
<i>Lack of Exchangeability - Amendments to IAS 21</i>	<p>As emendas estabelecem que quando uma moeda não for permutável por outra na data da mensuração, a taxa de câmbio à vista deve ser estimada. Adicionalmente, as emendas orientam sobre como avaliar a permutabilidade entre moedas e como determinar a taxa de câmbio à vista quando da ausência da permutabilidade.</p> <p>Quando a taxa de câmbio à vista for estimada porque uma moeda não é permutável por outra moeda, devem ser divulgadas informações que permitam entender como a moeda não permutável por outra moeda afeta, ou se espera que afete, a demonstração do resultado, o balanço patrimonial e a demonstração dos fluxos de caixa.</p>	1º de janeiro de 2025 com regras de transição específicas.

Em relação aos normativos - Amendments to IFRS 16 e Amendments to IAS 1 em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, de acordo com as avaliações realizadas, a Companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas. Em relação ao Amendments to IAS 7 and IFRS 7, o impacto esperado é de divulgação adicional.

Quanto ao normativo que entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, a Companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 7. Gestão de capital

O objetivo da Companhia em sua gestão de capital é manter sua estrutura de capital em nível adequado para sua continuidade operacional, maximizando valor aos acionistas e investidores. Em 2023 e 2022, sua principal fonte de financiamento foi o caixa gerado por suas atividades operacionais.

A estratégia financeira do Plano Estratégico 2024-2028 está focada em:

- controle do endividamento;
- investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal;
- governança sólida nos processos de tomada de decisão, garantindo rentabilidade, racionalidade e criação de valor para todos os stakeholders; e
- distribuição do valor criado por meio de dividendos e recompra de ações.

A meta para a dívida bruta (composta por dívida financeira e obrigação de arrendamento circulantes e não circulantes) é ser mantida abaixo de US\$ 65.000 e o nível de referência para o Caixa e equivalentes de caixa ajustado é de US\$ 8.000 (que é composto por Caixa e equivalentes de caixa, e investimentos em títulos nos mercados nacional e internacional que possuem alta liquidez, ou seja, conversíveis em dinheiro em até 3 meses, mesmo que o vencimento seja superior a 12 meses, mantidos com o objetivo de cumprir compromissos de caixa).

Em 31 de dezembro de 2023, a dívida bruta aumentou para US\$ 62.600, em relação a US\$ 53.799 em 31 de dezembro de 2022, permanecendo dentro da faixa definida no Plano Estratégico da Companhia.

## 8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

### 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 na prática contábil.

	31.12.2023	31.12.2022
Caixa e bancos	103	216
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.742	2.763
Outros fundos de investimentos	279	244
	2.021	3.007
- No exterior		
<i>Time deposits</i>	7.737	2.388
Auto Invest e contas remuneradas	2.852	2.365
Outras aplicações financeiras	14	20
	10.603	4.773
Total das aplicações financeiras de curto prazo	12.624	7.780
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>12.727</b>	<b>7.996</b>

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimentos são de até três meses contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses contados a partir da data de aquisição, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de US\$ 43.212, recebimentos pela venda de ativos e de participações societárias de US\$ 3.606, captações no valor de US\$ 2.210 e compensação financeira por acordos de coparticipação de US\$ 391.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 foram para pagamento de dividendos e recompra de ações de US\$ 20.453, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de US\$ 12.457, bem como para realização de investimentos no montante de US\$ 12.114.

#### Prática contábil para caixa e equivalentes de caixa

Como 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 8.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2023			31.12.2022		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	926	-	926	713	-	713
Custo amortizado - CDB e time deposits	4.249	-	4.249	2.548	1.026	3.574
Custo amortizado - Outros	53	-	53	50	-	50
<b>Total</b>	<b>5.228</b>	<b>-</b>	<b>5.228</b>	<b>3.311</b>	<b>1.026</b>	<b>4.337</b>
Circulante	2.819	-	2.819	1.747	1.026	2.773
Não circulante	2.409	-	2.409	1.564	-	1.564

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 entre um e dois anos, além de aplicações no exterior em *time deposits*, com prazos superiores a três meses.

### Prática contábil para títulos e valores mobiliários

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:

- 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 dos seus prazos de vencimento. A receita de juros dessas aplicações é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.
- 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.

## 9. Receita de vendas

### 9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes numa companhia de energia integrada são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2023	2022	2021
Diesel	32.260	40.149	24.236
Gasolina	14.309	16.175	11.910
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.506	5.121	4.491
Querosene de aviação (QAV)	5.015	5.423	2.271
Nafta	1.837	2.396	1.699
Óleo combustível (incluindo bunker)	1.158	1.411	1.775
Outros derivados de petróleo	4.428	5.536	4.261
<b>Subtotal de derivados de petróleo</b>	<b>62.513</b>	<b>76.211</b>	<b>50.643</b>
Gás natural	5.632	7.673	5.884
Petróleo	5.475	7.719	671
Renováveis e nitrogenados	94	283	40
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	860	669	243
Energia elétrica	657	694	2.902
Serviços, agenciamentos e outros	1.059	1.043	808
<b>Mercado interno</b>	<b>76.290</b>	<b>94.292</b>	<b>61.191</b>
Exportações	25.012	27.497	21.491
Petróleo	18.447	19.332	14.942
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.114	7.399	5.480
Outros derivados de petróleo e outros produtos	1.451	766	1.069
Vendas no exterior <sup>(1)</sup>	1.107	2.685	1.284
<b>Mercado externo</b>	<b>26.119</b>	<b>30.182</b>	<b>22.775</b>
<b>Receitas de vendas</b>	<b>102.409</b>	<b>124.474</b>	<b>83.966</b>

(1) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Em 31 de dezembro de 2023, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

	2023	2022	2021
<b>Mercado interno</b>	<b>76.290</b>	<b>94.292</b>	<b>61.191</b>
China	7.232	6.389	7.053
Américas (exceto Estados Unidos)	4.846	7.166	4.702
Europa	5.534	5.932	3.110
Ásia (ex-China e Cingapura)	1.447	1.505	1.671
Estados Unidos	3.924	4.914	2.162
Cingapura	3.063	4.271	3.913
Outros	73	5	164
<b>Mercado externo</b>	<b>26.119</b>	<b>30.182</b>	<b>22.775</b>
<b>Receitas de vendas</b>	<b>102.409</b>	<b>124.474</b>	<b>83.966</b>

Em 2023, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), representam, individualmente, 16% e 11% das receitas da companhia. No mesmo período de 2022, as receitas de dois clientes do mesmo segmento representavam, individualmente, 15% e 11% do total das receitas da companhia; e em 2021 um cliente do mesmo segmento representou individualmente 10% da receita de vendas da Companhia.

## 9.2. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2023, com prazos superiores a um ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2023, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2023 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
<b>Mercado interno</b>			
Gasolina	12.161	178	12.339
Diesel	27.325	-	27.325
Gás natural	7.715	38.986	46.701
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.120	-	3.120
Serviços e outros	740	3.607	4.347
Nafta	1.497	1.497	2.994
Eletricidade	529	4.919	5.448
Outros derivados de petróleo	3.013	3.756	6.769
Querosene de aviação (QAV)	1.335	-	1.335
<b>Mercado externo</b>			
Exportações	2.732	5.337	8.069
<b>Total</b>	<b>60.167</b>	<b>58.280</b>	<b>118.447</b>

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.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demanda para geração de energia termoelétrica, 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 2023, a companhia possui US\$ 115 (US\$ 48 em 2022) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de take e ship or pay, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar 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 no momento em que 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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

	2023	2022	2021
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados <sup>(1)</sup>	(23.858)	(32.354)	(20.869)
Depreciação, depleção e amortização	(10.779)	(10.514)	(9.277)
Participação governamental	(12.108)	(14.953)	(11.136)
Gastos com pessoal	(1.690)	(1.665)	(1.882)
<b>Total</b>	<b>(48.435)</b>	<b>(59.486)</b>	<b>(43.164)</b>

(1) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

### 10.2. Despesas de vendas

	2023	2022	2021
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(4.296)	(3.987)	(3.542)
Depreciação, depleção e amortização	(609)	(789)	(610)
Perdas de créditos esperadas	(22)	(58)	12
Gastos com pessoal	(111)	(97)	(89)
<b>Total</b>	<b>(5.038)</b>	<b>(4.931)</b>	<b>(4.229)</b>

### 10.3. Despesas gerais e administrativas

	2023	2022	2021
Gastos com pessoal	(1.036)	(865)	(834)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(435)	(362)	(256)
Depreciação, depleção e amortização	(123)	(105)	(86)
<b>Total</b>	<b>(1.594)</b>	<b>(1.332)</b>	<b>(1.176)</b>

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas**

	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.205)	(1.834)	(1.362)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.195)	(225)	99
Plano de pensão e saúde (inativos) <sup>(1)</sup>	(1.172)	(1.015)	(1.467)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(797)	(1.362)	(740)
Participação nos lucros ou resultados	(595)	(131)	(125)
Programa de remuneração variável	(416)	(547)	(469)
Indenizações por distratos de contratos de afretamento de embarcação <sup>(2)</sup>	(331)	(13)	(9)
Acordo Coletivo de Trabalho	(217)	-	-
Despesas com multas contratuais recebidas	(199)	(91)	(57)
Despesas operacionais com termelétricas	(189)	(150)	(88)
Relações institucionais e projetos culturais	(156)	(103)	(96)
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	11	(256)	(79)
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	109	96	235
Resultado de atividades não fim	170	168	170
Contratos de <i>Ship/Take or Pay</i> e multas aplicadas	238	105	96
Multas aplicadas a fornecedores	239	228	163
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas <sup>(3)</sup>	284	4.286	631
Subvenções e assistências governamentais	315	471	154
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	415	629	545
Resultados com operações em parcerias de E&P	571	683	485
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.295	1.144	1.941
Outros	(206)	(261)	626
<b>Total</b>	<b>(4.031)</b>	<b>1.822</b>	<b>653</b>

(1) Em 2022, inclui o valor de US\$ 67 referente ao pagamento de contribuição previsto no TCF Pré-70 para custeio administrativo dos planos de pensão PPSP-R Pré 70 e PPSP-NR Pré -70.

(2) Inclui em 2023, despesa com indenização por distrato de contrato de afretamento de embarcação no montante de US\$ 317.

(3) Em 2022, refere-se principalmente aos ganhos de capital com os resultados dos Acordos de Coparticipação relacionados aos Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) de Sêpia e de Atapu. Em 2021, refere-se ao acordo relacionado com o campo de Búzios.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***12. Resultado financeiro líquido**

	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>2.169</b>	<b>1.832</b>	<b>821</b>
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.657	1.159	315
Outros	512	673	506
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(3.922)</b>	<b>(3.500)</b>	<b>(5.150)</b>
Despesas com financiamentos	(2.264)	(2.363)	(2.870)
Despesas com arrendamentos	(1.785)	(1.340)	(1.220)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(4)	(121)	(1.102)
Encargos financeiros capitalizados	1.290	1.032	976
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(857)	(519)	(761)
Outros	(302)	(189)	(173)
<b>Variações monetárias e cambiais, líquidas</b>	<b>(580)</b>	<b>(2.172)</b>	<b>(6.637)</b>
Variações cambiais <sup>(1)</sup>	2.268	1.022	(2.737)
Reclassificação do hedge accounting <sup>(1)</sup>	(3.763)	(4.871)	(4.585)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar <sup>(2)</sup>	(299)	994	108
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios <sup>(3)</sup>	236	-	-
Atualização monetária de impostos a recuperar	204	86	518
Outros	774	597	59
<b>Total</b>	<b>(2.333)</b>	<b>(3.840)</b>	<b>(10.966)</b>

(1) Para mais informações, vide nota explicativa 35.2.a e 35.2.c.

(2) Em 2023, refere-se a atualização monetária credora de dividendos antecipados no valor de US\$ 215 (US\$ 1.293 em 2022 e US\$ 121 em 2021) e devedora de dividendos a pagar no valor de US\$ 514 (US\$ 299 em 2022 e US\$ 13 em 2021).

(3) Para maiores informações, vide nota explicativa 19.6.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 13. Informações por Segmento

Em 23 de novembro de 2023, a Administração aprovou no contexto do PE 2024-2028 uma nova abordagem em relação aos investimentos que serão realizados pela companhia, alterando a visão do segmento de Gás e Energia para Gás e Energias de Baixo Carbono, além de novos direcionadores estratégicos para os negócios de:

- Biocombustíveis: antes apresentados em Corporativo e outros negócios, passam a ser acompanhados no segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono; e
- Fertilizantes: antes apresentados em Gás e Energia, passam a ser acompanhados no segmento de Refino, Transporte e Comercialização.

Em 31 de dezembro de 2023, essas informações refletem o atual modelo de gestão da companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Nesse contexto, as informações por segmento do exercício de 2022 não foram reapresentadas para fins de comparabilidade pelo fato do valor envolvido de ativo e resultado ser imaterial.

### 13.1. Informações por Segmento Resultado

#### Resultados Consolidados por Área de Negócio

2023

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono	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 vendidos	(27.239)	(85.699)	(5.685)	(370)	70.558	(48.435)
Lucro bruto	39.641	9.169	5.424	(5)	(255)	53.974
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)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(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 impostos	34.026	5.083	2.040	(2.862)	(254)	38.033
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(2.333)	-	(2.333)
Resultado de participações em investimentos	(7)	(318)	10	11	-	(304)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	34.019	4.765	2.050	(5.184)	(254)	35.396
Imposto de renda e contribuição social	(11.571)	(1.729)	(693)	3.506	86	(10.401)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do ano</b>	<b>22.448</b>	<b>3.036</b>	<b>1.357</b>	<b>(1.678)</b>	<b>(168)</b>	<b>24.995</b>
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)***2022**

	<b>Exploração e Produção (E&amp;P)</b>	<b>Refino, Transporte e Comercialização (RTC)</b>	<b>Gás e Energias de Baixo Carbono</b>	<b>Corporativo e outros negócios</b>	<b>Eliminação</b>	<b>Total</b>
Receita de vendas	77.890	113.531	15.068	511	(82.526)	124.474
Intersegmentos	76.579	1.950	3.991	6	(82.526)	-
Terceiros	1.311	111.581	11.077	505	-	124.474
Custo dos produtos vendidos	(30.465)	(99.154)	(10.518)	(522)	81.173	(59.486)
Lucro bruto	47.425	14.377	4.550	(11)	(1.353)	64.988
Despesas	907	(3.132)	(2.965)	(2.671)	(13)	(7.874)
Vendas	(22)	(1.841)	(2.979)	(76)	(13)	(4.931)
Gerais e administrativas	(46)	(275)	(62)	(949)	-	(1.332)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(887)	-	-	-	-	(887)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(678)	(6)	(5)	(103)	-	(792)
Tributárias	(79)	(31)	(44)	(285)	-	(439)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.218)	(97)	1	(1)	-	(1.315)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	3.837	(882)	124	(1.257)	-	1.822
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	48.332	11.245	1.585	(2.682)	(1.366)	57.114
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(3.840)	-	(3.840)
Resultado de participações em investimentos	170	3	83	(5)	-	251
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	48.502	11.248	1.668	(6.527)	(1.366)	53.525
Imposto de renda e contribuição social	(16.433)	(3.822)	(540)	3.559	466	(16.770)
<b>Lucro líquido (prejuízo) do ano</b>	<b>32.069</b>	<b>7.426</b>	<b>1.128</b>	<b>(2.968)</b>	<b>(900)</b>	<b>36.755</b>
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	32.073	7.426	1.038	(3.014)	(900)	36.623
Acionistas não controladores	(4)	-	90	46	-	132

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

						2021
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	55.584	74.524	12.051	504	(58.697)	83.966
Intersegmentos	54.479	1.416	2.564	238	(58.697)	-
Terceiros	1.105	73.108	9.487	266	-	83.966
Custo dos produtos vendidos	(23.673)	(65.620)	(9.494)	(503)	56.126	(43.164)
Lucro bruto	31.911	8.904	2.557	1	(2.571)	40.802
Despesas	3.240	(1.805)	(2.890)	(1.741)	(22)	(3.218)
Vendas	-	(1.539)	(2.668)	-	(22)	(4.229)
Gerais e administrativas	(152)	(245)	(73)	(706)	-	(1.176)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(687)	-	-	-	-	(687)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(415)	(11)	(25)	(112)	-	(563)
Tributárias	(192)	(122)	(38)	(54)	-	(406)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	3.107	289	(208)	2	-	3.190
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	1.579	(177)	122	(871)	-	653
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.151	7.099	(333)	(1.740)	(2.593)	37.584
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(10.966)	-	(10.966)
Resultado de participações em investimentos	119	941	98	449	-	1.607
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	35.270	8.040	(235)	(12.257)	(2.593)	28.225
Imposto de renda/contribuição social	(11.949)	(2.415)	113	5.129	883	(8.239)
<b>Lucro (prejuízo) do ano</b>	<b>23.321</b>	<b>5.625</b>	<b>(122)</b>	<b>(7.128)</b>	<b>(1.710)</b>	<b>19.986</b>
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	23.324	5.625	(219)	(7.145)	(1.710)	19.875
Acionistas não controladores	(3)	-	97	17	-	111

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	Corporativo e outros negócios	Total
2023	10.230	2.410	525	115	13.280
2022	10.415	2.248	448	107	13.218
2021	9.005	2.167	430	93	11.695

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 13.2. Informações por Segmento Ativo

	E&P	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
<b>Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2023</b>						
Circulante	2.804	11.002	370	23.547	(5.278)	32.445
Não circulante	136.064	23.800	6.406	18.352	-	184.622
Realizável a longo prazo	9.028	2.068	83	15.619	-	26.798
Investimentos	344	811	145	58	-	1.358
Imobilizado	124.254	20.786	6.101	2.283	-	153.424
Em operação	108.405	18.128	3.605	1.770	-	131.908
Em construção	15.849	2.658	2.496	513	-	21.516
Intangível	2.438	135	77	392	-	3.042
<b>Ativo Total</b>	<b>138.868</b>	<b>34.802</b>	<b>6.776</b>	<b>41.899</b>	<b>(5.278)</b>	<b>217.067</b>
<b>Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2022</b>						
Circulante	5.224	12.035	391	18.864	(5.264)	31.250
Não circulante	111.110	22.396	7.193	15.242	-	155.941
Realizável a longo prazo	6.351	1.811	94	12.964	-	21.220
Investimentos	379	977	173	37	-	1.566
Imobilizado	101.875	19.496	6.851	1.947	-	130.169
Em operação	92.087	16.851	4.808	1.585	-	115.331
Em construção	9.788	2.645	2.043	362	-	14.838
Intangível	2.505	112	75	294	-	2.986
<b>Ativo Total</b>	<b>116.334</b>	<b>34.431</b>	<b>7.584</b>	<b>34.106</b>	<b>(5.264)</b>	<b>187.191</b>

### 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:

**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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

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. 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.

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energias de Baixo Carbono realizar 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, as vendas realizadas pelas UPGNs do E&P, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

**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, e produção de fertilizantes da companhia.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados 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.

**Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):** contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como os resultados de operações de processamento de gás natural. O segmento contempla também negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção de biodiesel de seus coprodutos.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado, GLP e LGN para o segmento RTC, mensurada 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, bem como a geração e comercialização de energia elétrica.

## NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

**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

	31.12.2023	31.12.2022
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	6.038	5.210
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 36.1)	140	93
<b>Subtotal</b>	<b>6.178</b>	<b>5.303</b>
Outras contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	2.162	1.922
Arrendamentos	352	394
Outras	627	765
Partes relacionadas		
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	278	602
<b>Subtotal</b>	<b>3.419</b>	<b>3.683</b>
<b>Total do contas a receber</b>	<b>9.597</b>	<b>8.986</b>
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.613)	(1.533)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(2)	(3)
<b>Total do contas a receber, líquidas</b>	<b>7.982</b>	<b>7.450</b>
Circulante	6.135	5.010
Não circulante	1.847	2.440

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 2023 totalizou US\$ 503 (US\$ 470 em 31 de dezembro de 2022).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos está relacionado, principalmente, ao Earn Out dos campos de Atapu e Sépia no montante de US\$ 611 (US\$ 693, em 2022), pelas vendas do campo de Roncador de US\$ 360 (US\$ 393, em 2022), do Polo Carmópolis de US\$ 296 (US\$ 275, em 2022) e do Polo Potiguar, US\$ 265.

Em 8 de setembro de 2023, a companhia recebeu o valor de US\$ 362, líquido de imposto de renda retido na fonte, referente a primeira parcela dos precatórios oriundos das contas petróleo e álcool. O valor da segunda e última parcela, no montante de US\$ 278, está ainda em conta judicial e aguarda liberação pela justiça para compor garantia em processo de execução fiscal na 11ª Vara de Execuções.

Em 2023, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é aproximadamente 2 dias (mesmo prazo em 2022) para venda de derivados e 20 a 27 dias para venda de petróleo (mesmo prazo em 2022). As exportações de óleo combustível possuem prazo médio de recebimento entre 11 e 14 dias, enquanto as exportações de petróleo entre 8 e 12 dias (em 2022 as exportações têm prazos médios entre 12 dias e 26 dias para óleo combustível e entre 7 e 16 dias para petróleo).

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2023		31.12.2022	
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	6.948	(34)	6.474	(39)
Vencidos:				
Até 3 meses <sup>(1)</sup>	472	(43)	189	(48)
De 3 a 6 meses	19	(10)	30	(27)
De 6 a 12 meses	63	(57)	63	(51)
Acima de 12 meses	1.677	(1.469)	1.535	(1.368)
<b>Total</b>	<b>9.179</b>	<b>(1.613)</b>	<b>8.291</b>	<b>(1.533)</b>

(1) Em 10 de janeiro de 2024 a Petrobras recebeu da Carmo Energy, a última parcela no valor de US\$ 298, já considerados os ajustes e encargos de mora devidos, relativa à alienação do Polo Carmópolis, que venceu em 20 de dezembro de 2023.

## 14.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

	31.12.2023	31.12.2022
Saldo inicial	1.536	1.448
Adições	170	136
Baixas	(66)	(21)
Reversões	(94)	(81)
Ajuste de Conversão	69	54
<b>Saldo Final</b>	<b>1.615</b>	<b>1.536</b>
Circulante	285	245
Não circulante	1.330	1.291

### 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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).

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.

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 noventa dias.

## 15. Estoques

	31.12.2023	31.12.2022
Petróleo	3.375	3.738
Derivados de petróleo	2.196	3.278
Intermediários	635	587
Gás Natural e GNL <sup>(1)</sup>	78	135
Biocombustíveis	13	14
Fertilizantes	1	4
Total produtos	6.298	7.756
Materiais, suprimentos e outros	1.383	1.023
<b>Total</b>	<b>7.681</b>	<b>8.779</b>

(1) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

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.

