

Relatório Anual e Formulário 20-F **2021**



COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS.

WASHINGTON, D.C. 20549

FORMULÁRIO 20-F

RELATÓRIO ANUAL

DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15 (D) DA *SECURITIES EXCHANGE ACT* DE 1934

para o ano fiscal finalizado em 31 de dezembro de 2021

Número do Arquivo da Comissão: 001-15106

Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras

(Nome exato do registrante, conforme especificado em seu regulamento)

Brazilian Petroleum Corporation—Petrobras
(Tradução do nome do registrante para o inglês)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de incorporação ou organização)

Avenida República do Chile, 65 - 20031-912 - Rio de Janeiro – RJ - Brasil
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Rodrigo Araujo Alves

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

(55 21) 3224-4477—dfinri@petrobras.com.br

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

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

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

Título de cada classe:	Símbolo(s) de Negociação:	Nome de cada valor no qual se registrou:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras, ou ADSs (evidenciadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	PBR/PBRA	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras (como evidenciado por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais		Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,250% de Global Notes com vencimento em 2024, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,299% de Global Notes com vencimento em 2025, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,750% de Global Notes com vencimento em 2026, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,375% de Global Notes com vencimento em 2027, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,999% de Global Notes com vencimento em 2028, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,750% de Global Notes com vencimento em 2029, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,093% de Global Notes com vencimento em 2030, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,600% de Global Notes com vencimento em 2031, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% de Global Notes com vencimento em 2040, emitido por PGF (sucessora da PifCo)	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% de Global Notes com vencimento em 2041, emitido por PGF (sucessora da PifCo)	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,625% de Global Notes com vencimento em 2043, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,250% de Global Notes com vencimento em 2044, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,900% de Global Notes com vencimento em 2049, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% de Global Notes com vencimento em 2050, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,500% de Global Notes com vencimento em 2051, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,850% de Global Notes com vencimento em 2115, emitido por PGF	PBR	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para negociação, mas apenas com relação ao registro de Ações Depositárias Americanas de acordo com as exigências da Bolsa de Valores de Nova York.

Títulos registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12(g) da Lei: Não há

Títulos para os quais há uma obrigação de relatório de acordo com a Seção 15(d) da Lei: Não há

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2021 era:

7.442.231.382 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*

5.601.969.879 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*

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

Sim Não

Se este relatório for um relatório anual ou de transição, indique com um X se o registrante não é obrigado a apresentar relatórios de acordo com a seção 13 ou 15(d) da *Securities Exchange Act* de 1934.

Sim Não

Indique com uma marca de verificação se o registrante (1) apresentou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) da *Securities Exchange Act* de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto que o registrante foi obrigado a arquivar tais relatórios), e (2) esteve sujeito a tais requisitos de arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim Não

Indique com uma marca de verificação se o registrante enviou eletronicamente, se houver, todos os arquivos de dados interativos que devem ser apresentados de acordo com a Regra 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que o registrante precisava enviar tais arquivos).

Sim Não

Indique com um X se o registrante é um registrante antecipado de grande porte, registrante antecipado, um registrante não antecipado ou uma empresa de crescimento emergente. Vide as definições de "registrante antecipado de grande porte", "registrante antecipado" e "empresa de crescimento emergente" na Regra 12b-2 da *Exchange Act*. (Marcar um):

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

Se uma empresa de crescimento emergente prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o U.S. GAAP, indique com uma marca de seleção se o registrante optou por não usar o período de transição estendido para cumprir quaisquer normas de contabilidade financeira novas ou revisadas fornecidas de acordo com a Seção 13 (a) da *Exchange Act*.

Indique com um X se o registrante apresentou um relatório e um atestado da avaliação de sua administração sobre a eficácia de seu controle interno sobre relatórios financeiros sob a 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.