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 31 de dezembro de 2023, a Companhia reconheceu uma reversão de US\$ 7 no custo de vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma perda de US\$ 11 do custo de vendas em 31 de dezembro de 2022) devido principalmente a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e derivados.

Em 31 de dezembro de 2023, 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\$ 986.

## NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

### 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 16. Fornecedores

	31.12.2023	31.12.2022
Terceiros no país	3.624	3.497
Terceiros no exterior	1.176	1.935
Partes relacionadas (nota 36.1)	13	32
<b>Saldo total</b>	<b>4.813</b>	<b>5.464</b>

### 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 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 2023, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de US\$ 110 (US\$ 130 em 31 de dezembro de 2022), com prazo de pagamento entre 06 e 93 dias e prazo médio ponderado de 48,5 dias, após atendidas as condições comerciais contratadas.

## 17. Tributos

### 17.1. Tributos correntes

	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
No país						
Tributos sobre o lucro	199	160	989	2.505	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	58	50	299	302
	<b>199</b>	<b>160</b>	<b>1.047</b>	<b>2.555</b>	<b>299</b>	<b>302</b>
No exterior	19	5	253	328	-	-
<b>Total</b>	<b>218</b>	<b>165</b>	<b>1.300</b>	<b>2.883</b>	<b>299</b>	<b>302</b>

Os tributos sobre o lucro são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas 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. A partir do ano-calendário de 2015, em virtude da publicação da Lei nº 12.973/2014, os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, ajustados pelos dividendos e pelo resultado de equivalência patrimonial, multiplicados pela alíquota dos tributos sobre o resultado no Brasil, compõem as despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

Os tributos sobre o lucro no ativo circulante são créditos fiscais resultantes do processo de apuração de IRPJ e CSLL, além dos respectivos saldos negativos apurados, principalmente aos anos-calendário de 2017 a 2019 e 2021. O passivo circulante é a parcela a pagar da apuração do IRPJ e CSLL corrente.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O saldo dos programas de regularização de débitos federais é composto, basicamente, pelo auto de infração de IRPJ e CSLL inserido no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) em 2017, sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 nos Termos de Compromissos Financeiros (TCF), celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais e sucessivas, atualizadas pela Selic, a partir de janeiro de 2018.

## Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	2023	2022	2021
Lucro do exercício antes dos impostos	35.396	53.525	28.225
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(12.036)	(18.197)	(9.597)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
Juros sobre capital próprio	1.329	1.234	843
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	579	822	296
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior <sup>(1)</sup>	(530)	(763)	(546)
Incentivos fiscais	303	187	50
Prejuízos fiscais	23	221	59
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas <sup>(2)</sup>	322	(15)	234
Benefício pós emprego	(348)	(394)	(802)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	(88)	87	318
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários	54	33	903
Outros	(9)	15	3
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(10.401)</b>	<b>(16.770)</b>	<b>(8.239)</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(876)	(906)	(4.058)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(9.525)	(15.864)	(4.181)
<b>Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social</b>	<b>29,4%</b>	<b>31,3%</b>	<b>(29,2)%</b>

(1) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

(2) Inclui efeito sobre acordos judiciais e sobre o pagamento de contribuição administrativa sobre o valor do TCF Pré-70 para custeio administrativo dos planos PPSP-R pré 70 e PPSP-NE pré -70.

## Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2023	2022
<b>Saldo inicial</b>	<b>(5.918)</b>	<b>(625)</b>
Reconhecido no resultado	(876)	(906)
Reconhecido no patrimônio líquido	(2.559)	(3.220)
Ajuste de conversão	(602)	(45)
Utilização de créditos tributários	-	(1.123)
Outros	10	1
<b>Saldo final</b>	<b>(9.945)</b>	<b>(5.918)</b>

O quadro a seguir demonstra a composição e o fundamento para realização dos ativos e passivos fiscais diferidos:

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

<b>Natureza</b>	<b>Fundamento para realização</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(6.296)	(6.587)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão impairment	4.203	3.602
Imobilizado Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(9.369)	(5.611)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(18.784)	(15.438)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	(2.479)	810
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	9.240	6.045
Provisão para desmatelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	8.010	6.745
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	954	885
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	1.140	914
Estoques	Venda, baixa e perda	411	333
Benefícios concedidos a empregados, principalmente	Pagamento e reversão da provisão	2.036	1.518
Outros		989	866
<b>Total</b>		<b>(9.945)</b>	<b>(5.918)</b>
Impostos diferidos ativos		965	832
Impostos diferidos passivos		(10.910)	(6.750)

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PE 2024-2028, 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 PE 2024-2028.

Em 31 de dezembro de 2023, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2024	138	(1.646)
2025	58	2.540
2026	61	402
2027	73	744
2028	71	(255)
2029 em diante	564	9.125
<b>Parcela registrada contabilmente</b>	<b>965</b>	<b>10.910</b>

Adicionalmente, a Companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	31.12.2023	Ativos 31.12.2022
País	368	-
Exterior	780	987
<b>Parcela não registrada contabilmente</b>	<b>1.148</b>	<b>987</b>

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. Em 2023, a companhia registrou parte desses créditos tributários, no valor de US\$ 16, em função das projeções de lucro tributário futuro, suportado pela entrada, dessas subsidiárias, na cadeia de exportação da Petrobras.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

	2030 - 2032	2033 - 2035	2036 -2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	285	299	141	55	780

## Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro de US\$ 6.982 (US\$ 6.043 em 2022), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 19.3. Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de US\$ 4.063 (US\$ 30.020 em 2022), 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 companhia 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### **Corporate Income Tax - CIT**

Em 2023, a companhia recebeu cobrança adicional da autoridade fiscal holandesa (*final assessment*), em relação à apuração do tributo sobre o lucro (*Corporate Income Tax - CIT*) referente aos exercícios de 2018, 2019 e 2020 de controladas na Holanda, decorrente da valoração para fins fiscais das plataformas e equipamentos nacionalizados no âmbito do Repetro, no valor de U\$S 595, considerando os juros até 31 de dezembro de 2023.

Os exercícios de 2020 a 2022 de algumas controladas ainda não foram avaliados pelo fisco holandês. Eventual cobrança da autoridade fiscal holandesa, em bases similares aos períodos já manifestados, poderia alcançar o valor de U\$S 242, perfazendo o total da referida posição fiscal incerta em U\$S 838, considerando os juros até 31 de dezembro de 2023.

A companhia seguirá defendendo a sua posição, contudo, avaliou que não é provável que a autoridade fiscal aceite integralmente o tratamento fiscal incerto. Nesse contexto, reconheceu um passivo em contrapartida do imposto de renda e contribuição social no resultado do período, utilizando o método do valor esperado que consiste na soma de valores de probabilidade ponderada dos possíveis cenários de resolução da incerteza.

#### **Prática contábil para imposto de renda e contribuição social diferidos**

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. As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

##### **a) Imposto de renda e contribuição social correntes**

O imposto de renda e a contribuição social 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) Imposto de renda e contribuição social diferidos**

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para 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 o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada. Quando houver diferenças temporárias tributáveis insuficientes relacionadas à mesma autoridade tributária e à mesma entidade tributável, um imposto diferido é reconhecido na medida em que seja provável que a entidade tenha lucro tributável suficiente em períodos futuros, com base nas projeções aprovadas pela administração e apoiados no Plano Estratégico da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 17.2. Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante <sup>(1)</sup>	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	592	716	607	473	1.032	699	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS	304	378	2.876	2.362	265	28	141	89
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	733	657	-	-	-	-
CIDE	-	1	-	-	-	5	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.094	1.996	145	114
Imposto de renda e contribuição	-	-	-	-	272	149	-	-
Outros	58	40	290	273	443	152	90	90
<b>Total no Brasil</b>	<b>954</b>	<b>1.135</b>	<b>4.506</b>	<b>3.765</b>	<b>4.106</b>	<b>3.029</b>	<b>376</b>	<b>293</b>
Impostos no exterior	6	7	10	13	60	19	-	-
<b>Total</b>	<b>960</b>	<b>1.142</b>	<b>4.516</b>	<b>3.778</b>	<b>4.166</b>	<b>3.048</b>	<b>376</b>	<b>293</b>

(1) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".

Os créditos de ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indêbitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado. Também são decorrentes de créditos originados pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços para ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. As participações governamentais são compostas pelos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área, incluindo os valores referentes ao acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais (royalties e participação especial) 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.

No período de 1º de março a 30 de junho de 2023, houve a incidência do Imposto de Exportação (IE) sobre exportações de óleos brutos de petróleo. No período de incidência de cobrança do IE, a companhia apurou e registrou em despesas tributárias o valor de US\$ 285.

### PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Aquelas relativas à sua empresa incorporada (duas ações oriundas da sua subsidiária Petroquisa) já foram pagas pela União. Com relação aos dois processos remanescentes, ambos contam com laudos favoráveis, sendo que, em um deles, a União indicou concordância com parte relevante do valor, tendo sido proferida sentença ainda sujeita a recurso. O segundo, de maior valor, aguarda pronunciamento judicial.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras do Pillar II para reformular a tributação internacional, visando garantir que as multinacionais elegíveis, isto é, aquelas com receitas globais superiores a 750 milhões de euros, paguem um imposto complementar mínimo sobre os lucros de suas subsidiárias que estejam sendo tributados a uma alíquota efetiva inferior a 15% por jurisdição (*Global Minimum Top-up Tax*).

Se a entidade controladora final estiver localizada em uma jurisdição que não tenha implementado o Pillar II, esse imposto será devido pela próxima entidade da estrutura organizacional localizada em uma jurisdição que tenha regulamentado o regime, seguindo sempre uma perspectiva descendente. Em 19 de dezembro de 2023, a Holanda promulgou a legislação de imposto de renda do Pillar II, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2024.

A Petrobras está em processo de avaliação se há alguma exposição decorrente da legislação do Pillar II. Com base em uma avaliação preliminar das novas regras, não se espera uma exposição relevante. Considerando que as informações para uma análise abrangente ainda estão sendo avaliadas e devido à complexidade da nova legislação, a Petrobras espera concluir a avaliação no decorrer de 2024.

A Petrobras aplicou a exceção temporária emitida pelo IASB em maio de 2023 dos requisitos contábeis para reconhecimento de impostos diferidos pelo IAS 12. Conseqüentemente, a Petrobras não reconhece nem divulga informação sobre ativos e passivos fiscais diferidos relacionados ao imposto de renda do Pillar II.

## 18. 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.

	31.12.2023	31.12.2022
<b>Passivo</b>		
Benefícios de curto prazo	1.986	1.452
Benefícios rescisórios	143	192
Benefícios pós-emprego	16.382	11.246
<b>Total</b>	<b>18.511</b>	<b>12.890</b>
Circulante	2.932	2.215
Não Circulante	15.579	10.675

### 18.1. Benefícios de Curto Prazo

	31.12.2023	31.12.2022
Programa de remuneração variável empregados	464	489
Provisão de férias	574	505
Salários, encargos e outras provisões	343	327
Participação nos lucros ou resultados	605	131
<b>Total</b>	<b>1.986</b>	<b>1.452</b>
Circulante	1.944	1.421
Não circulante <sup>(1)</sup>	42	31

(1) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos administradores e dos gestores executivos.

A companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

Custeio/Despesas na demonstração de resultado	2023	2022	2021
---	------	------	------

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(3.478)	(3.006)	(2.665)
Programa de remuneração variável <sup>(1)</sup>	(416)	(547)	(469)
Participações nos lucros ou resultados <sup>(1)</sup>	(595)	(131)	(125)
Honorários e encargos de Administradores	(14)	(14)	(15)
<b>Total</b>	<b>(4.503)</b>	<b>(3.698)</b>	<b>(3.274)</b>

(1) Inclui valores de complemento de provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

#### 18.1.1. Remuneração variável

##### Programa de Prêmio por Performance – PPP e Programa de Prêmio por Desempenho - PRD

Em 2023, a companhia realizou o pagamento do PPP 2022 aos empregados no montante de US\$ 562, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual de todos os empregados.

Para o exercício de 2023, a Petrobras revisou o seu programa de remuneração variável, implantando o Programa de Prêmio por Desempenho – PRD. No novo modelo, o PRD é um programa complementar a Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e é destinado aos empregados com e sem função gratificada em substituição ao Prêmio por Performance (PPP).

Com o PRD, a companhia pretende reconhecer o esforço e o desempenho individual de cada empregado para o alcance dos resultados da Petrobras. O prêmio de cada empregado, a exemplo dos anos anteriores, segue sendo definido pelo atingimento das métricas de topo – Delta Valor Petrobras (VALOR), Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e Indicador de Volume Vazado de Óleo e Derivados (Vazo) – e das metas específicas – nota de desempenho (GD) para todos os empregados, com exceção dos gerentes executivos e equivalentes, para os quais será considerado o scorecard (métricas) da sua respectiva área.

O PRD possui como gatilhos para acionamento do programa a declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), e a obtenção de lucro líquido positivo no exercício.

O montante total a ser utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA (uma medida não-GAAP definida como lucro líquido mais receita (despesa) financeira líquida; imposto de renda; depreciação, exaustão e amortização; resultados em patrimônio líquido; investimentos contabilizados; redução ao valor recuperável de ativos; resultados de alienações/baixas de ativos; e resultados de acordos de coparticipação em áreas licitadas).

Para o exercício de 2023, o montante estabelecido para a Remuneração Variável está limitado a 5% do EBITDA ajustado.

A Petrobras provisionou para o PRD, no exercício de 2023, US\$ 415 (US\$ 553 em 2022), registrado em outras despesas operacionais, incluindo a remuneração variável da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas.

##### Participação nos Lucros ou Resultados (PLR)

Em 2023, a companhia realizou pagamento da PLR de 2022 aos empregados no montante de US\$ 134 referente ao PLR 2022, considerando o regramento PLR 2021-2022 aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, que alcançava os empregados que não ocupam funções gratificadas e previa limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes.

Para 2023, considerando a mudança implantada no modelo de remuneração variável da companhia, a PLR proposta passa a abranger também os ocupantes de função gratificada. O novo programa passa a ser a principal prática de remuneração variável da companhia.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Para o pagamento da PLR 2023, é preciso que a companhia atinja os seguintes gatilhos: declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), a apuração de Lucro Líquido para o exercício de referência e atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80% (oitenta por cento).

O montante total para pagamento da PLR 2023 está limitado a 6,25% (seis vírgula vinte e cinco por cento) do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas da Petrobras no exercício, o que for menor.

No exercício de 2023, a companhia provisionou US\$ 591 referente à PLR de 2023 (US\$ 132 para 2022), registrado em outras despesas operacionais.

### Prática contábil para programas de remuneração variável (PRD, PPP e PLR)

As provisões dos programas de remuneração variável (PRD, PPP e PLR) 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.

## 18.2. 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.

### Programa de Desligamento Voluntário

A companhia possui programas de desligamento voluntários (PDV), aposentadoria incentivada (PAI), programas de desligamento específicos para segmento corporativo e para empregados lotados em unidades em processo de desinvestimento, que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias.

No período de janeiro a dezembro de 2023, foram identificadas 55 inscrições e 179 desistências, enquanto 481 empregados se desligaram através dos programas ofertados pela companhia. A movimentação da provisão está representada a seguir:

	2023	2022
<b>Saldo inicial</b>	192	349
<b>Efeitos no resultado</b>	(10)	16
Inscritos no PDV	6	18
Revisão de provisão	(16)	(2)
<b>Efeitos no caixa</b>	(53)	(199)
Utilização por desligamento	(53)	(199)
Ajuste de conversão	14	26
<b>Saldo final</b>	143	192
Circulante	81	75
Não Circulante	62	117

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorre na medida em que os empregados realizam a adesão.

A companhia diferiu o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo a primeira no momento do desligamento, junto com as verbas rescisórias legais, e a segunda, quando cabível, 12 meses após o pagamento da primeira parcela.

Em 31 de dezembro de 2023, do total provisionado de US\$ 143, o valor de US\$ 26 corresponde a segunda parcela de 494 empregados desligados e de US\$ 117 corresponde a 1.046 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com provisão de saída até setembro de 2025.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 18.3. Benefícios pós emprego

A companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco tipos principais de 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:

	31.12.2023	31.12.2022
<b>Passivo</b>		
Plano de Saúde - Saúde Petrobras	9.662	5.813
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	4.221	3.606
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	1.338	1.041
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	519	284
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	461	339
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	181	163
<b>Total</b>	<b>16.382</b>	<b>11.246</b>
Circulante	907	719
Não Circulante	15.475	10.527

### 18.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

#### Planos de saúde

O Plano de saúde, nomeado “Saúde Petrobras”, é administrado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano cobre todos os empregados atuais, aposentados e está aberto a novos empregados.

Atualmente patrocinado pela Petrobras, Transpetro, P BIO, TBG e Termobahia, o plano está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de cobertura e a um maior nível de utilização de 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.

Os empregados e aposentados realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de alto risco e contribuições variáveis para parcela do custo dos demais procedimentos médicos e odontológicos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas com base em determinados parâmetros, como o salário e níveis de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso ou aquisição e entrega em domicílio, com coparticipação dos empregados e aposentados.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no acordo coletivo de trabalho (ACT), sendo, atualmente, 60% (sessenta por cento) pela companhia e 40% (quarenta por cento) pelos participantes.

Conforme previsto na cláusula 37 – parágrafo 2º do Acordo Coletivo 2023-2025, caso as Resoluções CGPAR nº 42/2022 e nº 49/2023 venham a ser revogadas ou alteradas, viabilizando ajustes na relação de custeio dos planos de saúde, a companhia e as entidades sindicais se reunirão para implantar nova relação de custeio, de modo a causar menor impacto na remuneração/provento de seus beneficiários (responsáveis financeiros), conforme a relação de custeio historicamente adotada pela Petrobras.

#### Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2023, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado na nota 18.3.2.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### 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 apresenta metodologia de reconhecimento diversa daquela aplicável aos fundos de pensão, regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC).

Em 29 de março de 2023, o Conselho Deliberativo da Petros aprovou as demonstrações financeiras dos planos previdenciários patrocinados pela companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

As principais diferenças de práticas contábeis para cômputo do compromisso atuarial em 31 de dezembro de 2022, adotadas no Brasil (CNPC e CVM) entre Fundo de Pensão e Patrocinadora, estão demonstradas no quadro a seguir.

O quadro atualizado com o resultado dos planos em 31 de dezembro de 2023 será divulgado na nota explicativa do 1º trimestre de 2024, após a aprovação do Conselho Deliberativo da Petros das suas demonstrações financeiras do respectivo exercício.

	PPSP-R (1)	PPSP-NR
<b>Déficit acumulado de acordo com o CNPC - Fundação Petros</b>	<b>330</b>	<b>341</b>
Contribuições futuras normais e extraordinárias - patrocinadora	4.212	1.079
Contribuições contratadas - Termo de Compromisso Financeiro - patrocinadora	691	391
Hipóteses Financeiras (taxa de Juros e Inflação), ajuste no valor dos ativos do plano e metodologia de cálculo	(1.343)	(431)
<b>Passivo atuarial líquido de acordo com a CVM - Patrocinadora</b>	<b>3.890</b>	<b>1.380</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

- Contribuições da patrocinadora – Pelo critério CNPC, a Petros considera, no cálculo da obrigação, além do fluxo futuro dos participantes, o fluxo futuro das contribuições normais e extraordinárias patronais, descontado a valor presente, enquanto a companhia, pelo critério CVM, só considera tais fluxos patronais na medida em que são realizados.
- Hipóteses financeiras - A principal diferença está na definição da taxa real de juros estabelecida pela Petros de acordo com as expectativas de rentabilidade das carteiras atuais de investimentos e os parâmetros publicados pela Previc (CNPC), levando em conta uma média móvel de anos recentes no estabelecimento de limites de segurança, enquanto que na companhia compreende os 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 (Tesouro IPCA, antigas NTNs), observando posição spot do final do exercício de fechamento considerado.
- Ajuste no valor dos ativos garantidores do plano – Na Petros, os títulos públicos, com a estratégia de imunização das carteiras, são marcados na curva, enquanto na companhia são marcados a valor de mercado.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

- 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.

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras, e o Plano Petros 2 patrocinado por: 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
<b>Modalidade</b>	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]	Contribuição definida
<b>Participantes do plano</b>	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 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.
<b>Novas Inscrições</b>	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
<b>Pagamentos de aposentadoria</b>	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 vontade do participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
<b>Outros benefícios gerais</b>	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.
<b>Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano</b>	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC).		Principalmente, com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais vitalícios: atualizados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
<b>Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos</b>	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 derivados 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 derivados de déficits atuariais	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.
<b>Termo de Compromisso Financeiro- TCF (acordos de dívida) assumido pela Companhia para fazer face aos déficits dos planos - Valores a pagar à Fundação Petros (1)</b>	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 131 em 31/12/2023.	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 390 em 31/12/2023.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 267 em 31/12/2023.	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, compoendo o registro do valor de passivo atuarial.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### Instrumento Particular de Confissão de Dívida (PED 2015)

Em 18 de outubro de 2022, a companhia formalizou o seu compromisso de pagamento referente às contribuições extraordinárias patronais do plano de equacionamento de déficit – 2015 (PED 2015), implementado em 2017, junto aos planos de pensão Petros Repactuados e Não Repactuados (PPSP-R e PPSP-NR). Os pagamentos das contribuições extraordinárias não foram realizados anteriormente por causa de liminares judiciais.

O valor relativo à Petrobras é de US\$ 230 e se refere aos valores não cobrados no período de julho de 2020 a dezembro de 2021. O montante de US\$ 44 foi pago em 28 de outubro de 2022, e o restante, referente às parcelas vincendas, será pago de acordo com a folha de pagamento em contrapartida à arrecadação da parcela dos participantes e assistidos.

O efeito do PED 2015, nos planos de pensão PPSP R e PPSP NR, já foi reconhecido nas demonstrações financeiras do exercício em que foi implementado.

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo do Instrumento Particular é de US\$ 165, compondo o registro do valor de passivo atuarial (US\$ 168 em 31 de dezembro de 2022).

#### Plano de equacionamento de déficit 2021 (PED) - Plano Petros Repactuados

Em 1º de abril de 2023, entrou em vigência o plano de equacionamento do déficit (PED) do exercício de 2021, do Plano Petros Repactuados (PPSP-R), com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST (órgão supervisor da patrocinadora Petrobras), ocorrida em 17 de março de 2023.

O PED 2021 já havia sido aprovado pelo Conselho Deliberativo (CD) da Petros em 10 de novembro de 2022 e o déficit apurado do exercício de 2021, de US\$ 1.759, está sendo equacionado entre as patrocinadoras e os participantes do PPSP-R, observado o limite da paridade de contribuições, cabendo à Petrobras o valor total de US\$ 829, posicionado em 31 de dezembro de 2022, que será pago em parcelas mensais por todo o período de existência do plano.

#### Plano de equacionamento do déficit 2022 (PED) - Plano Petros Não Repactuados

Em 22 de dezembro de 2023, o Conselho de Administração da companhia aprovou o plano de equacionamento do déficit do exercício de 2022 (PED 2022) do plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR) e seu envio para apreciação da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

O PED 2022 prevê o equacionamento do valor intermediário entre o Déficit Técnico Acumulado e o Déficit Técnico Ajustado de 2022 no montante de US\$ 298 em 31 de dezembro de 2022, valor que melhor atende a necessidade de solvência do plano, conforme estudos elaborados pela Fundação Petros. Esse montante atualizado pela meta atuarial até dezembro de 2023 atingiu o valor de US\$ 367.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC nº 30/2018, o déficit deverá ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras e os participantes do PPSP-NR. Sendo assim, caberá à companhia o valor total de US\$ 171, posicionado em dezembro de 2023.

O PED 2022 deverá obter manifestação favorável da SEST para que a Petros possa implementar a cobrança de contribuições extraordinárias a partir de abril de 2024, que se somará às contribuições normais e extraordinárias já em vigor.

O desembolso pelas patrocinadoras será decrescente ao longo da vida do plano, com fluxo adicional anual médio estimado, para os primeiros 5 anos, em torno de US\$ 12.

A posição atuarial do plano PPSP-NR e os efeitos da implementação de novas contribuições extraordinárias pelo PED 2022 estão refletidas no passivo atuarial do exercício de 2023.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2023, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 18.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos

### 18.3.2. Valores nas demonstrações financeiras relacionadas 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 18.3.6.

A movimentação das obrigações com planos de pensão e saúde com característica de benefício definido está representada a seguir:

	2023				Total
	Planos de Pensão		Plano de Saúde		
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>					
Valor presente das obrigações (VPO)	14.941	4.806	1.357	9.662	30.766
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(10.201)	(3.007)	(1.176)	-	(14.384)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>4.740</b>	<b>1.799</b>	<b>181</b>	<b>9.662</b>	<b>16.382</b>
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>					
<b>Saldo em 1º de janeiro 2023</b>	<b>3.890</b>	<b>1.380</b>	<b>163</b>	<b>5.813</b>	<b>11.246</b>
<b>Reconhecido no resultado - custeio e despesas</b>	<b>490</b>	<b>169</b>	<b>30</b>	<b>853</b>	<b>1.542</b>
Custo do serviço corrente	11	2	10	144	167
Custo dos juros líquidos	479	167	20	709	1.375
<b>Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes</b>	<b>433</b>	<b>253</b>	<b>(14)</b>	<b>2.902</b>	<b>3.574</b>
Perdas (ganhos) de remensuração (2)	433	253	(14)	2.902	3.574
<b>Efeito caixa</b>	<b>(385)</b>	<b>(115)</b>	<b>(12)</b>	<b>(415)</b>	<b>(927)</b>
Pagamento de contribuições	(357)	(103)	(12)	(415)	(887)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(28)	(12)	-	-	(40)
<b>Outros movimentos</b>	<b>312</b>	<b>112</b>	<b>14</b>	<b>509</b>	<b>947</b>
Outros	-	-	-	1	1
Ajustes de conversão	312	112	14	508	946
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>4.740</b>	<b>1.799</b>	<b>181</b>	<b>9.662</b>	<b>16.382</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(2) Inclui o complemento de US\$ 109 referente ao exercício de 2022.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2022					
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-		
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>						
Valor presente das obrigações (VPO)	12.771	4.119	1.102	5.813	-	23.805
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.881)	(2.739)	(939)	-	-	(12.559)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>3.890</b>	<b>1.380</b>	<b>163</b>	<b>5.813</b>	<b>-</b>	<b>11.246</b>
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>						
<b>Saldo em 1º de janeiro 2021 (2)</b>	<b>4.050</b>	<b>1.169</b>	<b>165</b>	<b>4.485</b>	<b>11</b>	<b>9.880</b>
<b>Reconhecido no resultado - custeio e despesas</b>	<b>457</b>	<b>129</b>	<b>33</b>	<b>609</b>	<b>-</b>	<b>1.228</b>
Custo do serviço corrente	10	1	13	105	-	129
Custo dos juros líquidos	447	128	20	504	-	1.099
<b>Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes</b>	<b>420</b>	<b>417</b>	<b>(45)</b>	<b>791</b>	<b>-</b>	<b>1.583</b>
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	420	417	(45)	791	-	1.583
<b>Efeito caixa</b>	<b>(1.325)</b>	<b>(421)</b>	<b>-</b>	<b>(384)</b>	<b>-</b>	<b>(2.130)</b>
Pagamento de contribuições	(304)	(94)	-	(384)	-	(782)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(1.021)	(327)	-	-	-	(1.348)
<b>Outros movimentos</b>	<b>288</b>	<b>86</b>	<b>10</b>	<b>312</b>	<b>(11)</b>	<b>685</b>
Outros	-	-	-	1	(10)	(9)
Ajustes de conversão	288	86	10	311	(1)	694
<b>Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>3.890</b>	<b>1.380</b>	<b>163</b>	<b>5.813</b>	<b>-</b>	<b>11.246</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(2) Inclui o pagamento de US\$ 1,324 de parte do principal do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) realizado em 25 de fevereiro de 2022.

## b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

	2023				
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
<b>Valor presente das obrigações no início do exercício</b>	<b>12.771</b>	<b>4.119</b>	<b>1.102</b>	<b>5.813</b>	<b>23.805</b>
<b>Reconhecido no resultado</b>	<b>1.559</b>	<b>496</b>	<b>141</b>	<b>853</b>	<b>3.049</b>
Custo dos juros	1.548	494	131	709	2.882
Custo do serviço	11	2	10	144	167
<b>Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes</b>	<b>737</b>	<b>274</b>	<b>73</b>	<b>2.902</b>	<b>3.986</b>
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (2)	(318)	(107)	(94)	54	(465)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	929	80	(1)	127	1.135
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras (2)	126	301	168	2.721	3.316
<b>Outros</b>	<b>(126)</b>	<b>(83)</b>	<b>41</b>	<b>94</b>	<b>(74)</b>
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.165)	(413)	(61)	(413)	(2.052)
Contribuições de participantes	25	6	9	-	40
Ajustes acumulados de conversão	1.014	324	93	507	1.938
<b>Valor presente das obrigações no fim do exercício</b>	<b>14.941</b>	<b>4.806</b>	<b>1.357</b>	<b>9.662</b>	<b>30.766</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

					2022	
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-		
<b>Valor presente das obrigações no início do exercício</b>	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447
<b>Reconhecido no resultado</b>	1.277	382	129	609	-	2.397
Custo dos juros	1.267	381	116	504	-	2.268
Custo do serviço	10	1	13	105	-	129
<b>Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes</b>	281	380	(6)	791	-	1.446
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	1.367	687	95	(277)	-	1.872
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	4	6	(25)	-	(15)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(1.086)	(311)	(107)	1.093	-	(411)
<b>Outros</b>	(268)	(128)	(8)	(72)	(9)	(485)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.088)	(379)	(72)	(384)	-	(1.923)
Contribuições de participantes	23	6	-	-	-	29
Outros	-	-	1	-	(9)	(8)
Ajustes acumulados de conversão	797	245	63	312	-	1.417
<b>Valor presente das obrigações no fim do exercício</b>	12.771	4.119	1.102	5.813	-	23.805

(\*) 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.

					2023	
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS		
<b>Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício</b>	8.881	2.739	939	-	-	12.559
<b>Reconhecido no resultado - custeio e despesas</b>	1.069	327	111	-	-	1.507
Receita de Juros	1.069	327	111	-	-	1.507
<b>Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes</b>	304	21	87	-	-	412
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	304	21	87	-	-	412
<b>Efeito caixa</b>	385	115	12	415	-	927
Contribuições pagas pela companhia	357	103	12	415	-	887
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	28	12	-	-	-	40
<b>Outros movimentos</b>	(438)	(195)	27	(415)	-	(1.021)
Contribuições de participantes	25	6	9	-	-	40
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(1.165)	(413)	(61)	(413)	-	(2.052)
Ajustes acumulados de conversão	702	212	79	(2)	-	991
<b>Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício</b>	10.201	3.007	1.176	-	-	14.384

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

						2022
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Plano de saúde Petrobras-		Total
<b>Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício</b>	7.431	2.316	822	-	(2)	10.567
<b>Reconhecido no resultado - custeio e despesas</b>	820	253	96	-	-	1.169
Receita de Juros	820	253	96	-	-	1.169
<b>Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes</b>	(139)	(37)	39	-	-	(137)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(139)	(37)	39	-	-	(137)
<b>Efeito caixa</b>	1.325	421	-	384	-	2.130
Contribuições pagas pela companhia	304	94	-	384	-	782
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	1.021	327	-	-	-	1.348
<b>Outros movimentos</b>	(556)	(214)	(18)	(384)	2	(1.170)
Contribuições de participantes	23	6	-	-	-	29
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(1.088)	(379)	(72)	(384)	-	(1.923)
Transferência e aporte no PP3	-	-	-	-	2	2
Ajustes acumulados de conversão	509	159	54	-	-	722
<b>Valor justo dos ativos dos planos no fim do exercício</b>	8.881	2.739	939	-	-	12.559

(\*) 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:

- i. para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e
- ii. 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, simulando um período de 30 anos.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Categorias dos ativos dos planos				2023	2022	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	-	1.466	1.466	10%	1.353	11%
Renda fixa	3.212	7.698	10.910	75%	8.845	70%
Títulos públicos	1.756	7.694	9.450	-	7.450	-
Fundos de renda fixa	786	-	786	-	864	-
Outros investimentos	670	4	674	-	531	-
Renda variável	735	210	945	5%	1.427	9%
Ações à vista	735	-	735	-	1.184	-
Outros investimentos	-	210	210	-	243	-
Investimentos Estruturados	185	31	216	4%	159	4%
Imóveis	-	541	541	4%	490	4%
	<b>4.132</b>	<b>9.946</b>	<b>14.078</b>	<b>98%</b>	<b>12.274</b>	<b>98%</b>
Empréstimos a participantes	-	306	306	2%	285	2%
<b>Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício</b>	<b>4.132</b>	<b>10.252</b>	<b>14.384</b>	<b>100%</b>	<b>12.559</b>	<b>100%</b>

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 2023, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 em 2022), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de US\$ 26 (US 2 em 2022) por ano.

#### d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de Pensão		Plano de Saúde		Outros Planos	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS		
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(48)	(9)	(14)	(299)	-	(370)
Relativa aos inativos (Outras Despesas Operacionais)	(442)	(160)	(16)	(554)	-	(1.172)
<b>Despesa reconhecida no resultado do exercício 2023</b>	<b>(490)</b>	<b>(169)</b>	<b>(30)</b>	<b>(853)</b>	<b>-</b>	<b>(1.542)</b>
<b>Despesa reconhecida no resultado do exercício 2022</b>	<b>(457)</b>	<b>(129)</b>	<b>(33)</b>	<b>(609)</b>	<b>-</b>	<b>(1.228)</b>
<b>Despesa reconhecida no resultado do exercício 2021</b>	<b>(469)</b>	<b>(178)</b>	<b>(72)</b>	<b>(1.388)</b>	<b>9</b>	<b>(2.098)</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

### 18.3.3. Contribuições

No exercício de 2023, a companhia contribuiu com o total de US\$ 927 (US\$ 2.130 no exercício de 2022) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 18.3.2. Adicionalmente, contribuiu com US\$ 232 (US\$ 197 no exercício de 2022) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e US\$ 2 (US\$ 2 no exercício de 2022) 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 2024, somam US\$ 524. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma US\$ 238.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 (risco e garantias mínimas), que estava suspensa, desde julho de 2012, foi restabelecida em abril de 2023, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros. Dessa forma, uma parcela da contribuição mensal passou a ser novamente destinada à cobertura de risco (pagamento dos benefícios de Pecúlio por Morte, Garantias Mínimas e outros) e reduzindo o saldo da obrigação atuarial conforme as contribuições são efetuadas.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### 18.3.4. 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 2023.

					2023	2022
	Plano de Pensão		Plano de Saúde		Total	Total
	PPSP-R <sup>(1)</sup>	PPSP-NR <sup>(1)</sup>	PP2	A M S		
Até 1 Ano	225	387	84	388	1.084	1.728
De 1 a 5 Anos	4.915	1.602	361	2.077	8.955	7.021
De 6 a 10 Anos	3.579	1.125	276	1.990	6.970	5.367
De 11 a 15 Anos	2.514	747	205	1.646	5.112	3.762
Acima de 15 Anos	3.708	945	431	3.561	8.645	5.927
<b>Total</b>	<b>14.941</b>	<b>4.806</b>	<b>1.357</b>	<b>9.662</b>	<b>30.766</b>	<b>23.805</b>

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

#### 18.3.5. 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.	11,18	7,29	10,92	7,22

#### 18.3.6. 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	2023 Plano de Saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,53%	9,52%	9,46%	9,46%	9,56%	9,56%
Taxa real de desconto	5,42%	5,41%	5,35%	5,35%	5,45%	5,45%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	4,89%	4,63%	4,89%	4,63%	7,07%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,11% a 3,75% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: PPSP-R: Ex Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: PP2: Experiência Invalidez PP-2 2022 Assistidos: n/a
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	PPSP-R: AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,90% para 2024 e atingindo 3,75% de 2031 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)

	FALSE					2022
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,95%	11,95%	11,93%	11,93%	11,97%	11,97%
Taxa real de desconto	6,16%	6,16%	6,15%	6,15%	6,18%	6,18%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,27%	6,16%	6,27%	6,16%	7,74%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9,87% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2013	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2020	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros 2013
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Ativos: Experiência Invalidez PP-2
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, suavizada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55	Homens - 58 anos Mulheres - 56	n/a	n/a	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,45% para 2023 e atingindo 3,25% de 2027 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.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.3.

### 18.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação do custo médico está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigações atuariais	(1.804)	2.357	(1.102)	1.364	1.388	(1.133)
Custo do serviço e juros	(31)	73	(67)	82	198	(157)

### Prática contábil para benefícios definidos pós-emprego

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método da unidade de crédito projetada 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.

## 19. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências

### 19.1. Processos provisionados

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 trabalhistas, destacando-se: (i) diversas ações trabalhistas individuais e coletivas; (ii) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR); e (iii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) multas por descumprimento de obrigações acessórias; (ii) não homologação de compensações de tributos federais; e (iii) não recolhimento de CIDE combustíveis sobre importação de propano e butano.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) multas aplicadas pela ANP, em especial as relativas a sistemas de medição de produção; e (iii) litígios envolvendo conflitos societários.
- 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/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

<b>Passivo não circulante</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Processos trabalhistas	806	737
Processos fiscais	544	466
Processos cíveis	1.614	1.504
Processos ambientais	341	303
<b>Total</b>	<b>3.305</b>	<b>3.010</b>
	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Saldo inicial	3.010	2.018
Adição, líquida de reversão	389	1.072
Utilização	(709)	(487)
Revisão de processos já provisionados e juros	376	273
Outros	(5)	(2)
Ajuste de conversão	244	136
<b>Saldo final</b>	<b>3.305</b>	<b>3.010</b>

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, 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 de saída de recursos.

### 19.2. 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:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

<b>Ativo não circulante</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Fiscais	10.607	7.876
Trabalhistas	979	907
Cíveis	2.977	2.089
Ambientais	115	109
Outros	68	72
<b>Total</b>	<b>14.746</b>	<b>11.053</b>

	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Saldo inicial	11.053	8.038
Adição, líquido de reversão	1.735	1.710
Utilização	(148)	(115)
Atualização financeira	1.167	897
Outros	(7)	(9)
Ajuste de conversão	946	532
<b>Saldo final</b>	<b>14.746</b>	<b>11.053</b>

A companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a US\$ 41, 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 2023, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava US\$ 7.997.

### 19.3. Processos 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 2023, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

<b>Natureza</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
Fiscais	37.189	32.094
Trabalhistas	10.150	8.272
Cíveis	11.455	7.548
Ambientais	1.427	1.257
<b>Total</b>	<b>60.221</b>	<b>49.171</b>

#### 19.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

As tabelas a seguir detalham as principais causas de natureza tributária, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas são classificadas como possíveis:

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	<b>Estimativa</b>	
	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
<b>Descrição dos processos de natureza fiscal</b>		
<b>Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.</b>		
1) 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 companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fases administrativa e judicial diversas e são classificados como perda possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia. Em 2023, houve aumento de valores especialmente em virtude de atualização monetária, parcialmente compensada pela redução de valores em três processos já em fase judicial, nos quais houve decisões desfavoráveis no CARF pelo voto de qualidade, e, com isso, os valores das multas foram excluídos da dívida ativa, nos termos do § 9º-A, do artigo 25, da Lei nº. 14.689/2023.	11.409	10.386
2) 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 2023, houve redução de valores, parcialmente compensada pela atualização monetária, tendo em vista que, em quatro processos já em fase judicial, houve decisões desfavoráveis no CARF pelo voto de qualidade, e, com isso, os valores das multas foram excluídos da dívida ativa, nos termos do § 9º-A, do artigo 25, da Lei nº. 14.689/2023.	4.260	4.396
3) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável		
Situação atual: Aguarda-se julgamento de recurso da União, no CARF, em face de decisão administrativa de 1ª instância favorável à companhia. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	2.872	2.414
4) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a companhia recebeu novos autos de infração.	1.816	705
5) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento.		
Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Há duas decisões, uma favorável e outra desfavorável à Petrobras em primeira instância. Aguarda-se julgamento dos recursos da empresa e da União Federal. Em 2023, a companhia recebeu novo auto de infração referente ao exercício de 2018.	1.418	498
6) 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 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	1.370	986
7) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias.		
Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Os Embargos à Execução estão em fase de produção de prova pericial. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	1.263	870
8) 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.	1.064	922
9) Dedução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	723	646
10) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ação na aquisição de participações societárias.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas.	578	501
11) 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.	544	485
12) Incidência de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - Importação de embarcações por meio do		

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento pela companhia de um novo auto de infração.	403	294
13) Aduaneiro – Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro. Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	273	240
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.</b>		
14) 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.	514	425
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ e BA.</b>		
15) Exigência de ICMS sobre operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	960	842
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE e RJ.</b>		
16) ICMS – Importação exigido pelos estados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de perda de diversos processos, de possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	355	440
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, MA, SP, RO, PE e RS.</b>		
17) 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 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração e atualização monetária.	1.257	916
<b>Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE e MT.</b>		
18) 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 2023, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária, compensada pela alteração da expectativa de perda de diversos processos, de possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	1.027	929
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, BA, PB, SE, SP, ES, CE e PE.</b>		
19) 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. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de diversos processos, de perda possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	374	687
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP, PB e AL.</b>		
20) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	913	799
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.</b>		
21) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	299	263
<b>Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR e CE.</b>		
22) 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 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração e atualização monetária.	576	478
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PA e AM.</b>		
23) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2023, a redução se refere, em especial, à alteração da expectativa de diversos processos de perda possível para remota, em razão da modulação dos efeitos da decisão da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) 49, pelo STF.	81	486
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do AC, PA, AM, MA, BA, PB, PE, SE, TO, GO, MT, RJ, SP, SC e PR.</b>		
24) ICMS - Substituição Tributária exigida pelos estados.		

**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 2023, o acréscimo decorreu, em especial, do recebimento de novos autos de infração.	223	160
<b>Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.</b>		
25) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2023, em razão de decisão favorável à tese da companhia, no STJ, que negou provimento ao Recurso Especial do Município, a expectativa de alguns processos foi alterada de perda possível para remota. Houve também o recebimento de novo auto de infração.	311	347
<b>Autor: Prefeituras Municipais diversas.</b>		
26) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	254	223
<b>27) Processos diversos de natureza fiscal.</b>	2.052	1.756
<b>Total de processos de natureza fiscal</b>	<b>37.189</b>	<b>32.094</b>

**Estimativa**

<b>Descrição dos processos de natureza trabalhista</b>	<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2022</b>
<b>Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROS).</b>		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).		
Situação atual: A lide encontra-se no Supremo Tribunal Federal (STF). O Ministro Relator do Recurso Extraordinário da Petrobras, em 28/07/2021, decidiu monocraticamente de maneira favorável à companhia, reformando a decisão do Pleno do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que era contrária à companhia. O julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos amici curiae em face da referida decisão do Ministro Relator foi concluído pela turma julgadora em 10/11/2023, confirmando, por 3 votos a 1, a decisão que reconheceu a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Em 2023, o acréscimo decorreu, em especial, pela atualização monetária e parcelas adicionadas no período. Em janeiro de 2024, o acórdão foi publicado pelo STF. Contra o referido acórdão, o reclamante e entidades sindicais interpuseram o recurso de embargos de declaração, sendo pautado em plenário virtual iniciado em 23/02/2024 e encerrado em 01/03/2024. Os embargos declaratórios não foram conhecidos por decisão unânime da 1ª Turma do STF, mantendo-se a decisão favorável à Petrobras. A referida decisão ainda está pendente de publicação.	8.362	6.806
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.788	1.466
<b>Total de processos de natureza trabalhista</b>	<b>10.150</b>	<b>8.272</b>

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza cível	31.12.2023	31.12.2022
<b>Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.</b>		
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 2023, houve aumento de valor em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	3.547	2.988
<b>Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP</b>		
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, gerando assim impactos no recolhimento de participação especial (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2023, 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. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça, de modo que a arbitragem retomou seu trâmite;		
b) Baúna e Piracaba: o Tribunal Regional Federal da 2ª Região manteve a suspensão da arbitragem. A Petrobras ingressou com recursos aos Tribunais Superiores;		
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 até o item 6 do cronograma conjunto (reunião pré-audiência) formulado pelas partes.	2.245	1.531
<b>Autor: Federações, Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.</b>		
3) Ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2023, o acréscimo se refere, em especial, à alteração da expectativa de perda remota para possível em pedido de ação coletiva.	2.225	6
<b>Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.</b>		
4) 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.	2.214	1.980
<b>Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra e venda de ativos da Petrobras.</b>		
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 2023, houve aumento de valor em razão do recebimento de novos processos.	240	156
<b>6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.</b>	984	887
<b>Total de processos de natureza cível</b>	<b>11.455</b>	<b>7.548</b>

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza ambiental	31.12.2023	31.12.2022
<b>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.</b>		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.	1.427	1.257
<b>Total de processos de natureza ambiental</b>	<b>1.427</b>	<b>1.257</b>

### **19.3.2. RMNR - Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho**

Existem diversos processos judiciais relacionados a Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR), com o objetivo de revisar os critérios de cálculo da rubrica denominada Complemento da RMNR.