Indique com um X qual base de contabilidade a registrante usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas nesta expedição:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Relatórios Financeiros conforme emitidas pelo International Accounting Standards Board Outro

Se "Outro" foi assinalado em resposta à pergunta anterior, indique com um X qual item das demonstrações financeiras o registrante optou por seguir.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, indique com uma marca de seleção se o registrante é uma empresa de fachada (conforme definido na Regra 12b-2 da *Exchange Act*).

Sim Não

Sumário

AVISO LEGAL	6
GLOSSÁRIO	9
QUEM SOMOS	18
QUEM SOMOS	19
VISÃO GERAL	20
DESTAQUES 2021	23
RISCOS	25
FATORES DE RISCO	26
GERENCIAMENTO DE RISCOS CORPORATIVOS	45
DIVULGAÇÕES SOBRE RISCOS DE MERCADO	46
SEGUROS	47
NOSSOS NEGÓCIOS	48
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	49
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	84
GÁS E ENERGIA	111
GESTÃO DE PORTFÓLIO	131
AMBIENTE DE NEGÓCIOS EXTERNO	137
PLANO ESTRATÉGICO	147
PLANO ESTRATÉGICO 2022-2026	148
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL	161
AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA	169
AMBIENTAL	170
RESPONSABILIDADE SOCIAL	178
GOVERNANÇA CORPORATIVA	184
ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS	192
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	193
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS	201
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL	204
ADMINISTRAÇÃO E EMPREGADOS	218
ADMINISTRAÇÃO	219
EMPREGADOS	240
CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS	249
CONFORMIDADE	250
TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	254
CONTROLES E PROCEDIMENTOS	256
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS	258
INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS	259
LISTAGEM	260
AÇÕES E ACIONISTAS	262

DIREITOS DOS ACIONISTAS	267
DIVIDENDOS	272
INFORMAÇÕES ADICIONAIS PARA ACIONISTAS NÃO BRASILEIROS.....	276
LEGAL E TRIBUTÁRIO	279
REGULAMENTAÇÃO	280
CONTRATOS MATERIAIS	287
PROCESSOS JUDICIAIS	292
TRIBUTÁRIO.....	300
INFORMAÇÕES ADICIONAIS	319
LISTA DE ANEXOS	320
ASSINATURAS.....	327
ABREVIÇÕES	328
TABELA DE CONVERSÃO	330
REFERÊNCIA CRUZADA AO FORMULÁRIO 20-F	331
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	334

Aviso Legal

Para apresentar as informações aos investidores de maneira mais consistente com a forma como vemos nossos negócios, em 2020 alteramos a estrutura e a ordem de divulgação em nosso relatório anual e Formulário 20-F. Neste relatório anual e Formulário 20-F para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2021 (referido aqui como nosso "relatório anual"), incluímos um guia de referência cruzada para o Formulário 20-F da SEC em "Referência cruzada para o Formulário 20 -F", para facilitar sua revisão.

A menos que o contexto indique o contrário, considere este relatório o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. A menos que o contexto exija de outra forma, os termos "Petrobras", "nós", "nos" e "nosso" referem-se à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações conjuntas e entidades estruturadas.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, apresentadas em dólares americanos, incluídas neste relatório anual e as informações financeiras contidas neste relatório anual que dele derivam são preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS"), conforme emitido 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. Seleccionamos o dólar americano como nossa moeda de apresentação para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas de petróleo e gás.

Neste relatório anual, as referências a "real", "reais" ou "R\$" são para reais brasileiros, e referências a "dólares americanos" ou "US\$" referem-se a dólares dos Estados Unidos.

Os resultados de desempenho das emissões de GEE de 2021 apresentados neste relatório anual estarão sujeitos a auditoria de terceiros e, embora não esperemos diferenças significativas, algumas mudanças podem ocorrer.

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report and Form 20-F 2021 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 são baseadas em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. As declarações prospectivas contidas neste relatório anual, que tratam de nossos negócios esperados e desempenho financeiro, entre outros assuntos, contêm palavras como "acreditar", "esperar", "estimar", "antecipar", "pretender", "planejar", "desejar", "irá", "pode", "deveria", "poderia", "seria", "provável", "potencial" e expressões semelhantes (que não são os meios exclusivos de identificação de tais declarações prospectivas).