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 por meio de negociação coletiva com entidades sindicais e aprovada em assembleias dos empregados, por fim, implantada pela Petrobras em 2007, sendo, contudo, questionada três anos após sua implantação.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho (TST) decidiu (13 votos a 12) contra a companhia, que interpôs recursos extraordinários ao Supremo Tribunal Federal (STF) que suspendeu os efeitos da decisão proferida pela Corte Trabalhista e determinou a suspensão nacional dos processos em andamento relacionados à RMNR.

Em julho de 2021, foi publicada decisão monocrática na qual o Ministro Relator deu provimento ao Recurso Extraordinário interposto em um dos processos para reestabelecer a sentença que julgou improcedentes os pedidos autorais, acolhendo a tese da companhia e reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos, revertendo, assim, a decisão do TST.

Em novembro de 2023, a Primeira Turma do STF decidiu favoravelmente à Petrobras, por 3 votos a 1, acolhendo a tese da companhia e reconhecendo a validade do acordo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos, em relação à metodologia de cálculo para a remuneração dos funcionários da empresa. Em janeiro de 2024, o acórdão foi publicado pelo STF. Contra o referido acórdão, o reclamante e entidades sindicais interpuseram o recurso de embargos de declaração, sendo pautado em plenário virtual iniciado em 23 de fevereiro de 2024 e encerrado em 1º de março de 2024. Os embargos de declaração não foram conhecidos por decisão unânime da 1ª Turma do STF, sendo mantida a decisão favorável à Petrobras. A referida decisão ainda está pendente de publicação.

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de provisões para processos judiciais referentes a RMNR é de US\$ 135, enquanto os passivos contingentes totalizam US\$ 8.362.

## **19.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados**

### **19.4.1. 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 Rotterdam, 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 Rotterdam 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 Stichting Petrobras Compensation Foundation. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os 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. A ação coletiva passou para a fase de discussão das questões de mérito.

Em 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito, determinando a produção de prova, em relação à qual as partes poderão se manifestar antes da publicação da sentença de mérito, que é recorrível. Além disso, o Tribunal adiantou os seguintes entendimentos, que deverão constar da sentença de mérito, dentre os quais: i) foram rejeitados os pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) o Tribunal declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considere suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e de Luxemburgo para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

A Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado 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 poderá oferecer todas as defesas já apresentadas na ação coletiva e outras que julgar cabíveis, inclusive em relação à ocorrência e a quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores mencionadas anteriormente.

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 das cortes holandesas, 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 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 produzir uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras reitera sua condição de vítima do esquema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

A Petrobras e as suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e continuarão se defendendo firmemente.

#### **19.4.2. Arbitragem 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 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 é capaz de 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 com vigor das acusações formuladas pela autora da ação coletiva. A companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta ação.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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, o Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. A Petrobras recorreu contra essa decisão, mas as instâncias superiores mantiveram a decisão do Tribunal de Apelações. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras. A Petrobras apresentou recurso contra essa decisão, ainda pendente de julgamento. O Tribunal de Apelações também já havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes, o que também foi objeto de recurso acolhido pela Corte de Cassação em 15 de setembro de 2022, reconhecendo à Associação o direito de representar os consumidores financeiros. A companhia apresentou recurso contra tal decisão, ainda pendente de julgamento. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, ainda sujeitas à apreciação pelas instâncias recursais da Justiça argentina. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

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 para su Defensa perante a Corte Comercial, não ocorreram eventos relevantes no exercício de 2023.

#### 19.4.3. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”)

Em fevereiro de 2016, a EIG Management Company, LLC e alguns fundos afiliados (em conjunto denominados “EIG”) ajuizaram uma demanda perante a Corte Distrital do Distrito de Columbia em Washington, D.C. com relação à compra indireta de participações societárias na Sete Brasil, uma empresa criada para construir plataformas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que a Petrobras teria induzido os autores a investir na Sete Brasil e que era uma das responsáveis pela crise financeira da Sete, que entrou com processo de recuperação judicial no Brasil.

Em 2017, a Corte Distrital negou o pedido de arquivamento sumário apresentado pela Petrobras, tendo decidido que o processo deveria seguir para a fase de produção de provas. Houve a interposição de recursos por parte da Petrobras, tendo tal fase recursal perdurado até 16 de janeiro de 2020, quando a decisão da Corte do Distrito de Colúmbia se tornou definitiva. Durante o ano de 2020, as partes se envolveram em extensas trocas de documentos e outras provas documentais. As partes também ouviram os depoimentos de diversas testemunhas dos fatos. Em 2021, além da continuidade de tais oitivas, foram produzidas provas periciais, bem como as partes apresentaram pedidos para que o caso fosse julgado sumariamente (*motion for summary judgment*).

Em 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização estará sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da companhia no terceiro trimestre de 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia.

Em 26 de agosto de 2022, foi apresentado requerimento pela Petrobras para que a ação fosse suspensa até o julgamento do referido recurso, tendo tal suspensão sido concedida pelo juiz em 26 de outubro de 2022.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 26 de agosto de 2022, a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda, a pedido da EIG. A decisão foi fundamentada naquela proferida medida cautelar pela Corte Distrital do Distrito de Columbia, em 8 de agosto de 2022, e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado anteriormente. Apenas para o fim dessa cautelar, a Corte Distrital de Amsterdã limitou os pedidos da EIG em um total de cerca de US\$ 297, embora a Corte norte-americana tenha decidido que qualquer concessão de indenização dependerá da comprovação de danos pela EIG em audiência de julgamento. Há algumas discussões sobre o escopo dos bens bloqueados pela EIG, mas não há nenhum processo pendente a esse respeito na Holanda. Tal bloqueio cautelar não impede o cumprimento de obrigações da Petrobras e de suas subsidiárias perante terceiros.

### 19.5. 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, pretende 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 revelados pela Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes e análises de peritos.

Ademais, 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 é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, 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.

A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas, de modo que não há previsão para sentença dos respectivos tribunais arbitrais.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes.

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa 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 arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. O processo judicial ainda se encontra pendente e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, não ocorreram eventos que modificassem a avaliação sobre as arbitragens no Brasil.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

## 19.6. Processo judicial – Empréstimo Compulsório - Eletrobras

O governo brasileiro, pretendendo financiar a expansão do sistema elétrico nacional, estabeleceu o empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás, que durou até 1993. O empréstimo era cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores.

Em 2010, a companhia ingressou com ação judicial com vistas a ter reconhecido o seu direito de receber as diferenças de correção monetária e juros de empréstimo compulsório da Eletrobrás, relativamente à terceira conversão de ações da Eletrobrás, no período de 1987 a 1993.

O processo teve trânsito em julgado favorável à Petrobras em dezembro de 2022, em relação ao mérito do processo. Iniciado o procedimento de liquidação de sentença, em 18 de dezembro de 2023, foi celebrado acordo judicial entre as partes para extinção da discussão mediante pagamento, pela Eletrobras, do valor de US\$ 239, recebido pela companhia em 26 de dezembro de 2023, encerrando a contingência ativa.

## 19.7. Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Em 2023, a Petrobras celebrou acordos com a CEG, CEG Rio e SERGÁS, com o objetivo de pôr fim aos litígios existentes e pacificar questões controvertidas em relação ao preço do gás natural fornecido, com base nas condições econômicas atuais do mercado de gás natural. Atualmente, a Petrobras ainda detém uma única arbitragem em face de distribuidora de gás do Nordeste, a qual é confidencial.

Em relação ao estado de Minas Gerais, a questão permanece judicializada, não havendo arbitragem em curso, uma vez que a cobrança do preço do gás continua sendo realizada conforme o Contrato em vigor firmado entre Petrobras e GASMIG

### Prática contábil para provisões para processos judiciais, administrativos e arbitrais, passivos contingentes e ativos contingentes

A companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais e administrativos nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram provável o desembolso de caixa futuro e sejam atendidas as demais condições para o reconhecimento de uma provisão.

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.

## 20. Provisões para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão de desmantelamento por área de produção:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2023	31.12.2022
Terra	447	418
Águas rasas	6.253	4.399
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	10.872	9.988
Pré-sal	5.630	3.795
<b>Total</b>	<b>23.202</b>	<b>18.600</b>

A movimentação da provisão para desmantelamento de áreas é apresentada a seguir:

Passivo não-circulante	2023	2022
Saldo inicial	18.600	15.619
Revisão de provisão	3.821	3.484
Transferências referentes a passivos mantidos para venda <sup>(1)</sup>	(339)	(1.258)
Pagamentos realizados	(1.227)	(854)
Atualização de juros	837	476
Outros	(8)	(5)
Ajuste de conversão	1.519	1.138
<b>Saldo final</b>	<b>23.203</b>	<b>18.600</b>
Circulante	2.032	-
Não circulante	21.171	18.600

Os projetos de descomissionamento no Brasil são relativamente recentes e apresentam particularidades que podem torná-los complexos e desafiadores, inclusive para adequá-los às exigências da ANP, Marinha do Brasil e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). O melhor entendimento desse cenário, juntamente com a experiência prática com o descomissionamento de algumas instalações, permitiu à companhia adequar seu Planejamento Estratégico a essa nova realidade, inclusive com a adoção de práticas avançadas ambientais, sociais e de governança - ASG, como a implantação do modelo verde de destinação de plataformas flutuantes próprias, utilizado de forma pioneira no descomissionamento da plataforma P-32.

A companhia se aproxima da necessidade de realizar o descomissionamento em diversos sistemas onde a produção de óleo e gás se tornou inviável ou os ativos chegaram ao final de sua vida útil, a exemplo do projeto de revitalização do campo de Marlim, que nos últimos anos levou ao encerramento das operações de várias plataformas. Em 2023, foram aprovados diversos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI), relacionados, principalmente, a esse campo, sendo a maioria concentrado no mês de dezembro. Com os PDIs aprovados, a companhia se compromete a executar as atividades previstas nos programas, de modo que, ainda que não exista um compromisso firme quanto ao prazo de execução, permite estimar com razoável segurança a parcela da provisão para desmantelamento de curto prazo, que passa a ser divulgada no passivo circulante.

Variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido. A tabela a seguir contém informações sobre sensibilidades nessa premissa chave:

Sensibilidades em relação à taxa de desconto (1)	Reflexo na provisão para desmantelamento	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Aumento de 0,5 ponto percentual	(1.462)	(1.331)	(130)
Redução de 0,5 ponto percentual	1.615	1.486	130

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

A transferência para passivos mantidos para venda refere-se à constituição e revisão da provisão associada a ativos de E&P em processo de desinvestimento e classificados no ativo mantido para venda. Em 2023, contempla a provisão constituída para o Polo Uruguá (US\$ 381), no Rio de Janeiro, e a redução da provisão relativa ao Polo Pescada (US\$ 41), no Rio Grande do Norte. Em 2022, as movimentações se referem ao Polo Potiguar (US\$ 551), no Rio Grande do Norte, ao Campo de Albacora Leste (US\$ 490), no Rio de Janeiro, e aos Polos Golfinho e Camarupim (US\$ 175) e Norte Capixaba (US\$ 44), no Espírito Santo, conforme nota explicativa 31.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

Vencimento	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	31.12.2023
Provisão para desmantelamento	2.032	2.095	2.031	2.283	1.952	12.810	23.203

### Prática contábil para desmantelamento de área.

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.

## 21. Outros ativos e passivos

Ativo		31.12.2023	31.12.2022
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	1.009	1.087
Adiantamentos a fornecedores	(b)	1.814	1.561
Despesas antecipadas	(c)	453	363
Operações com derivativos	(d)	92	54
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	255	71
Outros		262	194
		<b>3.885</b>	<b>3.330</b>
Circulante		1.570	1.777
Não circulante		2.315	1.553

Passivo		31.12.2023	31.12.2022
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	1.200	1.355
Retenções contratuais	(g)	716	601
Adiantamento de clientes	(h)	692	906
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	708	674
Impostos e contribuições	(j)	376	293
Dividendos não reclamados	(k)	337	241
Operações com derivativos	(d)	62	147
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(l)	156	138
Credores diversos		138	95
Outros		520	523
		<b>4.905</b>	<b>4.973</b>
Circulante		3.015	3.001
Não circulante		1.890	1.972

As referências a seguir detalham a natureza das operações que compõem os saldos de outros ativos e passivos:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

- 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 TAG e na NTS.
- b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.
- c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.
- d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.
- e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.
- f) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada 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.
- g) 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.
- h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.
- i) 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.
- j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 17.
- k) 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 34.
- l) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030.

### Prática contábil sobre outros ativos

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.

## **22. Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia**

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos das autoridades competentes.

Em 2023, a companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de US\$ 109 (US\$ 96 no mesmo período de 2022). Estes recursos estão apresentados outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de US\$ 1.727 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

### **23. Compromisso de compra de gás natural**

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPFB possuía vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras.

A partir do fim de 2019, o contrato vem sendo ajustado, principalmente, para adequar a Quantidade Diária Garantida (QDG) à disponibilidade da YPFB. Em 15 de dezembro de 2023, por meio de novo aditivo ao GSA, o compromisso de fornecimento foi mais uma vez revisado por solicitação da YPFB.

O dispositivo de controle do saldo contratual indica uma extensão do GSA, no mínimo, até dezembro de 2027, considerando-se retiradas com base na QDG da YPFB (retirando-se todos os dias o volume máximo garantido), a qual oscila entre 18,00 milhões de m<sup>3</sup> por dia e 6,00 milhões de m<sup>3</sup> por dia (limites em base mensal), representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,04 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2024 e dezembro de 2027, conforme a projeção de preço constante do Plano Estratégico 2024-2028.

Caso as retiradas ocorram com base na obrigação do pagamento da Petrobras (*take-or-pay*), a qual oscila entre 12,60 milhões de m<sup>3</sup> por dia e 4,20 milhões de m<sup>3</sup> por dia (limites em base mensal), a referida prorrogação será estendida, no máximo, até agosto de 2030, representando um valor total adicional estimado de US\$ 2,88 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2024 e agosto de 2030, conforme a projeção de preço constante Plano Estratégico 2024-2028.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***24. Imobilizado****24.1. Por tipo de ativos**

	<b>Terrenos, edificações e benfeitorias</b>	<b>Equipamentos e outros bens <sup>(1)</sup></b>	<b>Ativos em construção <sup>(2)</sup></b>	<b>Gastos c/exploração e desenv. <sup>(3)</sup></b>	<b>Direito de uso</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 1º de Janeiro de 2023</b>	<b>2.538</b>	<b>55.147</b>	<b>14.838</b>	<b>38.434</b>	<b>19.212</b>	<b>130.169</b>
Custo acumulado	4.343	105.429	23.938	67.581	29.670	230.961
Depreciação e impairment acumulado <sup>(4)</sup>	(1.805)	(50.282)	(9.100)	(29.147)	(10.458)	(100.792)
Adições	-	528	11.919	12	15.177	27.636
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	2.672	-	2.672
Juros capitalizados	-	-	1.277	-	-	1.277
Transferência de Bônus de Assinatura <sup>(5)</sup>	-	-	-	16	-	16
Baixas	(11)	(304)	(86)	(74)	(156)	(631)
Transferências <sup>(6)</sup>	58	5.531	(7.058)	1.754	1	286
Transferências para ativos mantidos para venda	(16)	(36)	99	(241)	(85)	(279)
Depreciação, amortização e depleção	(84)	(5.079)	-	(4.711)	(5.432)	(15.306)
Impairment - constituição (nota explicativa 26)	-	(1.689)	(883)	(314)	(39)	(2.925)
Impairment - reversão (nota explicativa 26)	3	101	9	1	28	142
Ajuste de conversão	199	4.210	1.401	2.883	1.674	10.367
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>2.687</b>	<b>58.409</b>	<b>21.516</b>	<b>40.432</b>	<b>30.380</b>	<b>153.424</b>
Custo acumulado	4.634	118.173	31.467	74.809	44.829	273.912
Depreciação e impairment acumulado <sup>(4)</sup>	(1.947)	(59.764)	(9.951)	(34.377)	(14.449)	(120.488)
<b>Saldo em 1º de Janeiro de 2022</b>	<b>2.383</b>	<b>53.126</b>	<b>16.922</b>	<b>35.847</b>	<b>17.052</b>	<b>125.330</b>
Custo acumulado	4.080	98.085	25.954	61.906	26.382	216.407
Depreciação e impairment acumulado <sup>(4)</sup>	(1.697)	(44.959)	(9.032)	(26.059)	(9.330)	(91.077)
Adições	-	841	7.525	48	7.126	15.540
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	3.269	-	3.269
Juros capitalizados	-	-	1.021	-	-	1.021
Transferência de Bônus de Assinatura <sup>(5)</sup>	-	-	-	1.177	-	1.177
Baixas	(20)	(746)	(2.152)	(667)	(1.469)	(5.054)
Transferências <sup>(6)</sup>	130	5.162	(8.611)	3.617	2	300
Transferências para ativos mantidos para venda	(27)	(1.874)	(410)	(1.976)	(140)	(4.427)
Depreciação, amortização e depleção	(88)	(4.746)	-	(5.306)	(4.478)	(14.618)
"Impairment" - constituição (nota explicativa 26)	-	(693)	(605)	(142)	(13)	(1.453)
"Impairment" - reversão (nota explicativa 26)	-	223	15	52	-	290
Ajuste de conversão	160	3.854	1.133	2.515	1.132	8.794
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>2.538</b>	<b>55.147</b>	<b>14.838</b>	<b>38.434</b>	<b>19.212</b>	<b>130.169</b>
Custo acumulado	4.343	105.429	23.938	67.581	29.670	230.961
Depreciação e impairment acumulado <sup>(4)</sup>	(1.805)	(50.282)	(9.100)	(29.147)	(10.458)	(100.792)

(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 plataformas de produção.

(4) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.

(5) Transferência do Intangível. Em 2023, refere-se à declaração de comercialidade dos campos de Manjuba, Espadim, Raia Manta e Raia Pintada. Em 2022, refere-se aos campos de Itapu, Atapu e Sêpia.

(6) 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 direito de uso devem-se principalmente pela entrada em operação das FPSO Anita Garibaldi, FPSO Anna Nery, FPSO Almirante Barroso e FPSO Sepetiba, e respectivo reflexo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 25).

## 24.2. 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	40 (entre 25 e 50)
Equipamentos e outros bens	20 (3 a 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida
Direitos de uso	8 (entre 2 e 47)

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	6.065	(5.111)	954
6 - 10 anos	8.312	(6.477)	1.835
11 - 15 anos	5.811	(2.357)	3.454
16 - 20 anos	31.428	(19.908)	11.520
21 - 25 anos	33.217	(9.294)	23.923
25 - 30 anos	12.915	(4.270)	8.645
30 anos em diante	5.417	(2.138)	3.279
Método da Unidade Produzida	19.503	(12.150)	7.353
<b>Total</b>	<b>122.668</b>	<b>(61.705)</b>	<b>60.963</b>
Edificações e benfeitorias	4.495	(1.941)	2.554
Equipamentos e outros bens	118.173	(59.764)	58.409

## 24.3. 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
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>19.056</b>	<b>9.204</b>	<b>2.120</b>	<b>30.380</b>
Custo acumulado	23.859	18.000	2.970	44.829
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(4.803)	(8.796)	(850)	(14.449)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(7.103)	(168)	(7.271)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(4.803)	(225)	-	(5.028)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	-	(1.468)	(682)	(2.150)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>9.211</b>	<b>8.254</b>	<b>1.747</b>	<b>19.212</b>
Custo acumulado	12.604	14.788	2.278	29.670
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(3.393)	(6.534)	(531)	(10.458)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(5.322)	(64)	(5.386)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(3.393)	(218)	-	(3.611)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	-	(994)	(467)	(1.461)

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### 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 24.2, 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.

#### **24.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras**

Em 2023, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Atum, Curimã, Espada e Xaréu, na Bacia de Campos. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 45, além de impairments reconhecidos em exercícios anteriores.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

*(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

---

Durante o exercício de 2022, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos campos Anequim, Congro, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Malhado, Namorado, Parati e Viola, na Bacia do Ceará, que estavam com a produção paralisada desde 2020, resultando em baixas no montante de US\$ 619, em outras despesas operacionais.

Em 2021, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Bijupirá, Lagosta, Merluza e Salema, na Bacia de Santos. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o montante de US\$ 27, além de impairments reconhecidos em exercícios anteriores.

#### **24.5. 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% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 (6,55% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2022).

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 25. Intangível

### 25.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões <sup>(1)</sup>	Software	Ágio (goodwill)	Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2023</b>	<b>2.523</b>	<b>439</b>	<b>24</b>	<b>2.986</b>
Custo	2.578	1.560	24	4.162
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(55)	(1.121)	-	(1.176)
Adições	148	200	-	348
Juros capitalizados	-	13	-	13
Baixas	(41)	-	-	(41)
Transferências	(11)	2	-	(9)
Transferência de Bônus de Assinatura <sup>(2)</sup>	(16)	-	-	(16)
Amortização	(4)	(100)	-	(104)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 26)	(364)	-	-	(364)
Ajuste de conversão	190	38	1	229
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>2.425</b>	<b>592</b>	<b>25</b>	<b>3.042</b>
Custo	2.489	1.891	25	4.405
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(64)	(1.299)	-	(1.363)
Tempo de vida útil estimado em anos	<sup>(3)</sup>	5	Indefinida	
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2022</b>	<b>2.695</b>	<b>308</b>	<b>22</b>	<b>3.025</b>
Custo	2.744	1.321	22	4.087
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(49)	(1.013)	-	(1.062)
Adições	898	181	-	1.079
Juros capitalizados	-	11	-	11
Baixas	(12)	(6)	-	(18)
Transferências	(11)	(1)	-	(12)
Transferência de Bônus de Assinatura <sup>(2)</sup>	(1.177)	-	-	(1.177)
Amortização	(4)	(73)	-	(77)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 26)	-	(1)	-	(1)
Ajuste de conversão	134	20	2	156
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>2.523</b>	<b>439</b>	<b>24</b>	<b>2.986</b>
Custo	2.578	1.560	24	4.162
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(55)	(1.121)	-	(1.176)
Tempo de vida útil estimado em anos	<sup>(3)</sup>	5	Indefinida	

(1) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.

(2) Transferências para Imobilizado. Em 2023, refere-se à declaração e comercialidade dos campos de Manjuba, Espadim, Raia Manta e Raia Pintada. Em 2022, refere-se aos campos de Itapu, Atapu e Sêpia.