Os leitores são advertidos a não depositar confiança indevida nessas declarações prospectivas, que valem apenas a partir da data em que foram 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, produtos petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- nossas despesas de capital projetadas e direcionadas, compromissos e receitas;
- nossa liquidez e fontes de financiamento;
- nossa estratégia de preços e desenvolvimento de fontes de receita adicionais; e
- o impacto, incluindo o custo, de aquisições e desinvestimentos.

Nossas declarações prospectivas não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a suposições que podem se provar incorretas e a riscos e incertezas que são 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 comerciais gerais, incluindo petróleo bruto e outros preços de commodities, margens de refino e taxas de câmbio vigentes;
- condições econômicas globais;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com sucesso;
- incertezas inerentes ao fazer estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás recentemente descobertas;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e na prestação de nossos serviços;
- alterações ou descumprimento de leis ou regulamentos, inclusive 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 globais de saúde, como a pandemia de Covid-19;
- o custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- nossa capacidade de implementar com sucesso vendas de ativos em nosso programa de gestão de portfólio;
- nossa capacidade de implementar com sucesso nosso Plano Estratégico, se esse Plano Estratégico permanecer em vigor e a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes;
- o resultado de 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 gestão de risco, incluindo risco operacional;

- possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração e de nossa equipe de Administração; e
- litígios, como ações coletivas ou execução ou outros processos movidos por agências governamentais e regulatórias.

Para obter informações adicionais sobre os fatores que podem fazer com que nossos resultados reais sejam diferentes das expectativas refletidas nas declarações prospectivas, vide “Riscos” neste relatório anual.

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

Os dados de reservas de petróleo 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 com relação às nossas reservas podem diferir materialmente dessas estimativas.

Documentos em Exibição

Estamos sujeitos aos requisitos de informação da *Exchange Act* e, conseqüentemente, nossos relatórios e outras informações arquivadas e fornecidas por nós à SEC podem ser inspecionados e copiados nas instalações de referência públicas mantidas pela SEC em 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Você pode obter mais informações sobre a operação do *Public Reference Room* ligando para a SEC em 1-800-SEC-0330. Você também pode inspecionar nossos relatórios e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova Iorque, ou NYSE, em 11 Wall Street, Nova Iorque, Nova Iorque 10005, onde nossas ADS's estão listadas. Nossos arquivos da SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual. Para mais informações sobre como obter cópias de nossos arquivos públicos na NYSE, ligue para (212) 656-5060.

Também fornecemos relatórios no Formulário 6-K à SEC, contendo nossas demonstrações financeiras intermediárias consolidadas e não auditadas e outras informações financeiras de nossa empresa.

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

Glossário

Glossário de Determinados Termos Usados no Relatório Anual

A menos que o contexto indique o contrário, os seguintes termos são definidos da seguinte forma:

ACL	Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado em que a compra e venda de energia elétrica são objetos de acordos bilaterais livremente negociados, de acordo com regras e procedimentos específicos de comercialização.
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado. Segmento de mercado em que se realiza a compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedida de processo licitatório, exceto nos casos previstos em lei, de acordo com normas e procedimentos específicos de comercialização.
ADR	<i>American Depositary Receipt</i> (Recibo de Depósito Norte-americano).
ADS	<i>American Depositary Share</i> (Ação Depositária Norte-americana).
Águas profundas	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas ultra profundas	Mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
AIP	Acordo de Individualização da Produção (AIP). O AIP ocorre nas situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP.
Amex Oil	O NYSE Arca Oil Index é um índice ponderado por preços das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Mede o desempenho da indústria do petróleo por meio de variações na soma dos preços dos estoques componentes. O índice foi desenvolvido com um nível básico de 125 em 27 de agosto de 1984.
ANEEL	A Agência Nacional de Energia Elétrica.
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, é a agência federal que regula a indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
ANTAQ	A Agência Nacional de Transportes Aquaviários.
API	Medida padrão da densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
APS	A Associação Petrobras de Saúde, associação sem fins lucrativos que opera nosso novo plano de saúde suplementar (Saúde Petrobras) desde 2021.
ASG	Ambiental, Social e Governança.
B3	Brasil, Bolsa, Balcão, a Bolsa de Valores Brasileira.
Banco Central do Brasil	O Banco Central do Brasil.
Barris	Medida padrão de volume de petróleo bruto.