(3) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

### 25.2. Resultado de Leilão da ANP

#### Atapu e Sêpia

Em 27 de abril de 2022, a Petrobras celebrou o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (25% de participação) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda. (22,5% de participação), e o Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Sêpia, em consórcio com as empresas TotalEnergies (28% de participação), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (21% de participação) e QP Brasil Ltda. (21% de participação). Estes contratos estão vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, ocorrida em 17 de dezembro de 2021.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os Acordos de Coparticipação (Acordos) e os Aditivos ao Acordo de Individualização da Produção de Atapu e Sépia (AIPs), necessários para gerir as jazidas coincidentes contidas na área do Contrato de Cessão Onerosa e na área do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, também foram celebrados em 27 de abril de 2022.

As compensações devidas à Petrobras para Atapu e Sépia, que incluem uma estimativa preliminar do gross up dos impostos incidentes, nos termos da Portaria nº 08 de 19 de abril de 2021 do Ministério de Minas e Energia do Brasil - MME, foram pagas pelos parceiros nos dias 13, 26 e 27 de abril de 2022, sendo o montante de US\$ 2.093 na compensação de Atapu e US\$ 3.059 na compensação de Sépia.

Os Acordos passaram a vigorar em 2 de maio de 2022, após o atestamento pela Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) quanto à adimplência dos contratados com o pagamento da compensação, conforme estabelecido na Portaria nº 519 de 21 de maio de 2021.

Adicionalmente, conforme estabelecido na Portaria Normativa MME nº 08/2021, nos períodos em que o preço do petróleo tipo Brent atingir média anual superior a US\$ 40/bbl, mas limitado a US\$ 70/bbl, será devido um complemento (Earn Out) às compensações de Atapu e Sépia. Entre os anos de 2022 e 2032, o Earn Out é estimado em até US\$ 5.244.

No exercício de 2022, a companhia reconheceu parte desse ativo contingente relativo ao Earn Out dos anos de 2022 e 2023, no montante de US\$ 693, sendo: (i) US\$ 384, cujo recebimento ocorreu em janeiro de 2023; e (ii) US\$ 309 referente ao exercício de 2023, a valor presente, considerando a entrada dos benefícios econômicos como praticamente certos.

Durante o exercício de 2023, a parcela do Earn Out de 2023 foi atualizada no montante de US\$ 44 milhões, e o valor total de US\$ 371 milhões foi recebido em janeiro de 2024.

Adicionalmente, a companhia reconheceu em dezembro de 2023 parte do ativo contingente relativo ao Earn Out de 2024, no montante de US\$ 241 milhões, a valor presente, com previsão de recebimento em 2025.

Esses recebíveis foram reconhecidos em contrapartida a outras receitas operacionais.

### **Blocos Sudoeste de Sagitário, Água Marinha e Norte de Brava - 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção**

Em 16 de dezembro de 2022, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos blocos Sudoeste de Sagitário e Água Marinha em parceria e a totalidade do bloco Norte de Brava no 1º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha da Produção, realizado pela ANP. Em maio de 2023, houve assinatura dos Contratos de Partilha de Produção e reconhecimento do bônus de assinatura no intangível, no montante de US\$ 146 (US\$ 4 de Sudoeste de Sagitário, US\$ 40 de Água Marinha e US\$ 102 de Norte de Brava).

A aquisição de Sudoeste de Sagitário ocorreu em conjunto com a Shell Brasil, com 40% de participação, sendo a Petrobras operadora com participação de 60%.

Em Água Marinha, a Petrobras também atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (30%), Petronas (20%), e QatarEnergy (20%).

O bloco Norte de Brava foi adquirido integralmente pela Petrobras.

### **Blocos na bacia de Pelotas - 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão**

Em 13 de dezembro de 2023, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 29 blocos na bacia de Pelotas no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O valor total do bônus de assinatura, no montante de US\$ 24, a ser pago pela Petrobras no segundo trimestre de 2024, será registrado contabilmente no ativo intangível no momento do pagamento.

A Petrobras atuará como operadora em todos os blocos, adquiridos em parceria:

- 26 blocos com 70% de participação da Petrobras e 30% da Shell;
- 3 blocos com 50% de participação da Petrobras, 30% da Shell Brasil e 20% da CNOOC Brasil.

### 25.3. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2023, foram devolvidos 8 blocos exploratórios, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, totalizando US\$ 414 em direitos exploratórios baixados contabilmente. Em 2022, não houve devolução de blocos exploratórios à ANP.

Mais informações na nota explicativa 27, 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)

## 26. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

<b>Demonstração de Resultado</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(2.680)	(1.315)	3.190
Ativos exploratórios	(364)	-	-
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(2)	(6)	383
<b>Efeito líquido no resultado do exercício</b>	<b>(3.046)</b>	<b>(1.321)</b>	<b>3.573</b>
Constituição	(3.307)	(1.640)	(654)
Reversão	261	319	4.227
<b>Balço Patrimonial</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Imobilizado	(2.783)	(1.163)	3.414
Intangível	(364)	(1)	1
Ativos mantidos para venda	103	(151)	(225)
Investimentos	(2)	(6)	383
<b>Efeito líquido em resultado do exercício</b>	<b>(3.046)</b>	<b>(1.321)</b>	<b>3.573</b>

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 23 de novembro de 2022, a Administração concluiu e aprovou seu PE 2024-2028, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2024-2028 indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 14 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 26.1. Imobilizado e intangível

Ativo ou UGC, por natureza <sup>(1)</sup>	Valor contábil líquido	Valor recuperável <sup>(2)</sup>	(Perda) / Reversão <sup>(3)</sup>	Segmento	Comentários
<b>2023</b>					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.332	6.108	(2.217)	E&P	Ver item (a1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	943	455	(486)	RTC	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	371	-	(364)	E&P	Ver item (c)
Outros			(80)	Diversos	
<b>Total</b>			<b>(3.147)</b>		
<b>2022</b>					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.307	7.747	(628)	E&P	Ver item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil (diversas UGCs)	486	7	(478)	E&P	Ver item (d1)
Utilidades Itaboraí	919	777	(142)	G&EBC	Ver item (d)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	792	882	89	RTC	Ver item (b2)
Outros			(5)	Diversos	
<b>Total</b>			<b>(1.164)</b>		
<b>2021</b>					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	23.734	36.396	3.373	E&P	Ver item (a3)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e	250	-	(250)	E&P	Ver item (d2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	404	767	359	RTC	Ver item (b3)
Outros			(67)	Diversos	
<b>Total</b>			<b>3.415</b>		

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.

(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando indicado.

(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:

- 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 premissas-chave utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2023 foram principalmente baseadas nas seguintes premissas:

Plano Estratégico 2024-2028	2024	2025	2026	2027	2028	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	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

Em 2022, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Plano Estratégico 2023-2027	2023	2024	2025	2026	2027	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	85	80	75	70	65	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,02	5,00	5,00	4,97	4,88	4,76

Em 2021, as premissas-chave utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2022-2026	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	72	65	60	55	55	55
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,40	5,33	5,19	5,15	5,14	5,08

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	12.31.2023	12.31.2022
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,6% p.a.	7,3% p.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,0% p.a.	7,1% p.a.

Em 2023 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da companhia:

- No segmento de E&P, inclusão dos campos de Manjuba e Espadim à UGC Polo Norte, pois a viabilidade técnica e econômica desses campos foi demonstrada em 2023. Agora, a UGC Polo Norte passa a ser composta pelos campos Marlim, Voador, Albacora, Manjuba e Espadim e seus sistemas de produção; criação da UGC Polo Raia, composta pelos campos Raia Manta e Raia Pintada, decorrentes dos Plano Avaliação das Descobertas de Pão-de-Açúcar, Seat e Gávea (bloco BM-C-33); extinção da UGC Polo Uruguá, formada pelos campos Uruguá e Tambaú, devido à assinatura de contrato de compra e venda para a cessão da totalidade da participação da Petrobras nesses campos; extinção das UGC isoladas Plataforma P-33 e sonda de perfuração SC-106, em função de alienação. Os ativos relacionados à UGC Polo Uruguá e a Plataforma P-33 passaram a constituir ativos mantidos para venda; e
- No segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), retorno da refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) para a UGC Abastecimento, em função do cancelamento de sua venda.

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 e 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 – 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 24-28, 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.

#### a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2022

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 628, predominantemente no campo de Roncador (US\$ 518), em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas, bem como de alterações nas previsões de eficiência operacional, que impactaram negativamente as curvas de produção do campo.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

#### **a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2021**

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em reversões de perdas líquidas no montante de US\$ 3.373, predominantemente nas UGCs de produção do pós-sal, e refletiram a atualização das premissas-chave do PE 2022-2026, em especial, o aumento no preço do Brent.

#### **b1) 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.

#### **b2) 2º trem de refino da RNEST – 2022**

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorpora as otimizações operacionais e as margens de refino previstas no PE 2023-2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US\$ 89.

#### **b3) 2º trem de refino da RNEST – 2021**

A atualização dos fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorporou a decisão da Administração pela retomada das obras no PE 2022-2026 implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US\$ 359.

#### **c) 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.

#### **d1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2022**

As avaliações identificaram perdas líquidas de US\$ 478 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente em função da decisão pela paralisação em definitivo das operações das plataformas P-18, P-19, P-20, P-35 e P-47 no campo de Marlim em 2022, com perdas líquidas por desvalorização de US\$ 402.

#### **d2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2021**

As avaliações identificaram perdas de US\$ 250 relacionadas aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essas perdas devem-se, principalmente, à decisão da Administração pela paralisação em definitivo das plataformas P-26 e P-33 no campo de Marlim (US\$ 210).

#### **e) Utilidades Itaboraí – 2022**

Postergação do início das operações da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Polo Gaslub de Itaboraí, em função da rescisão do contrato com a empresa responsável pelas obras, o que impactou a projeção de receitas e resultou no reconhecimento de perdas líquidas por desvalorização, no montante de US\$ 142.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### 26.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicos, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por *impairment* no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contêm informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por *impairment* adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de *impairment* em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativos com provisão de <i>impairment</i> existente				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (UGC Roncador)	E&P	5.863	5.277	(586)
2º Trem da RNEST	RTC	455	409	(46)
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	924	832	(92)
		7.242	6.518	(724)

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade (1)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (UGC Roncador)	E&P	5.863	6.449	586
2º Trem da RNEST	RTC	455	501	46
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	924	1.016	92
		7.242	7.966	724

(1) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de *impairment* a ser revertido no limite do saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

#### Prática contábil para *impairment* de ativo imobilizado ou intangível

Essa avaliação 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)***26.2. Ativos classificados como mantidos para venda**

Ativo ou UGC, por natureza <sup>(1)</sup>	Valor contábil líquido antes do teste de impairment	Valor recuperável <sup>(2)</sup>	(Perda) / Reversão <sup>(3)</sup>	Segmento
				<b>2023</b>
Campos de produção de óleo e gás	230	334	103	E&P
Outros			1	Diversos
<b>Total</b>			<b>104</b>	
				<b>2022</b>
Campos de produção de óleo e gás	376	300	(116)	E&P
Refinarias e ativos logísticos associados	77	34	(44)	RTC
Outros			9	Diversos
<b>Total</b>			<b>(151)</b>	
				<b>2021</b>
Usinas termoelétricas	91	12	(79)	G&EBC
Participações societárias	107	44	(67)	G&EBC
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás	47	-	(46)	E&P
Refinarias e ativos logísticos associados	255	218	(37)	RTC
Outros			4	Diversos
<b>Total</b>			<b>(225)</b>	

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupos de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou

(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

(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".

Em 2023, o montante de reversões líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US\$ 104, predominantemente pela aprovação da venda do Polo Uruguá (US\$ 103), avaliado a valor justo.

Em 2022, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US\$ 151, decorrentes da avaliação a valor justo, líquido de despesas de venda, principalmente por:

- i. Campos de produção de óleo e gás: reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US\$ 116, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de áreas de diversas concessões agrupadas no Polo Golfinho (US\$ 72), Polo Pescada (US\$ 29) e Polo Camarupim (US\$ 15); e
- ii. Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da Refinaria de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), com perdas reconhecidas no montante de US\$ 44.

Em 2021 também foram reconhecidas no resultado perdas em ativos mantidos para venda, no montante de US\$ 225, decorrentes da avaliação a valor justo líquido de despesas de venda, principalmente por:

- UTEs Polo Camaçari: conclusão da venda das Usinas Termoelétricas Arembepe, Muryci e Bahia 1, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia, que resultou no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US\$ 79;
- Breitener: venda da empresa Breitener Energética S.A., no estado do Amazonas, resultando no reconhecimento de perdas líquida no montante de US\$ 67;
- Equipamentos vinculados às atividades de produção de óleo e gás: aprovação do processo de alienação da plataforma P-32, resultando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 46; e
- Refinaria e ativos logísticos associados: aprovação da venda da refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no estado do Amazonas, com reconhecimento de perdas no montante de US\$ 12, e da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, com perdas reconhecidas no montante de US\$ 25.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 31.

### 26.3. 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 o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, 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.

#### 26.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores

##### a) Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2023, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em US\$ 1.294, conforme descrito na nota explicativa 30.4. Nessa data base, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas no valor recuperável.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 6,7% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram as divulgadas na nota explicativa 26.1.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 27. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

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:

<b>Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo <sup>(1)</sup></b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
<b>Imobilizado</b>		
Saldo inicial	1.876	1.994
Adições	505	379
Baixas	(8)	(545)
Transferências	(1.000)	(83)
Ajustes de conversão	139	131
<b>Saldo final</b>	<b>1.512</b>	<b>1.876</b>
<b>Intangível</b>		
Saldo inicial	2.406	2.576
Adições	147	840
Baixas	(41)	-
Transferências	(16)	(1.187)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(364)	-
Ajustes de conversão	181	177
<b>Saldo final</b>	<b>2.313</b>	<b>2.406</b>
<b>Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo</b>	<b>3.825</b>	<b>4.282</b>

(1) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

As transferências ocorridas no Imobilizado em 2023 destinaram-se aos projetos de desenvolvimento da produção dos campos Raia Pintada e Raia Manta, relacionados ao bloco BM-C-33 (US\$ 968) e ao campo de Sêpia (US\$ 46).

As adições ocorridas no ativo intangível no exercício de 2023 referem-se, principalmente, aos bônus de assinatura pagos para obtenção de direitos de exploração nos blocos Norte de Brava (US\$ 103) e Sudoeste de Sagitário (US\$ 40). No exercício de 2022, referem-se aos bônus dos campos Sêpia (US\$ 424) e Atapu (US\$ 416). Os bônus destes campos, juntamente com o do campo de Itapu (US\$ 337), foram transferidos para o ativo imobilizado.

Em 2023, houve o reconhecimento de perdas no ativo intangível no montante de R\$ 1.796, em função da avaliação da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção dos Blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413. Posteriormente, a companhia fez a devolução integral e voluntária destes blocos à ANP, que se somou as devoluções dos Blocos Dois Irmãos (US\$ 37) e Três Marias (US\$ 6). Todos os blocos estão localizados no pré-sal na Bacia de Campos e os ativos correspondentes foram baixados.

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:

	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>Custos exploratórios reconhecidos no resultado</b>			
Despesas com geologia e geofísica	(566)	(342)	(358)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(421)	(691)	(248)
Penalidades contratuais de conteúdo local	12	165	(47)
Outras Despesas Exploratórias	(7)	(19)	(34)
<b>Total das despesas</b>	<b>(982)</b>	<b>(887)</b>	<b>(687)</b>
<b>Caixa utilizado nas atividades:</b>			
Operacionais	574	360	393
Investimentos	671	1.253	555
<b>Total do caixa utilizado</b>	<b>1.245</b>	<b>1.613</b>	<b>948</b>

Em 2023 e 2022, a Petrobras celebrou, junto a ANP, Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para compensação de multas de conteúdo local relacionadas à:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- 24 concessões nas quais a Petrobras possui 100% de participação, situadas nas bacias de Barreirinhas, Campos, Espírito Santo, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões; e
- 22 concessões nas quais a Petrobras atua em parceria com outros concessionários, situadas nas bacias de Almada, Campos, Espírito Santo, Mucuri, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe.

O TAC prevê a conversão de multas em compromissos de investimentos em Exploração e Produção com conteúdo local. Com isso, todos os processos administrativos relacionados à cobrança de multas decorrentes do não cumprimento de conteúdo local nessas concessões foram encerrados, resultando em reversão da provisão e respectiva redução no passivo, no montante de US\$ 54 no exercício de 2023 (Ganho de US\$ 180 em 2022 devido as aprovações ocorridas naquele ano).

Em 31 de dezembro de 2023, nos termos desses acordos, a Petrobras se compromete a investir US\$ 347 (R\$ 1.681 milhões) conteúdo local até 31 de dezembro de 2027.

### 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 25, 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 27.1 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 27.1. 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:

<b>Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência <sup>(1)</sup></b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Custos de prospecção capitalizados até um ano	211	406
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.301	1.470
<b>Saldo final</b>	<b>1.512</b>	<b>1.876</b>
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	17	15

	<b>Valores capitalizados (2023)</b>	<b>Número de poços</b>
2022	238	3
2021	87	2
2020	20	1
2018 e anos anteriores	956	16
<b>Saldo Total</b>	<b>1.301</b>	<b>22</b>

(1) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Os custos de prospecção para 17 projetos, que incluem 22 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, são compostos de: (i) US\$ 1.301 referentes a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e (ii) US\$ 131 referentes a atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnica e econômica para a decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos e definição das reservas provadas.

## 28. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de US\$ 1,770 (US\$ 1.748 em 31 de dezembro de 2022) 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\$ 1.756 (US\$ 1.648 em 31 de dezembro de 2022) 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\$ 14 (US\$ 100 em 31 de dezembro de 2022) referem-se a garantias bancárias.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 29. 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* no Brasil 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 2023, a Companhia detém participação em 67 consórcios com 32 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 39 consórcios (78 consórcios com 36 empresas parceiras e operadora de 50 consórcios em 31 de dezembro de 2022).

Os consórcios formados em 2023 e 2022 estão descritos a seguir:

Consórcios	Localização	Petrobras	Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras <sup>(1)</sup>
Água-Marinha	Bacia de Campos	30,0%	Petronas - 20% Quatar Energy - 20% Total Energies - 30%	Petrobras	2023	1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha	4
Sudoeste de Sagitário	Bacia de Santos	60,0%	Shell - 40%	Petrobras	2023	1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha	40
Atapu ECO	Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5%	Petrobras	2022	Partilha	402
Sépie ECO	Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21%	Petrobras	2022	Partilha	409

(1) PPSA atua como gestora do Contrato de Partilha.

A atuação da Petrobras em consórcios 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 da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora no consórcio:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Campo	Localização	Petrobras	Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2023 (kboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	705	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	488	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	105	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	98	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	96	Partilha
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	45	Partilha
Sépiea ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	35	Partilha
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	32	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	28	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	28	Concessão
<b>Total</b>				<b>1.660</b>	

### Prática contábil para operações conjuntas

Os consórcios 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 esses consórcios 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.

### 29.1. 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, assim como contratos resultantes de operações de desinvestimentos e consórcios estratégicos vinculados a esses consórcios. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Agulhinha, Albacora Leste, Berbigão, Brava, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Caratinga e Sururu.

#### Provisões para equalizações <sup>(1)</sup>

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2023	2022
Saldo inicial	407	364
Adições/(baixas) no Imobilizado	17	(7)
Pagamentos realizados	(56)	-
Outras despesas (receitas) operacionais	62	26
Ajuste de conversão	32	24
<b>Saldo final</b>	<b>462</b>	<b>407</b>

(1) Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros

No exercício de 2023, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas de US\$ 62, refletindo 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 dezembro de 2023, foi assinado o Acordo de Ajuste de Pagamento, resultado do processo de Redeterminação previsto no AIP de Tartaruga Mestiça (contrato de concessão BM-C-36). O montante pago em 26 de dezembro de 2023 pela Petrobras à Petronas foi de US\$ 56.

### 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)***30. Investimentos****30.1. 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
<b>Subsidiárias e controladas</b>							
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	42.379	56.131	3.410	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	2.223	967	93	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	669	116	202	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&EBC	100,00	100,00	96	157	(18)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	-	32	(1)	Brasil
Termomacacê S.A.	G&EBC	100,00	100,00	17	62	12	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (2)	Corporativo	100,00	100,00	-	9	8	Ilhas
Termobahia S.A.	G&EBC	98,85	98,85	-	100	89	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&EBC	100,00	100,00	-	64	2	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,15	99,15	-	19	5	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo	72,00	49,00	20	8	2	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e outros	100,00	100,00	26	14	4	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&EBC	51,00	51,00	349	104	153	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A. (3)	RTC	100,00	100,00	-	-	-	Brasil
Associação Petrobras de Saúde (4)	Corporativo	93,41	93,41	823	144	18	Brasil
<b>Operações em conjunto</b>							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	64	57	21	Brasil
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	-	216	(31)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	-	20	23	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	-	25	4	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&EBC	20,00	20,00	-	15	2	Brasil
Brentech Energia S.A.	G&EBC	30,00	30,00	-	13	1	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	-	24	4	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	-	Brasil
<b>Coligadas</b>							
Braskem S.A. (5)	RTC	36,15	47,03	-	1.038	(601)	Brasil
UEG Araucária Ltda.	G&EBC	18,80	18,80	-	66	(22)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&EBC	20,00	20,00	-	104	29	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	G&EBC	30,00	30,00	-	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&EBC	25,00	25,00	-	3	2	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: 56% na Holanda, 25% nos Estados Unidos e 19% em Singapura.

(2) Em dezembro de 2023, a Braspetro Oil Services Company - Brasoil efetuou a recompra de 105.000.000 ações ordinárias pelo valor de US\$ 1 por ação.

(3) O contrato para a venda da Refinaria de Mucuripe S.A. foi rescindido em razão da ausência de cumprimento de condições precedentes estabelecidas.

(4) 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

(5) Informações relativas a 30.09.2023, 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);

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- 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
- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA (100%) e BJOOS BV (20%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda. No momento, a companhia está considerando a liquidação de Guará BV, Libra BV, Agri BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, no aguardo da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação de TUPI BV e Iara BV.

Em 28 de dezembro de 2023, a companhia aprovou a liquidação e extinção da Ibiritermo S.A.