Biocombustíveis	Qualquer combustível derivado da conversão de biomassa como matéria-prima (petróleos vegetais, material de algas, culturas ou resíduos animais etc.) e/ou produzido por meio de processos biológicos, como fermentação e outros. Os biocombustíveis são considerados fontes renováveis de energia.
BioQav	Querosene de aviação usado em aeronaves, produzido a partir de diversas fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como “biojet” ou “bioquerosene” ou “SAF” (combustível sintético de aviação) e denominado pela ANP como “Combustível Alternativo para Aviação”, que deve ser adicionado ao querosene de aviação até um limite máximo que varia de 10% a 50% em volume dependendo do processo de produção, conforme definido no Anexo D-7566 da ASTM (<i>American Society for Testing and Materials</i>) e na Resolução ANP 778/2019.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
Braskem	Braskem S.A. é a maior produtora de resinas termoplásticas das Américas e a maior produtora de polipropileno dos Estados Unidos. Sua produção concentra-se em resinas de polietileno (PE), polipropileno (PP) e polivinilcloreto (PVC), além de insumos químicos básicos como eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda, solventes, entre outros. Juntos, eles formam um dos mais completos portfólios do setor ao incluir também o polietileno verde produzido a partir da cana-de-açúcar, de origem 100% renovável.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem governada e mantida por B3.
CBA	Acordo Coletivo de Trabalho.
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono.
Central Depositária	A Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que atua como custodiante de nossas ações ordinárias e preferenciais (incluindo aquelas representadas por ADS's) em nome de nossos acionistas.
CEO	Presidente da companhia.
CFO	Diretor Financeiro da companhia.
CGPAR	A Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União é a instituição do governo brasileiro que estabelece procedimentos relacionados à governança de empresas estatais.
CGU	A Controladoria Geral da União ou CGU é um órgão consultivo da Presidência da República, responsável por assessorar nos assuntos relacionados à proteção do patrimônio público federal e à melhoria da transparência do Poder Executivo brasileiro, por meio de atividades de controle interno, auditorias públicas, e na prevenção e combate à corrupção, entre outros.
CMN	O Conselho Monetário Nacional, ou CMN, é a autoridade máxima do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação da política monetária, cambial e de crédito brasileira, e pela supervisão das instituições financeiras.
CNODC	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.

CNOOC	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CONAMA	O Conselho Nacional do Meio Ambiente.
Condensados	Hidrocarbonetos que estão na fase gasosa nas condições do reservatório, mas se condensam em líquidos à medida que sobem pelo poço e atingem as condições do separador.
Contrato de Cessão Onerosa	Um contrato segundo o qual o Governo Federal Brasileiro nos cedeu o direito de explorar e produzir até cinco bilhões de barris de petróleo equivalente “bnboe”) em áreas específicas do pré-sal no Brasil. Veja “Contratos Materiais” neste relatório anual.
CVM	A Comissão de Valores Mobiliários ou CVM.
D&M	DeGolyer e MacNaughton, uma empresa independente de consultoria em engenharia de petróleo que realiza avaliação de reservas de parte de nossas reservas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural.
Depositário	JPMorgan.
Derivados de petróleo	Produzidos por meio do processamento em refinarias como diesel, gasolina, combustível líquido, GLP e outros produtos.
Despesas de Capital ou “CAPEX”	Despesas de capital, ou CAPEX, com base nas premissas de custo e metodologia financeira adotada em nossos planos estratégicos, que inclui aquisição de ativos intangíveis e imobilizados, investimento em investidas e outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxos de caixa usados para investir atividades, compreendendo despesas geológicas e geofísicas, encargos pré-operacionais, compra de imobilizados a crédito e custos de empréstimos diretamente atribuíveis às obras em andamento.
Destilação	Processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.
DoJ	O Departamento de Justiça dos Estados Unidos.
E&P	Exploração e Produção é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil e no exterior.
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Exchange Act	<i>Securities Exchange Act</i> de 1934, conforme alterado.
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.

G&E	Gás e Energia é o nosso segmento operacional que abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de GNL, geração de energia elétrica por meio de termelétricas, bem como a participação em empresas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no exterior. Inclui também o processamento de gás natural e operações de fertilizantes.
Gasolina Natural (C5+)	A Gasolina Natural C5+ é uma corrente produzida em unidades de processamento de gás natural com uma pressão de vapor intermediária entre o condensado e o GLP, que pode compor uma mistura de gasolina.
Gaspetro	A Petrobras Gás S.A – GASPETRO, subsidiária da Petrobras, na qual detemos participação acionária de 51%, é uma holding com participação em 18 empresas brasileiras de distribuição de gás, com a Mitsui detendo os 49% restantes.
GHG	Gases do efeito estufa.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, usado como combustível doméstico.
GNL	Gás natural liquefeito.
GSA	Contrato de Fornecimento de Gás de Longo Prazo celebrado com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
GTB	A Gás Transboliviano SA é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, responsável pela administração e operação do sistema de gasodutos de 557 km do trecho boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /d. A GTB está conectada à TBG na fronteira Bolívia-Brasil no estado de Mato Grosso do Sul.
HCC ou Hidrocraqueamento	Conversão de correntes intermediárias mais pesadas na faixa de ebulição de destilados intermediários (querosene e diesel) na presença de catalisador específico, hidrogênio e condições severas de temperatura e pressão para produzir combustíveis de alta qualidade. Dependendo da qualidade da matéria-prima e das condições operacionais, é possível direcionar a produção também para lubrificantes de alta qualidade.
HDT ou Hidrotratamento	Processo amplamente utilizado na indústria de refino de petróleo para remover heteroátomos como enxofre e nitrogênio da gasolina, querosene e/ou diesel na presença de catalisadores específicos, hidrogênio e condições adequadas de temperatura e pressão. O objetivo é ajustar a composição para atender às especificações do combustível.
IASB	Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade.
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
Ibovespa ou IBOV	O índice de retorno total bruto ponderado pela capitalização de mercado do <i>free float</i> e composto pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi criado em 1968.
IEA	Acordo Individual de Trabalho.
IFRS	Normas Internacionais para Relatórios Financeiros.
IMO	Organização Marítima Internacional.