## 30.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2022	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 31.12.2023
<b>Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo</b>	546	12	-	(2)	2	1	(78)	481
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	374	-	-	(3)	(1)	-	(30)	340
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	149	-	-	4	1	-	(35)	119
Demais empresas	23	12	-	(3)	2	1	(13)	22
<b>Coligadas</b>	1.016	12	(1)	(302)	(114)	266	(4)	873
<b>Outros investimentos</b>	4	-	-	-	-	-	-	4
<b>Total dos investimentos</b>	1.566	24	(1)	(304)	(112)	267	(82)	1.358

	Saldo em 31.12.2021	Aportes de capital	Transfe- rência para ativos mantidos para venda	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2022
<b>Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo</b>	509	16	1	(2)	256	1	-	(235)	546
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	387	-	-	-	170	1	-	(184)	374
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	98	-	-	-	55	1	-	(5)	149
Demais empresas	24	16	1	(2)	31	(1)	-	(46)	23
<b>Coligadas</b>	998	11	(58)	(13)	(5)	(27)	219	(109)	1.016
<b>Outros investimentos</b>	3	-	-	-	-	1	-	-	4
<b>Total dos investimentos</b>	1.510	27	(57)	(15)	251	(25)	219	(344)	1.566

## 30.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Coligada	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)		31.12.2023	Valor justo 31.12.2022
	31.12.2023	31.12.2022		31.12.2023	31.12.2022		
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4,48	4,83	952	1.025
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	4,52	4,55	342	345
						1.294	1.370

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, para fins de teste de recuperabilidade do investimento, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### 30.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de US\$ 392 (US\$ 344 em 2022), sendo, principalmente, US\$ 331 do FIDC (US\$ 277 em 2022) e US\$ 51 da TBG (US\$ 58 em 2022).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	2023	FIDC 2022	2023	TBG 2022	Gaspetro <sup>(1)</sup> 2022
Ativo circulante	7.803	3.951	260	200	-
Imobilizado	1	-	314	298	-
Outros ativos não circulantes	-	-	4	3	-
	7.804	3.951	578	501	-
Passivo circulante	8	1	250	145	-
Passivo não circulante	-	-	224	237	-
Patrimônio líquido	7.796	3.950	104	119	-
	7.804	3.951	578	501	-
Receita operacional líquida	-	-	349	350	100
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	1.203	416	153	181	21
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(1.133)	2	39	72	(14)

(1) Em julho de 2022, a companhia concluiu a venda da totalidade da participação na Gaspetro (51%).

A Gaspetro detém participações em diversas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil. Em julho de 2021, a Companhia assinou contrato de venda da totalidade de sua participação na Gaspetro (51%). Para mais informações, consulte a nota 30.

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e "não performados" de operações realizadas 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.

#### 30.5. 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, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, 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)

	2023				2022			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas <sup>(1)</sup>	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas <sup>(1)</sup>
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo Circulante	330	537	275	7.910	295	481	410	6.642
Ativo Realizável a Longo Prazo	272	66	9	2.591	231	139	17	2.491
Imobilizado	525	1.863	189	8.082	508	2.690	191	7.380
Outros ativos não circulantes	41	1	-	1.263	37	1	-	605
	<b>1.168</b>	<b>2.467</b>	<b>473</b>	<b>19.846</b>	<b>1.071</b>	<b>3.311</b>	<b>618</b>	<b>17.118</b>
Passivo Circulante	313	365	70	5.096	294	344	145	4.473
Passivo não Circulante	533	424	52	13.182	494	548	32	11.263
Patrimônio Líquido	315	1.336	351	1.690	277	2.045	291	1.587
Participação dos Acionistas não Controladores	7	342	-	(122)	6	374	150	(205)
	<b>1.168</b>	<b>2.467</b>	<b>473</b>	<b>19.846</b>	<b>1.071</b>	<b>3.311</b>	<b>618</b>	<b>17.118</b>
Receita Operacional Líquida	1.036	907	-	14.199	1.159	1.408	32	18.709
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	5	408	21	(849)	72	887	162	(146)
Percentual de Participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 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 e *goodwill*

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.

## 31. 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)

			31.12.2023	31.12.2022
	E&P	Corporativo e outros negócios	Total	Total
<b>Ativos classificados como mantidos para venda</b>				
Estoques	-	-	-	21
Investimentos	-	-	-	-
Imobilizado	335	-	335	3.587
<b>Total</b>	<b>335</b>	<b>-</b>	<b>335</b>	<b>3.608</b>
<b>Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda</b>				
Financiamentos	-	99	99	133
Provisão para desmantelamento de área	442	-	442	1.332
<b>Total</b>	<b>442</b>	<b>99</b>	<b>541</b>	<b>1.465</b>

## 31.1. Vendas não concluídas em 31 de dezembro de 2023

### a) Campos de Uruguá e Tambaú

Em 21 de dezembro de 2023, a companhia assinou, com a Enauta Energia S.A. ("Enauta"), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Uruguá e Tambaú localizados na Bacia de Santos.

O valor da transação é de até US\$ 35, sendo: (a) US\$ 3 pagos na data da assinatura do contrato; (b) US\$ 7 a serem pagos no fechamento da transação; e (c) até US\$ 25 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e eventos relacionados ao desenvolvimento dos ativos.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 31.2. Vendas concluídas até 31 de dezembro de 2023

Transação	Comprador	Data da assinatura e Data de fechamento	Valor de venda (1) (2)	Ganho (perda) (2)	Outras informações
Venda da totalidade de participação no campo de produção de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos	Petro Rio Jaguar Petróleo LTDA (PetroRio), subsidiária da PRio S.A.	Abr/2022 Jan/2023	1.947	604	a
Venda da totalidade da participação em um conjunto de quatro concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba.	Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	Fev/2022 Abr/2023	485	352	b
Venda da totalidade da participação em um conjunto de 22 concessões de campos de produção terrestres e de águas rasas, juntamente à sua infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.	3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Jan/2022 Jun/2023	1.455	484	c
Venda da totalidade de participação nos conjuntos de concessões marítimas denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, em águas profundas no pós-sal, localizados na Bacia do Espírito Santo.	BW Energy Maromba do Brasil Ltda (BWE)	Jun/2022 Ago/2023	35	(15)	d
<b>Total</b>			<b>3.922</b>	<b>1.425</b>	

(1) Valor acordado na assinatura da transação, acrescido de ajuste de preço do fechamento, quando previsto no contrato.

(2) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.

(3) Reconhecido em "Resultado com alienações e baixa de ativos" (nota explicativa 11).

### a) Venda do Campo de Albacora Leste

A operação foi concluída após o cumprimento de condições precedentes, com o recebimento, à vista, de US\$ 1.635, sendo US\$ 1.586 referentes à venda, com os ajustes previstos no contrato, e US\$ 49 referentes à venda de estoques negociados na transação. Tal valor se soma a US\$ 293 recebidos na data de celebração do contrato e ao ajuste de preço final de US\$ 10. Além desse montante, é previsto o recebimento pela Petrobras de até US\$ 250 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent. Desta parcela contingente, houve reconhecimento de US\$ 58 em 2023.

### b) Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

A operação foi concluída com o recebimento à vista de US\$ 427, já com os ajustes previstos no contrato. Este valor se soma ao montante de US\$ 36 recebidos na ocasião da assinatura do contrato. Além desse montante, é previsto o recebimento de até US\$ 66 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent. Desta parcela contingente, houve reconhecimento do recebível de US\$ 22 em 2023.

### c) Venda de ativos do Polo Potiguar

A operação foi concluída com recebimento de US\$ 1.100 já com ajustes previstos no contrato. Tal valor se soma a US\$ 110 recebidos na data de assinatura do contrato, além do montante de US\$ 235 atualizados monetariamente conforme contrato, a ser recebido em 4 parcelas iguais e anuais, a partir de março de 2024. Adicionalmente houve o recebimento de US\$ 10, em 2023, a título de ajuste final de preço.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### d) Polo Golfinho e Polo Camarupim

A operação foi concluída com recebimento de US\$ 12, já com os ajustes previstos no contrato. Tal valor se soma o montante de US\$ 3 recebidos na assinatura do contrato. Além desse montante, é previsto o recebimento de até US\$ 60 em pagamentos contingentes, a depender das cotações futuras do Brent e desenvolvimento dos ativos. Desta parcela contingente, houve reconhecimento de US\$ 20 em 2023.

#### 31.3. Operação rescindida

Em 31 de dezembro de 2022, os ativos e passivos classificados como mantidos para vendas contemplavam a Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e ativos logísticos associados, no Ceará.

Em novembro de 2023, o contrato para venda da refinaria e seus ativos logísticos associados foi rescindido, em razão da ausência de cumprimento de condições precedentes até o prazo final definido em contrato. Desta forma, os ativos e passivos objetos da transação deixaram de ser classificados como mantidos para venda. A Petrobras realizou a devolução do adiantamento referente a esta transação, no montante de US\$ 3 atualizados até a data de pagamento.

#### 31.4. 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:

Vendas	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação	Ativo reconhecido em 2023	Ativo reconhecido em exercícios anteriores	Valor de ativos contingentes em 31.12.2023
<b>Vendas em exercícios anteriores</b>					
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	30	28	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	15	180	455
Campo de Baúna	Nov/2020	285	27	132	126
Polo Miranga	Dez/2021	85	-	55	30
Polo Cricaré	Dez/2021	118	-	22	96
Polo Peroá	Ago/2022	43	-	10	33
Papa-Terra	Dez/2022	90	1	15	74
<b>Venda no exercício</b>					
Albacora Leste	Jan/2023	250	10	-	240
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	11	-	55
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	-	-	60
<b>Excedentes da Cessão Onerosa</b>					
Sépia e Atapu	Abr/2022	5.244	43	693	4.508
<b>Total</b>		<b>6.953</b>	<b>137</b>	<b>1.135</b>	<b>5.681</b>

#### 31.5. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
<b>2022</b>			
Refinaria Mataripe (RLAM)	391	(22)	369
REMAN	233	(22)	211
<b>Total</b>	<b>624</b>	<b>(44)</b>	<b>580</b>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023 não houve vendas de participação societária que resultassem em perda de controle.

### 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.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 32. Financiamentos

### 32.1. Saldo por tipo de financiamento

No País	31.12.2023	31.12.2022
Mercado bancário	2.262	1.285
Mercado de capitais	3.130	2.896
Bancos de fomento <sup>(1)</sup>	698	723
Outros	1	4
<b>Total</b>	<b>6.091</b>	<b>4.908</b>
<b>No Exterior</b>		
Mercado bancário	6.303	8.387
Mercado de capitais	14.384	14.061
Agência de crédito à exportação	1.870	2.443
Outros	153	155
<b>Total</b>	<b>22.710</b>	<b>25.046</b>
<b>Total de financiamentos</b>	<b>28.801</b>	<b>29.954</b>
Circulante	4.322	3.576
Não circulante	24.479	26.378

(1) Inclui BNDES, FINAME e FINEP.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2023	31.12.2022
Financiamentos de curto prazo	4	-
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	3.776	3.111
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	542	465
<b>Circulante</b>	<b>4.322</b>	<b>3.576</b>

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US\$ 13.739 em *global notes*, emitidas pela subsidiária integral PGF, US\$ 2.029 em debêntures e US\$ 980 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, 87%, 2% e 11%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e notas comerciais, com vencimentos entre 2024 e 2037, não exigem garantias e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

### 32.2. Movimentação

	País	Exterior	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>4.907</b>	<b>25.047</b>	<b>29.954</b>
Captações	925	1.285	2.210
Amortizações de principal <sup>(1)</sup>	(331)	(3.907)	(4.238)
Amortizações de juros <sup>(1)</sup>	(324)	(1.640)	(1.964)
Encargos incorridos no período <sup>(2)</sup>	436	1.822	2.258
Variações monetárias e cambiais	111	(150)	(39)
Ajuste acumulado de conversão	383	254	637
(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	(17)	-	(17)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>6.090</b>	<b>22.711</b>	<b>28.801</b>

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	País	Exterior	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro 2021</b>	<b>4.517</b>	<b>31.183</b>	<b>35.700</b>
Captações	853	2.027	2.880
Amortizações de principal <sup>(1)</sup>	(1.013)	(8.183)	(9.196)
Amortizações de juros <sup>(1)</sup>	(292)	(1.554)	(1.846)
Encargos incorridos no período <sup>(2)</sup>	396	1.867	2.263
Variações monetárias e cambiais	120	(580)	(460)
Ajuste acumulado de conversão	326	287	613
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>4.907</b>	<b>25.047</b>	<b>29.954</b>

(1) Inclui pré-pagamentos.

(2) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

No ano findo 31 de dezembro de 2023, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US\$ 6.171.

A companhia captou US\$ 2.210 destacando-se, (i) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), no valor de US\$ 1.235 com vencimento em 2033, e (ii) captações no mercado bancário nacional, no valor de US\$ 907.

A companhia realizou operação de troca nos termos de uma dívida de US\$ 519 no mercado bancário nacional, alterando o prazo de 2024 para 2030. A modificação dos termos contratuais não foi substancial e resultou em um ganho por modificação de US\$ 17.

### 32.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	2023			2022		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	2.210	(4.238)	(1.964)	2.880	(9.196)	(1.846)
Reestruturação de dívida		78	-		(121)	-
Depósitos vinculados <sup>(1)</sup>		(33)	(14)		(17)	(4)
<b>Fluxo de caixa das atividades de</b>	<b>2.210</b>	<b>(4.193)</b>	<b>(1.978)</b>	<b>2.880</b>	<b>(9.334)</b>	<b>(1.850)</b>

(1) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank, com liquidações semestrais em junho e dezembro.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***32.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)**

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total <sup>(1)</sup>	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$):	3.578	2.509	1.460	2.398	1.529	9.056	20.530	20.661
Indexados a taxas flutuantes <sup>(2)</sup>	2.773	1.915	1.119	1.716	524	428	8.475	
Indexados a taxas fixas	805	594	341	682	1.005	8.628	12.055	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Dólares	5,5%	5,5%	6,2%	5,8%	5,4%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Reais (R\$):	653	257	503	149	151	4.076	5.789	6.206
Indexados a taxas flutuantes <sup>(3)</sup>	118	145	145	40	40	2.557	3.045	
Indexados a taxas fixas	535	112	358	109	111	1.519	2.744	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Reais	6,9%	6,6%	6,7%	7,2%	7,4%	6,6%	6,8%	
Financiamentos em Euro(€):	51	300	-	-	136	472	959	970
Indexados a taxas fixas	51	300	-	-	136	472	959	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Euro	4,7%	4,7%	0,0%	0,0%	4,6%	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	40	-	588	-	-	895	1.523	1.492
Indexados a taxas fixas	40	-	588	-	-	895	1.523	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Libras	6,3%	0,0%	6,2%	0,0%	0,0%	6,6%	6,4%	
<b>Total em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>4.322</b>	<b>3.066</b>	<b>2.551</b>	<b>2.547</b>	<b>1.816</b>	<b>14.499</b>	<b>28.801</b>	<b>29.329</b>
Taxa média dos financiamentos	5,8%	5,8%	6,3%	6,1%	5,9%	6,5%	6,4%	
<b>Total em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>3.576</b>	<b>3.943</b>	<b>3.079</b>	<b>2.523</b>	<b>2.892</b>	<b>13.941</b>	<b>29.954</b>	<b>29.853</b>
Taxa média dos financiamentos	6,7%	6,5%	6,1%	6,2%	6,0%	6,6%	6,5%	

(1) Em 31 de dezembro de 2023, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 11,38 anos (12,07 anos em 31 de dezembro de 2022).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2023, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 13.971 (US\$ 13.061, em 31 de dezembro de 2022); 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\$ 15.358 (US\$ 16.792, em 31 de dezembro de 2022).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR *Reform*), tendo em vista o fim da publicação da LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) em dólares (US\$), de um, três e seis meses houve a necessidade de alteração nos contratos da companhia referenciados nesses indexadores.

Em 31 de dezembro de 2023, 23% da dívida financeira da Empresa está indexada ao SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e possui o CSA (*Credit Spread Adjustment*) negociado com os credores servindo como parâmetro, enquanto 1,0% ainda passará por mudanças contratuais para migrar para este novo índice.

As renegociações realizadas até o momento foram exclusivamente para substituição do *benchmark* LIBOR e são necessárias como consequência direta da reforma da taxa de juros de referência. Nos fluxos de caixa renegociados, a mudança do índice é economicamente equivalente à base anterior. Assim, as alterações foram prospectivas, com o reconhecimento de juros no novo índice nos períodos aplicáveis.

Portanto, a Empresa não espera efeitos materiais para os contratos que ainda passarão por mudanças contratuais para o novo índice, considerando que ocorrerão sob condições de mercado.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 35.2.2.

## 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	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	31.12.2023	31.12.2022
Principal	3.814	3.135	2.606	2.600	1.951	15.075	29.181	31.703
Juros	1.922	1.627	1.492	1.242	1.022	15.237	22.541	24.815
<b>Total <sup>(1)</sup></b>	<b>5.736</b>	<b>4.762</b>	<b>4.098</b>	<b>3.842</b>	<b>2.973</b>	<b>30.312</b>	<b>51.722</b>	<b>56.518</b>

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 33.

## 32.5. Linhas de crédito

							31.12.2023
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo	
<b>No exterior</b>							
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	5.000	
PGT BV <sup>(1)</sup>	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2026	2.050	-	2.050	
<b>Total</b>				<b>7.050</b>	<b>-</b>	<b>7.050</b>	
<b>No país</b>							
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	413	-	413	
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	413	-	413	
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	68	-	68	
<b>Total</b>				<b>894</b>	<b>-</b>	<b>894</b>	

(1) Em 30 de junho de 2023, a Petrobras reduziu parte da linha de crédito compromissada (Revolving Credit Facility) para US\$ 2.050 ante US\$ 3.250 contratados em 2019. Dessa forma, US\$ 2.050 estarão disponíveis para saque a partir de 1º de julho de 2023 até 27 de fevereiro de 2026.

## 32.6. Covenants e Garantias

### 32.6.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui obrigações atendidas 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; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) 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; (v) 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.

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.

### 32.6.2. 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 13,9% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 36.6.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

### Prática contábil

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.

## 33. 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
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>6.020</b>	<b>17.825</b>	<b>23.845</b>
Remensuração / Novos contratos	2.276	12.094	14.370
Pagamentos do principal e juros <sup>(1)</sup>	(2.273)	(3.999)	(6.272)
Encargos incorridos no período	519	1.290	1.809
Variações monetárias e cambiais	(223)	(1.635)	(1.858)
Ajuste de conversão	472	1.531	2.003
Transferências	1	(99)	(98)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>6.792</b>	<b>27.007</b>	<b>33.799</b>
Circulante			7.200
Não Circulante			26.599

(1) A Demonstração dos Fluxos de Caixa contempla US\$ 14 referente movimentação de passivos mantidos

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>4.604</b>	<b>18.439</b>	<b>23.043</b>
Remensuração / Novos contratos	2.730	2.219	4.949
Pagamentos do principal e juros	(1.785)	(3.638)	(5.423)
Encargos incorridos no período	365	991	1.356
Variações monetárias e cambiais	(169)	(1.221)	(1.390)
Ajuste de conversão	287	1.170	1.457
Transferências	(12)	(135)	(147)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>6.020</b>	<b>17.825</b>	<b>23.845</b>
Circulante			5.557
Não Circulante			18.288

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	3.426	2.448	1.380	521	307	1.221	9.303	275
Outros	127	83	49	25	2	-	286	26
Com Reajuste - Exterior <sup>(1)</sup>								
Embarcações	352	324	303	258	19	-	1.256	-
Plataformas	2.115	2.275	2.120	2.109	2.078	22.939	33.636	-
Com Reajuste - País								
Embarcações	786	542	287	87	7	5	1.714	159
Imóveis	334	219	210	196	167	1.384	2.510	97
Outros	302	246	198	171	128	390	1.435	133
<b>Valor nominal em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>7.442</b>	<b>6.137</b>	<b>4.547</b>	<b>3.367</b>	<b>2.708</b>	<b>25.939</b>	<b>50.140</b>	<b>690</b>
<b>Valor nominal em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>5.710</b>	<b>4.621</b>	<b>3.380</b>	<b>2.394</b>	<b>2.122</b>	<b>14.498</b>	<b>32.725</b>	<b>555</b>

(1) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 92,3% do passivo de arrendamento.

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente <sup>(1)</sup>	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2023	31.12.2022
Sem Reajuste					
Embarcações	5,0001	4,6 anos	275	8.311	7.421
Outros	4,8405	3,1 anos	26	264	149
Com Reajuste - Exterior					
Plataformas	6,2966	17,7 anos	-	20.336	12.340
Embarcações	6,3550	3,5 anos	-	1.127	838
Com Reajuste - País					
Embarcações	10,9330	2,5 anos	159	1.506	1.298
Imóveis	7,9769	21,4 anos	97	1.230	1.010
Outros	11,2737	6,6 anos	133	1.025	789
<b>Total <sup>(2)</sup></b>	<b>6,0418</b>	<b>14,4 anos</b>	<b>690</b>	<b>33.799</b>	<b>23.845</b>

(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

(2) Valores totais, exceto a coluna de período médio.

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano reconhecidos como despesa:

	31.12.2023	31.12.2022
Pagamentos variáveis	1.067	1.060
Prazo inferior a 1 ano	109	118
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	17%	20%

Em 31 de dezembro de 2023, 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\$ 65.358 (US\$ 79.913 em 31 de dezembro de 2022).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 35.2.

### Prática contábil para arrendamentos

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

---

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 35.2.2).

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.

## 34. Patrimônio Líquido

### 34.1. Capital realizado

Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, o capital subscrito e integralizado no valor de US\$ 107.101 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

### 34.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US\$ 2 em 31 de dezembro de 2023 e 2022, reconhecidas contra ações em tesouraria.

### 34.3. Transações de capital

#### 34.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### 34.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago/recebido 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.

#### 34.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de US\$ 737 (US\$ 2 em 31 de dezembro de 2022), representadas por 222.760 ações ordinárias e 104.136.909 ações preferenciais.

#### 34.4. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

##### 34.4.1. Reservas de lucros

###### 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. O saldo desta reserva atingiu o limite legal em 31 de dezembro de 2023.

###### Reservas estatutárias

Em 30 de novembro de 2023, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a revisão do artigo 56 do Estatuto Social da Petrobras, criando a reserva estatutária de remuneração do capital.

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. O saldo desta reserva atingiu o limite em 31 de dezembro de 2023.
- 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.

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas estatutárias:

	Custeio dos programas de P&D	Remuneração do capital	Total de Reservas Estatutárias
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>	3.084	-	3.084
Apropriações do lucro líquido em reservas	197	-	197
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>	3.281	-	3.281
Apropriações do lucro líquido em reservas	116	8.428	8.544
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	3.397	8.428	11.825

### **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.

O saldo desta reserva é de US\$ 1.998 (US\$ 1.677 em 31 de dezembro de 2022) 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.

#### **34.4.2. Remuneração aos acionistas**

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.

O pagamento de dividendos poderá ser realizado apenas aos detentores de ações preferenciais, caso os dividendos prioritários absorvam todo o lucro líquido ajustado do exercício ou alcancem valor igual ou superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25%.

#### **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\$ 65 bilhões no PE 2024-2028) 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% (anteriormente 60%) 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;

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- 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.

### Programa de recompra de ações

Em 3 de agosto de 2023, o CA aprovou o programa de recompra de ações, cujo objetivo é a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa será realizado no contexto da política de remuneração de acionistas, com um prazo máximo de 12 meses.

### Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

Para o exercício de 2023, a remuneração proposta aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 15.489, a ser realizada com base na política de remuneração aos acionistas, considerando 60% do fluxo de caixa livre do primeiro trimestre de 2023, conforme política vigente à época, e 45% do fluxo de caixa livre dos demais trimestres de 2023 (ambos calculados em reais), por meio da distribuição de dividendos, de juros sobre capital próprio e do programa de recompra de ações.

	2023	2022
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP)	14.754	43.187
Recompra de ações <sup>(1)</sup>	735	-
<b>Total da remuneração aos acionistas</b>	<b>15.489</b>	<b>43.187</b>

(1) Exclui custos de transação no valor de US\$ 293 mil.

Para o exercício de 2022, a remuneração proposta aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 43.187, superior à calculada com base na política de remuneração aos acionistas (US\$ 23.660).

### Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2023

Em 2023, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de de US\$ 11.605 (R\$ 57.152 milhões), equivalente a US\$ 0,8910 (R\$ 4,3882) por ação preferencial e ordinária em circulação, com base no resultado do período de janeiro a setembro de 2023 (dividendos intercalares), conforme tabela a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação (ON e PN)	Valor
Dividendos e JCP intercalares - 1o trimestre de 2023	11.05.2023	12.06.2023	0,3810	4.970
Dividendos e JCP intercalares - 2o trimestre de 2023	03.08.2023	21.08.2023	0,2355	3.072
Dividendos e JCP intercalares - 3o trimestre de 2023 <sup>(1)</sup>	09.11.2023	21.11.2023	0,2745	3.563
<b>Total da antecipação da remuneração aos acionistas</b>			<b>0,8910</b>	<b>11.605</b>
Atualização monetária das antecipações pela Selic <sup>(2)</sup>			0,0166	215
<b>Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic</b>			<b>0,9076</b>	<b>11.820</b>

(1) O valor por ação dos proventos antecipados do 3º trimestre de 2023 foi atualizado devido à alteração do número de ações em tesouraria decorrente do Programa de Recompra de Ações vigente.

(2) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2023.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2023, no valor de US\$ 215, conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2023.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2023 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de US\$ 1.234. 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.

### Dividendos propostos relativos ao exercício de 2023

A proposta de dividendos do exercício de 2023 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2024, no montante de US\$ 14.754 (US\$ 1,1415 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 6.036, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 8.718 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.

O valor por ação dos dividendos propostos pode sofrer variação até a data da AGO, data da posição acionária, em decorrência do programa de recompra que reduz o número de ações em circulação.

### Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras é de US\$ 3.501, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 9 de novembro de 2023 relativa ao terceiro trimestre de 2023. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2024 e a segunda parcela foi paga em 20 de março de 2024.

	2023	2022
Saldo inicial consolidado de dividendos a pagar	4.171	-
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	(2)	-
<b>Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas da Petrobras</b>	<b>4.169</b>	<b>-</b>
Adição por deliberação da AGO	6.864	6.688
Adição por deliberação do CA (antecipações)	11.605	35.030
Pagamento	(19.670)	(37.701)
Atualização monetária	(512)	(298)
Transferências (dividendos não reclamados)	(84)	(165)
IRRF sobre JCP e atualização monetária <sup>(1)</sup>	(410)	(366)
Ajuste de conversão	1.539	981
<b>Saldo final</b>	<b>3.501</b>	<b>4.169</b>
Saldo final de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	-	2
<b>Saldo final consolidado de dividendos a pagar</b>	<b>3.501</b>	<b>4.171</b>

(1) Inclui IRRF sobre JCP deliberados em 2023 de US\$ 359 e sobre atualização monetária dos dividendos pagos em 2023 de US\$ 51.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os dividendos propostos para o exercício de 2023, adicionais às antecipações de dividendos já aprovadas pelo Conselho de Administração, no montante de US\$ 2.934, equivalentes a US\$ 0,2270 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2023 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em 25 de abril de 2024, quando serão reconhecidos como passivo, se aprovados.

### Recompra de ações no exercício de 2023

No período de 1º de setembro a 31 de dezembro de 2023, a companhia recomprou 104.064.000 ações preferenciais pelo montante de US\$ 735, que inclui os custos de transação de US\$ 293 mil.

### 34.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2023, o saldo de dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras é de US\$ 337 registrado como outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21 (US\$ 241 em 31 de dezembro de 2022). O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da companhia.

	2023	2022
<b>Movimentação dos dividendos não reclamados</b>		
Saldo inicial	241	81
Prescrição	(7)	(11)
Transferências (dividendos a pagar)	84	165
Ajuste de conversão	19	6
<b>Saldo Final</b>	<b>337</b>	<b>241</b>

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de US\$ 7 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.

	31.12.2023
<b>Aging de prescrição dividendos não reclamados</b>	
2024	67
2025	180
2026	90
	<b>337</b>

### 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## 34.5. Resultado por ação

Por ação			2023			2022			2021
	Ordinárias	Preferencia	Total	Ordinárias	Preferencia	Total	Ordinárias	Preferencia	Total
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	14.221	10.663	24.884	20.895	15.728	36.623	11.339	8.536	19.875
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.231.382	5.580.057.862	13.022.289.244	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261
Lucro básico e diluído por ação	1,91	1,91	1,91	2,81	2,81	2,81	1,52	1,52	1,52
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS) <sup>(1)</sup>	3,82	3,82	3,82	5,62	5,62	5,62	3,04	3,04	3,04

(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

## 35. Gerenciamento de riscos

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 empresa. 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.

A companhia apresenta análise de sensibilidade a fatores alinhados ao seu processo corporativo de gestão de riscos. Os cenários possível e remoto estão relacionados a eventos de baixa e muito baixa probabilidade de ocorrência, respectivamente. O horizonte de aplicação da sensibilidade é 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.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***35.1. Instrumentos financeiros derivativos****Ativos e passivos**

	31.12.2023	31.12.2022
<b>Valor justo da posição Ativa (Passiva)</b>		
Operações com derivativos em aberto	20	-120
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	10	27
<b>Total reconhecido no balanço patrimonial</b>	<b>30</b>	<b>-93</b>
Outros ativos (nota explicativa 21)	92	54
Outros passivos (nota explicativa 21)	(62)	(147)

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2023 e representa sua exposição a riscos:

	Posição Patrimonial Consolidada				
	Valor nocional		Valor justo		Vencimento
	31.12.2023	31.12.2022	Posição Ativa (Passiva) 31.12.2023	31.12.2022	
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>					
<b>Contratos Futuros <sup>(1)</sup></b>	(1.053)	683	1	(40)	
Compra/Petróleo e Derivados	2.527	9.058	-	-	2024
Venda/Petróleo e Derivados	(3.580)	(8.375)	-	-	2024
<b>SWAP <sup>(2)</sup></b>					
Óleo de Soja - Posição vendida	(1)	(3)	-	-	2024
<b>Contratos a Termo <sup>(3)</sup></b>					
Venda/Câmbio (BRL/USD)	(1)	-	-	-	2024
<b>SWAP <sup>(3)</sup></b>					
Swap - CDI X IPCA	R\$ 3,008	R\$ 3,008	68	(16)	2029/2034
Câmbio - cross currency swap <sup>(3)</sup>	US\$ 729	US\$ 729	(49)	(64)	2024/2029
<b>Total de operações com derivativos em aberto</b>			<b>20</b>	<b>(120)</b>	

(1) Valor nocional em mil bbl

(2) Valor nocional em mil toneladas

(3) Valores em US\$ e R\$ representam milhões das respectivas moedas.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

## Resultado

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do período		
	2023	2022	2021
<b>Derivativos de commodities</b>			
Demais operações - Nota 35.2.1 (a)	11	(256)	(79)
<b>Reconhecido em Outras Despesas Operacionais</b>	<b>11</b>	<b>(256)</b>	<b>(79)</b>
<b>Derivativos de moeda</b>			
Swap Libra Esterlina x Dólar	-	(297)	(85)
NDF – Libra x Dólar	-	-	9
Swap CDI x Dólar - Nota 35.2.2 (b)	81	211	(3)
Outros	-	5	1
	<b>81</b>	<b>(81)</b>	<b>(78)</b>
<b>Derivativos de juros</b>			
Swap - CDI X IPCA	25	(50)	(41)
	<b>25</b>	<b>(50)</b>	<b>(41)</b>
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 35.2.2 (a)	(3.763)	(4.871)	(4.585)
<b>Reconhecido em resultado financeiro</b>	<b>(3.657)</b>	<b>(5.002)</b>	<b>(4.704)</b>
<b>Total de operações om derivativos em aberto</b>	<b>(3.646)</b>	<b>(5.258)</b>	<b>(4.783)</b>

## Outros resultados abrangentes

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) em		
	2023	2022	2021
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 35.2.2 (a)	8.317	10.094	636

## Colaterais por natureza das operações

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2023	31.12.2022
Derivativos de commodities	18	96

## 35.2. Risco de mercado

### 35.2.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

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 Estratégico, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

#### a) Demais operações de derivativos de commodities

A Petrobras, 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

#### b) Análise de sensibilidade dos derivativos de commodities

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apreamento 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 2023, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20% e 40%, respectivamente. 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.

Operações	Risco	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>				
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(18)	(37)
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Óleo de soja - Flutuação dos Preços	-	-	-
Contratos a termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	-	-	-
		-	(18)	(37)

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apreamento 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 2023, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. Os cenários possível e remoto refletem o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento de 20% e 40% respectivamente. 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.

#### 35.2.2. Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócios, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

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 norte-americano, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, 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.

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 norte-americanos 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 norte-americanos da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares norte-americanos, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

### c) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2023, 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\$ 4,8413, 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 2023	
				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/2024 a dez/2023	65.138	315.350
<b>Movimentação do valor de referência (principal e juros)</b>				<b>US\$ milhões</b>	<b>R\$ milhões</b>
Designações em 31 de dezembro de 2022				62.119	324.121
Novas designações, revogações e redesignações				28.945	144.095
Realização por exportações				(9.380)	(46.894)
Amortização de endividamento				(16.546)	(82.733)
Variação Cambial				-	(23.239)
<b>Valor em 31 de dezembro de 2023</b>				<b>65.138</b>	<b>315.350</b>
<b>Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de</b>				<b>84.028</b>	<b>406.807</b>

Em 2023, foi reconhecido um ganho cambial de US\$ 172 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda de US\$ 62 em 2022).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 54,87% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2023, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2023	(26.527)	9.020	(17.507)
Reconhecido no patrimônio líquido	4.554	(1.550)	3.004
Transferido para resultado por realização	3.763	(1.280)	2.483
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>(18.210)</b>	<b>6.190</b>	<b>(12.020)</b>

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2022	(36.621)	12.452	(24.169)
Reconhecido no patrimônio líquido	5.223	(1.776)	3.447
Transferido para resultado por realização	4.871	(1.656)	3.215
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>(26.527)</b>	<b>9.020</b>	<b>(17.507)</b>

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 no Plano Estratégico 2023-2027 indicaria a necessidade de reclassificação de 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 2023 é demonstrada a seguir:

	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total
Expectativa de realização	(7.439)	(4.145)	(3.020)	(3.714)	(2.024)	2.132	(18.210)

### Prática contábil para hedge accounting

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção e 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 norte-americanos (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 norte-americanos. 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 norte-americanos (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.

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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

#### d) Informações sobre contratos em aberto

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia possui contratos de *swap* - IPCA x CDI e CDI x Dólar em aberto.

##### Contratos de *swap* – IPCA x CDI e CDI x Dólar

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 vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029.

Em julho de 2023, foi encerrado o primeiro plano de recompra de debêntures, iniciado em 15 de julho de 2022. Durante todo plano apenas uma quantidade imaterial desta dívida foi recomprada. A posição nos contratos derivativos de IPCA x CDI e CDI x Dólar permanece inalterada.

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, apresentada anteriormente. Para os cenários possível e remoto, foram aplicados choques paralelos de 40% e 80% nas curvas futuras de taxas de juros, que resultaram em impactos de 400BP (basis points) e 800BP, respectivamente, nas taxas de juros estimados. Os efeitos desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, estão apresentados na tabela a seguir:

	Resultado Possível	Resultado Remoto
SWAP cambial (IPCA x USD)	(9)	(19)

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, por utilizarmos bancos de primeira linha.

#### e) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo trimestre. Os cenários possível e remoto possuem as mesmas referências e consideram a valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 20% e 40%, respectivamente, 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. Essas análises abrangem apenas a variação cambial e mantêm todas as demais variáveis constantes.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Riscos	Instrumentos	Exposição em 31.12.2023	Cenário Provável <sup>(1)</sup>	Cenário Possível	Cenário Remoto
Dólar / Real	Ativos	8.519	279	1.741	3.483
	Passivos	(102.102)	(3.347)	(20.458)	(40.916)
	Câmbio - cross currency swap	(621)	(20)	(124)	(248)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	65.136	2.135	13.027	26.055
	<b>Total</b>	<b>(29.068)</b>	<b>(953)</b>	<b>(5.814)</b>	<b>(11.626)</b>
Euro / Dólar	Ativos	1.286	18	257	514
	Passivos	(2.193)	(30)	(439)	(877)
	<b>Total</b>	<b>(907)</b>	<b>(12)</b>	<b>(182)</b>	<b>(363)</b>
Libra / Dólar	Ativos	1.547	23	309	619
	Passivos	(3.051)	(45)	(610)	(1.220)
	<b>Total</b>	<b>(1.504)</b>	<b>(22)</b>	<b>(301)</b>	<b>(601)</b>
Libra / Real	Ativos	1	-	-	-
	Passivos	(33)	(2)	(7)	(13)
	<b>Total</b>	<b>(32)</b>	<b>(2)</b>	<b>(7)</b>	<b>(13)</b>
Euro / Real	Ativos	5	-	1	2
	Passivos	(15)	(1)	(3)	(6)
	<b>Total</b>	<b>(10)</b>	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(4)</b>
Peso / dólar	Ativos	12	(6)	(2)	(4)
	<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>(6)</b>	<b>(2)</b>	<b>(4)</b>
<b>Total em 31 de dezembro de 2023</b>		<b>(31.509)</b>	<b>(996)</b>	<b>(6.308)</b>	<b>(12.611)</b>

(1) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: real x dólar - desvalorização do real em 3,28% / peso x dólar - desvalorização do peso em 98,7% / euro x dólar - valorização do euro em 1,3% / libra x dólar - valorização da libra em 1,42% / real x euro - desvalorização do real em 4,7% / real x libra - desvalorização do real em 4,7%. Fonte: Focus e Thomson Reuters.

**35.2.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros**

A companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, pois não acarretam impactos relevantes, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto significam a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 40% e 80% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 dezembro de 2023.

Risco	Cenário Provável <sup>(1)</sup>	Cenário Possível	Cenário Remoto
LIBOR 6M	16	19	22
SOFR 3M <sup>(2)</sup>	97	125	153
SOFR 6M <sup>(2)</sup>	133	158	182
SOFR O/N <sup>(2)</sup>	131	183	235
CDI	233	327	420
TR	6	9	11
TJLP	64	90	116
IPCA	102	143	184
	<b>782</b>	<b>1.054</b>	<b>1.323</b>

(1) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

(2) Representa a Secured Overnight Funding Rate.

### **35.3. 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 estratégico.

Nesse contexto, as demonstrações financeiras consolidadas da Petrobras, mesmo que apresentem capital circulante líquido negativo, não comprometem a sua liquidez.

Adicionalmente, a companhia mantém linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*) contratadas como reserva de liquidez em situações adversas, conforme nota explicativa 32.5, e avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

### **35.4. 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.

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).

#### **35.4.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros**

##### **a) 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.

##### **b) Outros ativos financeiros**

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
AA	593	-	651	-
A	6.890	3.806	464	820
BBB	20	212	-	-
BB	3.251	917	-	205
AAA.br	1.966	3.034	4.113	3.311
AA.br	-	1	-	1
Outras classificações	7	26	-	-
	12.727	7.996	5.228	4.337

## 35.5. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

				Total do
	Nível I	Nível II	Nível III	valor justo contabilizado
<b>Ativos</b>				
Derivativos de commodities	1	-	-	1
Derivativos de juros	-	68	-	68
<b>Total em 31 de dezembro de 2023</b>	1	68	-	69
<b>Total em 31 de dezembro de 2022</b>	-	-	-	-
<b>Passivos</b>				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(49)	-	(49)
<b>Total em 31 de dezembro de 2023</b>	-	(49)	-	(49)
<b>Total em 31 de dezembro de 2022</b>	(40)	(81)	-	(121)

O valor justo dos demais ativos e passivos financeiros é apresentado nas respectivas notas explicativas: 8 – Títulos e valores mobiliários; 14 – Contas a receber; e 32 – Financiamentos (valor estimado).

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

## 36. 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).

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

### 36.1. 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:

	31.12.2023		31.12.2022	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>				
Empresas do setor petroquímico	45	4	21	10
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	95	10	72	21
<b>Subtotal</b>	<b>140</b>	<b>14</b>	<b>93</b>	<b>31</b>
<b>Entidades governamentais</b>				
Títulos públicos federais	1.819	-	1.689	-
Bancos controlados pela União Federal	15.526	2.119	11.811	1.567
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	278	-	602	-
União Federal <sup>(1)</sup>	-	1.378	-	1.422
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	28	-	57
Outros	138	80	58	71
<b>Subtotal</b>	<b>17.761</b>	<b>3.605</b>	<b>14.160</b>	<b>3.117</b>
Petros	64	305	56	301
<b>Total</b>	<b>17.965</b>	<b>3.924</b>	<b>14.309</b>	<b>3.449</b>
Circulante	2.684	1.676	2.603	2.119
Não circulante	15.281	2.248	11.706	1.330

(1) Inclui valores de arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2023	2022	2021
<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>			
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	-	-	7.936
Transportadoras de gás	-	-	(308)
Distribuidoras estaduais de gás natural <sup>(1)</sup>	-	1.196	2.410
Empresas do setor petroquímico	3.402	4.465	3.553
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	57	96	418
<b>Subtotal</b>	<b>3.459</b>	<b>5.757</b>	<b>14.009</b>
<b>Entidades governamentais</b>			
Títulos públicos federais	210	204	64
Bancos controlados pela União Federal	(19)	71	(157)
Setor elétrico	233	-	131
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	15	62	58
União Federal	(124)	288	31
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(361)	(657)	(139)
Outros	(204)	(79)	(34)
<b>Subtotal</b>	<b>(250)</b>	<b>(111)</b>	<b>(46)</b>
Petros	(19)	(21)	-
<b>Total</b>	<b>3.190</b>	<b>5.625</b>	<b>13.963</b>
Receitas, principalmente de vendas	3.450	5.821	14.672
Compras e serviços	12	(4)	(494)
Receitas e despesas operacionais	(582)	(804)	(315)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(267)	299	(59)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	577	313	159
<b>Total</b>	<b>3.190</b>	<b>5.625</b>	<b>13.963</b>

(1) Em julho de 2022 ocorreu a alienação total da participação na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro).

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da Companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 14.

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 18.

## 36.2. Membros chave da administração da Companhia

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 2023 e 2022 foram as seguintes:

<b>Remuneração do empregado (valores em US\$ - dólares)</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Menor remuneração	920	759
Remuneração média	4.921	4.367
Maior remuneração	21.516	20.790
<b>Empregados</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Quantidade de empregados	40.213	38.682

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2023 e 2022 foram as seguintes:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2023	2022
Menor remuneração (1)	29.707	322.668
Remuneração média (2)	750.378	586.324
Maior remuneração (3)	551.477	437.916

(1) Corresponde a menor remuneração anual, incluindo ex-membros, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Em 2023, não foram observados membros com atuação por 12 meses no exercício. 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 remuneração atuou por 1 mês no exercício fiscal. Por outro lado, se considerar o membro que atuou por mais tempo no exercício fiscal (11 meses) a menor remuneração corresponde a US\$ 342.459. Caso a Petrobras excluísse do cálculo os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, e considerasse os valores pagos a membros que exerceram o cargo inclusive por menos de 12 meses, o menor valor seria de US\$ 14,318 em 2023 e de US\$ 65,172 em 2022.

(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Caso a Petrobras excluísse do cálculo de remuneração média os valores pagos a ex-membros, a título de cessação de cargo e remuneração variável diferida, o valor médio seria de US\$ 359,629 em 2023 e de US\$ 414,854 em 2022.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2023 - CVM/SEP, de 28/03/2023. Nos exercícios de 2023 e 2022, corresponde a integrantes que exerceram o cargo por 4 e 12 meses no exercício, respectivamente.

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:

	2023			Controladora 2022		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	3,0	0,1	3,1	2,7	0,1	2,8
Encargos sociais	0,9	-	0,9	0,8	-	0,8
Previdência complementar	0,3	-	0,3	0,4	-	0,4
Remuneração variável	2,9	-	2,9	2,8	-	2,8
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,9	-	0,9	0,3	-	0,3
<b>Remuneração total</b>	<b>8,0</b>	<b>0,1</b>	<b>8,1</b>	<b>7,0</b>	<b>0,1</b>	<b>7,1</b>
<b>Remuneração total - pagamento realizado <sup>(1)</sup></b>	<b>7,6</b>	<b>-</b>	<b>7,6</b>	<b>6,3</b>	<b>-</b>	<b>6,3</b>
Número de membros - média mensal	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal	9,00	6,33	15,33	9,00	3,83	12,83

(1) Inclui em Diretoria Executiva o PPP para os Administradores.

Em 2023, a despesa com a remuneração de diretores e conselheiros da Companhia totalizou US\$ 13,9 (US\$ 13,7 em 2022).

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\$ 403 mil no exercício de 2023 (US\$ 484 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, a remuneração acumulada no período foi de US\$ 613 mil (US\$ 728 mil, considerando os encargos sociais).

Em 27 de abril de 2023, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US\$ 8,9 (R\$ 44,99 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2023 e março de 2024.

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2023, foi de US\$ 31 mil (US\$ 38 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2022, a remuneração média anual foi de US\$ 28 mil (US\$ 33 mil, considerando os encargos sociais).

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2023, a companhia provisionou US\$ 2,9 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2023 para os membros da Diretoria Executiva.

### Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar qualquer 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.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2020. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US\$ 500.

O segundo Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 25 de março de 2020, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2022. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US\$ 300.

O terceiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 30 de março de 2022, cujo prazo de vigência inicia a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2024. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de US\$ 200.

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.

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro 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) demais casos em que 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 irrecurável em que se conclui 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.

## 37. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2023	2022	2021
<b>Valores pagos e recebidos durante o período</b>			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.403	1.413	904
<b>Transações que não envolvem caixa</b>			
Aquisição de imobilizado a prazo	-	19	-
Arrendamentos	14.992	6.923	6.945
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	2.641	3.260	(1.082)
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	144	1.236	1.173
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	-	-	165
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	5	24	-
<i>Earn Out</i> dos campos de Atapu e Sêpia	280	694	54

O saldo final de caixa e equivalentes de caixa da demonstração do fluxo de caixa contempla valores relativos a ativos mantidos para venda, conforme reconciliação a seguir:

	2023	2022
<b>Reconciliação do saldo no início do exercício</b>		
Saldo de caixa e equivalentes de caixa no balanço patrimonial	7.996	10.467
Caixa e equivalente de caixa classificados como ativos mantidos para venda	-	13
<b>Caixa e equivalentes de caixa na Demonstração do Fluxo de Caixa - Saldo inicial</b>	<b>7.996</b>	<b>10.480</b>

## 37.1. Reconciliação da depreciação, depleção e amortização com a demonstração dos fluxos de caixa

	2023	2022	2021
Depreciação no Imobilizado	15.306	14.618	12.955
Amortização no Intangível	104	77	60
Depreciação capitalizada	(1.965)	(1.343)	(1.240)
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(165)	(134)	(80)
<b>Depreciação, depleção e amortização na DFC</b>	<b>13.280</b>	<b>13.218</b>	<b>11.695</b>

## **38. Eventos subsequentes**

### **Recebimento do *Earn Out* de Atapu e Sépia**

Em janeiro de 2024, a companhia recebeu à vista o montante de US\$ 371, referente ao complemento da compensação firme (*earn out*) do exercício de 2023 dos campos de Sépia e Atapu. O montante já inclui o valor do *gross-up* dos impostos incidentes referentes às participações em Sépia de 28%, 21% e 21% da TotalEnergies EP Brasil Ltda, PETRONAS Petróleo Brasil Ltda e QatarEnergy Brasil Ltda, respectivamente, e em Atapu de 25% e 22,5% da Shell Brasil Petróleo Ltda e TotalEnergies EP Brasil Ltda. Para mais informações vide nota explicativa 25.

### **Petrobras assina acordo com a ANP**

Em 30 de janeiro de 2024, a Petrobras assinou acordo com a ANP para encerramento de processo judicial acerca do recálculo de participações governamentais (*royalties* e participação especial) 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.

O acordo envolve o pagamento de US\$ 172 (R\$ 832 milhões), atualizados em dezembro de 2023, a ser corrigido até a data de quitação da primeira parcela. Os valores do acordo referentes às participações governamentais serão pagos em parcela inicial de 35% e o remanescente em 48 parcelas corrigidas pela taxa SELIC. Em 4 de março de 2024, o referido acordo foi homologado pelo Juízo da 23ª Vara Federal da Seção Judiciária do Estado do Rio de Janeiro.

Em 31 de dezembro de 2023, esses valores estão provisionados. Para maiores informações, vide nota explicativa 17.2.

## **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 da 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 2023, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. 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, 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 27. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 24 e 25.

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	Outros	Total		
<b>31 de dezembro de 2023</b>						
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)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>126.441</b>	<b>251</b>	<b>-</b>	<b>251</b>	<b>126.692</b>	<b>318</b>
<b>31 de dezembro de 2022</b>						
Reservas de petróleo e gás não provadas	4.227	55	-	55	4.282	-
Reservas de petróleo e gás provadas	83.030	205	-	205	83.235	762
Equipamentos de suporte	69.735	732	1	733	70.468	-
Custos capitalizados brutos	156.993	992	1	993	157.986	762
Depreciação, depleção e amortização	(52.836)	(769)	(1)	(770)	(53.606)	(224)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>104.156</b>	<b>223</b>	<b>-</b>	<b>223</b>	<b>104.380</b>	<b>538</b>
<b>31 de dezembro de 2021</b>						
Reservas de petróleo e gás não provadas	4.455	115	-	115	4.570	-
Reservas de petróleo e gás provadas	80.523	172	-	172	80.695	832
Equipamentos de suporte	67.988	777	1	778	68.766	-
Custos capitalizados brutos	152.967	1.064	1	1.065	154.032	832
Depreciação, depleção e amortização	(51.621)	(733)	(1)	(734)	(52.355)	(296)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>101.345</b>	<b>331</b>	<b>-</b>	<b>331</b>	<b>101.677</b>	<b>536</b>

## 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	América do Sul	Exterior Total		
<b>Em 31 de dezembro de 2023</b>					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	146	-	-	146	-
Custos de exploração	862	11	11	873	10
Custos de desenvolvimento	10.929	53	53	10.982	37
<b>Total</b>	<b>11.937</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>12.001</b>	<b>47</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2022</b>					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	892	-	-	892	-
Custos de exploração	707	51	51	758	1
Custos de desenvolvimento	6.883	31	31	6.914	30
<b>Total</b>	<b>8.482</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>8.564</b>	<b>31</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-
Custos de exploração	682	5	5	687	-
Custos de desenvolvimento	6.035	44	44	6.079	37
<b>Total</b>	<b>6.717</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>6.766</b>	<b>37</b>

#### (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 2023, 2022 e 2021 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 da SEC – 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					Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total		
<b>Em 31 de dezembro de 2023</b>							
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)	-
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>22.455</b>	<b>8</b>	<b>(5)</b>	<b>(1)</b>	<b>2</b>	<b>22.457</b>	<b>(3)</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2022</b>							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	1.153	158	-	-	158	1.311	275
Intersegmentos	76.579	-	-	-	-	76.579	-
	77.732	158	-	-	158	77.890	275
Custos de produção	(19.975)	(75)	-	-	(75)	(20.050)	(41)
Despesas de exploração	(719)	(168)	-	-	(168)	(887)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(10.373)	(42)	-	-	(42)	(10.415)	(42)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.216)	(2)	-	-	(2)	(1.218)	-
Outras despesas operacionais	3.000	(1)	(8)	21	12	3.012	(22)
Resultado antes dos impostos	48.449	(130)	(8)	21	(117)	48.332	170
Imposto de renda e contribuição social	(16.474)	44	-	(3)	41	(16.433)	-
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>31.975</b>	<b>(86)</b>	<b>(8)</b>	<b>19</b>	<b>(76)</b>	<b>31.899</b>	<b>170</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	974	131	-	-	131	1.105	220
Intersegmentos	54.479	-	-	-	-	54.479	-
	55.453	131	-	-	131	55.584	220
Custos de produção	(14.601)	(67)	-	-	(67)	(14.668)	(44)
Despesas de exploração	(685)	(2)	-	-	(2)	(687)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(8.959)	(46)	-	-	(46)	(9.005)	(38)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	3.107	-	-	-	-	3.107	-
Outras despesas operacionais	809	15	114	(118)	11	820	(17)
Resultado antes dos impostos	35.124	31	114	(118)	27	35.151	121
Imposto de renda e contribuição social	(11.984)	(11)	-	43	33	(11.951)	-
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>23.141</b>	<b>20</b>	<b>114</b>	<b>(75)</b>	<b>59</b>	<b>23.200</b>	<b>121</b>

## **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 2023, 2022 e 2021 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			Total consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil		Óleo na América do Norte	Total
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)
<b>Reservas em 31.12.2023</b>	<b>9.210</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>9.212</b>	<b>16</b>	<b>9.228</b>
Em 01 de janeiro de 2022	8.406	2	10	8.419	17	8.435
Revisão de estimativas anteriores	1.705	-	-	1.705	3	1.708
Vendas de reservas <sup>(1)</sup>	(455)	-	(10)	(465)	(1)	(465)
Produção no ano	(748)	-	(1)	(749)	(3)	(752)
<b>Reservas em 31.12.2022</b>	<b>8.908</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>8.910</b>	<b>16</b>	<b>8.926</b>
Em 01 de janeiro de 2021	7.534	-	-	7.534	18	7.552
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.654	2	11	1.667	1	1.668
Vendas de reservas	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Produção no ano	(773)	-	(1)	(774)	(3)	(777)
<b>Reservas em 31.12.2021</b>	<b>8.406</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>8.419</b>	<b>17</b>	<b>8.435</b>

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sêpia, por serem movimentos análogos à venda.

(\*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 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)

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 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)
<b>Reservas em 31.12.2023</b>	<b>9.335</b>	<b>163</b>	<b>-</b>	<b>9.498</b>	<b>7</b>	<b>9.504</b>
Em 01 de janeiro de 2022	7.912	177	17	8.106	7	8.113
Revisão de estimativas anteriores	1.560	16	-	1.575	-	1.575
Vendas de reservas <sup>(1)</sup>	(382)	-	(15)	(397)	(1)	(398)
Produção no ano	(586)	(20)	(1)	(606)	(1)	(607)
<b>Reservas em 31.12.2022</b>	<b>8.504</b>	<b>173</b>	<b>-</b>	<b>8.677</b>	<b>6</b>	<b>8.683</b>
Em 01 de janeiro de 2021	7.062	26	-	7.088	8	7.095
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.512	167	18	1.697	-	1.697
Vendas de reservas	(14)	-	-	(14)	-	(14)
Produção no ano	(647)	(16)	(1)	(664)	(1)	(666)
<b>Reservas em 31.12.2021</b>	<b>7.912</b>	<b>177</b>	<b>17</b>	<b>8.106</b>	<b>7</b>	<b>8.113</b>

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sêpia, por serem movimentos análogos à venda.

(\*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão representadas com a nova conversão.

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 35% de nossa reserva provada total de gás natural em 2023.

# 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 2023, 2022 e 2021:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas <sup>(*)</sup>	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo equiv. no Brasil	Óleo equiv. na América do Sul	Óleo equiv. sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equiv. na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	-	10.455	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	-	236	-	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	-	1.259	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	-	-	(155)	-	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	-	(892)	(2)	(894)
<b>Reservas em 31.12.2023</b>	<b>10.873</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>10.904</b>	<b>17</b>	<b>10.921</b>
Em 01 de janeiro de 2022	9.816	33	13	9.862	18	9.880
Revisão de estimativas anteriores	1.983	3	-	1.986	3	1.989
Vendas de reservas <sup>(1)</sup>	(523)	-	(12)	(536)	(1)	(536)
Produção no ano	(852)	(4)	(1)	(857)	(3)	(860)
<b>Reservas em 31.12.2022</b>	<b>10.423</b>	<b>33</b>	<b>-</b>	<b>10.455</b>	<b>17</b>	<b>10.473</b>
Em 01 de janeiro de 2021	8.792	5	-	8.797	19	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	32	14	1.969	2	1.971
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	(896)
<b>Reservas em 31.12.2021</b>	<b>9.816</b>	<b>33</b>	<b>13</b>	<b>9.862</b>	<b>18</b>	<b>9.880</b>

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.

(\*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão rerepresentadas com a nova conversão.

Em 2023, incorporamos 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.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, incorporamos 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.

Em 2022, incorporamos 1.989 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 1.279 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos; e

(ii) adição de 710 milhões de boe decorrente de outras revisões, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos e pela prorrogação contratual dos campos Rio Urucu e Leste do Urucu. Não tivemos alterações relevantes referentes à variação do preço do petróleo.

As adições nas reservas provadas foram parcialmente reduzidas em 536 milhões de boe, decorrentes da cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e do efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros.

A reserva provada total da Companhia, em 2022, resultou em 10.473 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e cessões de direito descritas acima e descontando a produção do ano, de 860 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 da América 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 pela Companhia.

Em 2021, incorporamos 1.971 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.376 milhões de boe, em função, principalmente, do avanço no desenvolvimento do campo de Búzios, decorrente da aquisição do excedente da Cessão Onerosa e assinatura do acordo de coparticipação, e de investimentos em novos projetos para aumento da recuperação em outros campos das Bacias de Santos e Campos;

(ii) adição de 429 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento de preço; e

(iii) adição de 166 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios no pré sal da Bacia de Santos.

Estas adições foram reduzidas em 11 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da Companhia, em 2021, resultou em 9.880 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 896 milhões de boe em 2021. 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 da América 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 pela 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:

	2023				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.710	-	5.522	-	5.694
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	92	-	17
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.711</b>	<b>-</b>	<b>5.614</b>	<b>-</b>	<b>5.711</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	14	-	6	-	15
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>15</b>
<b>Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial</b>	<b>4.726</b>	<b>-</b>	<b>5.620</b>	<b>-</b>	<b>5.727</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.500	-	3.814	-	5.179
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	70	-	13
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.501</b>	<b>-</b>	<b>3.884</b>	<b>-</b>	<b>5.193</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq.</b>	<b>4.503</b>	<b>-</b>	<b>3.885</b>	<b>-</b>	<b>5.194</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>9.228</b>	<b>-</b>	<b>9.504</b>	<b>-</b>	<b>10.921</b>

(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 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão rerepresentadas com a nova conversão.

	2022				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.185	-	5.097	-	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	91	-	17
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.186</b>	<b>-</b>	<b>5.188</b>	<b>-</b>	<b>5.110</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	14	-	5	-	15
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>15</b>
<b>Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial</b>	<b>4.200</b>	<b>-</b>	<b>5.193</b>	<b>-</b>	<b>5.125</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.723	-	3.407	-	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	82	-	15
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.724</b>	<b>-</b>	<b>3.489</b>	<b>-</b>	<b>5.346</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq.</b>	<b>4.726</b>	<b>-</b>	<b>3.490</b>	<b>-</b>	<b>5.348</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>8.926</b>	<b>-</b>	<b>8.683</b>	<b>-</b>	<b>10.473</b>

(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 2% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 4% nas reservas não desenvolvidas.

(\*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 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)

					2021
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bnf)		(mboe)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.232	17	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	79	-	15
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.712</b>	<b>10</b>	<b>5.310</b>	<b>17</b>	<b>5.671</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15	-	6	-	16
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>16</b>
<b>Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial</b>	<b>4.727</b>	<b>10</b>	<b>5.316</b>	<b>17</b>	<b>5.687</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695	-	2.681	-	4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	98	-	18
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>3.696</b>	<b>-</b>	<b>2.779</b>	<b>-</b>	<b>4.191</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
<b>Total Investidas por equivalência patrimonial</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq.</b>	<b>3.698</b>	<b>-</b>	<b>2.780</b>	<b>-</b>	<b>4.193</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>8.425</b>	<b>10</b>	<b>8.096</b>	<b>17</b>	<b>9.880</b>

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 24% nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 2% nas reservas desenvolvidas e 3% nas reservas não desenvolvidas.

(\*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft<sup>3</sup> = 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 da SEC – 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 da SEC 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			Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior		Total	
	Brasil	América do Sul		
<b>Em 31 de dezembro de 2023</b>				
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 <sup>(1)</sup>	(120.216)	(46)	(120.262)	(319)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>145.529</b>	<b>93</b>	<b>145.622</b>	<b>691</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2022</b>				
Fluxos de caixa futuros	983.826	837	984.663	1.581
Custo de produção futuros	(399.655)	(357)	(400.012)	(273)
Custo de desenvolvimento futuros	(62.548)	(128)	(62.676)	(21)
Despesa futura de imposto de renda	(178.412)	(88)	(178.500)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	343.211	264	343.475	1.287
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados <sup>(1)</sup>	(151.828)	(124)	(151.951)	(401)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>191.383</b>	<b>141</b>	<b>191.524</b>	<b>886</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>				
Fluxos de caixa futuros	612.924	587	613.511	1.129
Custo de produção futuros	(264.158)	(261)	(264.419)	(329)
Custo de desenvolvimento futuros	(44.027)	(107)	(44.134)	(28)
Despesa futura de imposto de renda	(104.568)	(61)	(104.628)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	200.171	159	200.330	772
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados <sup>(1)</sup>	(85.391)	(70)	(85.461)	(303)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>114.780</b>	<b>89</b>	<b>114.869</b>	<b>470</b>

<sup>(1)</sup> 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			Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior		Total	
	Brasil	América do Sul		
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)
<b>Em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>145.529</b>	<b>93</b>	<b>145.622</b>	<b>691</b>
Em 01 de janeiro de 2022	114.780	89	114.869	470
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(54.230)	(62)	(54.291)	(235)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.883	31	6.913	29
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(17.030)	-	(17.030)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	-	-	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	64.535	17	64.553	82
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	129.462	122	129.584	349
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(23.317)	(39)	(23.356)	(4)
Acréscimo de desconto	11.478	14	11.492	93
Variação líquida do imposto de renda	(41.178)	(17)	(41.194)	-
Outros - não especificados	-	(15)	(15)	92
<b>Em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>191.383</b>	<b>141</b>	<b>191.524</b>	<b>886</b>
Em 01 de janeiro de 2021	45.978	1	45.979	74
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de	(38.074)	(43)	(38.117)	(177)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.035	44	6.079	37
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(246)	-	(246)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	-	-	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	41.211	205	41.416	30
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de	108.268	58	108.326	401
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.900)	(119)	(20.019)	3
Acréscimo de desconto	4.598	-	4.598	49
Variação líquida do imposto de renda	(33.089)	(47)	(33.136)	48
Outros - não especificados	-	(9)	(9)	(7)
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>114.780</b>	<b>89</b>	<b>114.869</b>	<b>470</b>

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 2023 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.

Jean Paul Prates

Presidente

Sergio Caetano Leite

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores



KPMG Auditores Independentes Ltda.  
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro  
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Telefone +55 (21) 2207-9400  
kpmg.com.br

## **Parecer 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  
Rio de Janeiro

### **Opiniões sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e os Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras**

Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias (“Companhia”) em 31 de dezembro 2023 e 2022, 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 2023 e, as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas “demonstrações financeiras consolidadas”). Também auditamos os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2023, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

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 2023 e 2022, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2023, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo *International Accounting Standards Board*. Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos materiais, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2023, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

### **Bases para opiniões**

A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras, incluída no relatório da administração sobre os controles internos relacionados ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e



divulgação das demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a *Securities and Exchange Commission* e ao 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 não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude, e de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras 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 procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as divulgações nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossas auditorias também incluíram a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações financeiras consolidadas, incluiu a obtenção de um entendimento dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza material existe 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 adequada para emitirmos nossas opiniões.

### **Definições e Limitações dos Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras**

Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras.



Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas podem não evitar 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 devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos podem deteriorarem.

#### **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 com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos 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 discutido nas notas explicativas 4.4 e 18.3 às demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria a seus empregados. Em 31 de dezembro de 2023, as obrigações destes planos de pensão com benefício definido e de saúde montavam US\$ 16.382 milhões. A mensuração das obrigações de benefícios definidos desses planos requer a determinação de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem as taxas de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados. A Companhia contrata atuário externo 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 da obrigação atuarial 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 de benefícios definidos, podem resultar em mudanças significativas na mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria foram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinar as obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas das taxas de desconto e dos custos médicos e hospitalares projetados;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade do atuário externo contratado pela Companhia para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e mensuração das obrigações dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Isso incluiu a avaliação da natureza e escopo do trabalho realizado pelo atuário externo, sua qualificação e experiência profissional; e

- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação das taxas de desconto e dos custos médicos e hospitalares projetados pela Companhia, incluindo a comparação com os dados obtidos de fontes externas.

### **Avaliação da redução ao valor recuperável das unidades geradoras de caixa de exploração e produção**

Conforme discutido nas notas explicativas 4.2.1, 4.2.2 e 26 às 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 antes da redução ao valor recuperável das UGCs de exploração e produção em 31 de dezembro de 2023 montava US\$ 8.332 milhões. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o valor das perdas por redução ao valor recuperável reconhecidas em relação às UGCs de exploração e produção foi de US\$ 2.217 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 requerido na avaliação da determinação pela Companhia dessas UGCs e da estimativa do valor recuperável. A determinação das UGCs de exploração e produção requer que o auditor avalie os 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 estimativas de 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.

Os principais procedimentos que executamos para endereçar esse assunto crítico de auditoria foram os seguintes:

- 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;
- nós avaliamos os fatores operacionais considerados pela Companhia para as mudanças nas UGCs de exploração e produção durante o ano, ao determinar essas mudanças comparando-as com as informações obtidas de fontes internas e externas;
- nós avaliamos as projeções de recuperação das reservas de petróleo e gás preparadas internamente pela Companhia, comparando-as com os volumes estimados certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia e, para uma seleção amostral 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 o 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 eles foram envolvidos para realizar, bem como suas qualificações e experiências profissionais;

- nós avaliamos, para uma seleção amostral de UGCs, os gastos capitalizáveis e operacionais futuros projetados da Companhia por meio da comparação dessas 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 amostral de UGCs, os fluxos de caixa estimados em anos anteriores para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 com os fluxos de caixa realizados neste ano; e
- nós envolvemos profissionais de finanças corporativas com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação de determinadas premissas 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 dados externos de mercado disponíveis.

#### **Avaliação da estimativa da provisão para desmantelamento de áreas**

Conforme discutido nas notas explicativas 4.6 e 20 às demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia registra uma provisão desmantelamento de áreas que reflete suas obrigações de restaurar o meio-ambiente e desmantelar e remover as instalações de produção de petróleo e gás quando do abandono de áreas. Em 31 de dezembro de 2023, o valor contábil da provisão para desmantelamento de áreas montava US\$ 23.202 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão para desmantelamento de áreas inclui premissas relacionadas à natureza e à extensão do reparo ambiental e aos trabalhos de desmantelamento e remoção, bem como os custos e os prazos destes trabalhos.

Identificamos a avaliação da estimativa da provisão para de 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 exigido por contratos e regulamentos, os critérios a serem atendidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer e os custos e o prazo dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria foram os seguintes:

- 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 utilizada pela Companhia comparando as curvas de produção e a vida útil das reservas de petróleo e gás utilizadas, com os volumes de reservas estimados certificados pelo especialista externo de reservas contratado pela Companhia;



- nós avaliamos os custos estimados de desmantelamento comparando determinadas premissas-chave com dados externos de mercado;
- 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 de reservas contratado pela Companhia que certificou os volumes estimados de reservas. Isso incluiu a avaliação da natureza e do escopo do trabalho que eles foram envolvidos para realizar, bem como suas qualificações e experiências profissionais; e
- nós avaliamos a capacidade da Companhia de projetar de maneira precisa os custos dos trabalhos de desmantelamento, comparando uma seleção amostral dos gastos reais incorridos com desmantelamento das instalações de produção de petróleo e gás durante o ano com as projeções da Companhia sobre esses gastos ao final do ano anterior.

/s/ KPMG Auditores Independentes Ltda.

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes Ltda.  
Rio de Janeiro – Brasil  
11 de abril de 2024

(\*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (“PCAOB - *Public Company Accounting Oversight Board*”)



**PETR**  
B3 LISTED N2

**PBR**  
LISTED  
NYSE

**PBRA**  
LISTED  
NYSE



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