Índice de complexidade de Nelson (NCI)	É um índice de custo puro que fornece uma medida relativa dos custos de construção de uma refinaria em particular com base em sua capacidade de petróleo bruto e de atualização. O NCI compara os custos de várias unidades de atualização com o custo de uma unidade de destilação de petróleo bruto, onde refinarias mais complexas são capazes de produzir produtos mais valiosos a partir de um barril de petróleo. Embora o fator de complexidade seja independente da capacidade da refinaria, várias unidades do mesmo processo, como vários hidrotratadores ou unidades de coqueamento, aumentam a complexidade. O NCI é medido em uma escala de um a 20, com números altos correspondendo a refinarias mais complexas e caras.
Índice de Reposição de Reservas Orgânico ou RRR Orgânico	Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reserva de uma empresa durante o ano, excluindo alienações e aquisições de reservas provadas, em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
Índice de Reposição de Reservas ou RRR	Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reserva de uma empresa durante o ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
Índice de reservas para produção ou R/P	Calculada como a quantidade de reservas provadas do ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzida durante o ano, indica um número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
Inovar-Auto	Este era um programa do governo que propunha à indústria automotiva investir em pesquisa e desenvolvimento de veículos mais eficientes e seguros em troca de benefícios fiscais.
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA	O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
JPMorgan	JPMorgan Chase Bank, N.A.
Lava Jato	Operação Lava Jato, conforme detalhado em “Riscos – Fatores de Risco” e Legal e Tributário - Processos Judiciais - Investigação Lava Jato” deste relatório anual.
LGN	O líquido resultante do processamento do gás natural e que contém os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
LIBOR	A London Interbank Offered Rate é uma taxa de juros de referência pela qual os principais bancos globais emprestam uns aos outros no mercado interbancário internacional para empréstimos de curto prazo.
ME	O Ministério da Economia of Brazil (ex-MPDG – Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão).
MME	O Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody’s	Moody’s Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
NYSE	A Bolsa de Valores de Nova Iorque.
OCF	Fluxo de Caixa Operacional (caixa líquido gerado pelas atividades operacionais).
Óleo sintético e gás sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada da melhora (ou seja, alteração química) do betume natural das areias betuminosas, querogênio dos xistos betuminosos ou processamento de outras substâncias, como gás natural ou

	carvão. O petróleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonados e tem muitas semelhanças com o petróleo bruto.
ONS	O Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OPEC	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
OSRL	The Oil Spill Response Limited.
OTC	Conferência de Tecnologia Offshore.
P&D	Pesquisa e desenvolvimento.
PAI	Programa de Aposentadoria Incentivado.
PDV	Programa de Desligamento Voluntário.
Pesquisa Focus	O Banco Central do Brasil realiza a Pesquisa Focus que compila projeções de cerca de 140 bancos, gestores de recursos e outras instituições.
Petróleo	Petróleo bruto, incluindo LGNs e condensados.
Petróleo Bruto Brent	Uma importante classificação comercial de petróleo bruto leve que serve como um importante preço de referência para a comercialização de petróleo bruto em todo o mundo.
Petroquímicos	Produtos químicos obtidos em indústrias petroquímicas, como etano, propeno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros.
Petros	Fundação Petros de Seguridade Social, previdência privada dos funcionários do Petrobras.
Petros 2	Plano de previdência patrocinado pela Petrobras.
PFLOPS	Um PFLOPS é igual à capacidade de processamento de um quatrilhão de operações matemáticas por segundo.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
Plano Estratégico	Plano Estratégico 2022-2026.
PLR	O Participação nos Lucros e Resultados é um modelo de remuneração baseado na divisão de lucros com nossos empregados. Nosso PLR é regido pela Lei 10.101/2000 e segue as diretrizes da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST). Essas diretrizes anuais definem diversos aspectos desse tipo de recompensa, como formato, fluxo, governança, limites financeiros e de remuneração.
PLSV	Embarcação de apoio para lançamento de linhas.
Polígono do Pré-sal	Região subterrânea formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas pela Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões

	que venham a ser delimitadas pelo Governo Federal Brasileiro, conforme a evolução do conhecimento geológico.
Polo GASLUB (antigo COMPERJ)	Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo GASLUB é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras utilidades subjacentes.
PP&E	Ativo Imobilizado.
PPP	O Prêmio por Performance faz parte do nosso Programa de Remuneração Variável (PRV), que também integra o Programa de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e está alinhado aos nossos objetivos estratégicos, motivando todos os envolvidos a alcançar os resultados e metas definidos pela gestão.
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
PREVIC	A Superintendência Nacional de Previdência Complementar.
PTAX	A taxa de câmbio de referência para a compra e venda de dólares americanos no Brasil, publicada pelo Banco Central do Brasil.
Refino, Transporte e Comercialização	Refino, Transporte e Comercialização é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior, bem como a exportação de etanol, operações petroquímicas, como extração e processamento de xisto e a participação em empresas petroquímicas no Brasil.
Reservas provadas	Consistente com as definições da Regra 4-10(a) do Regulamento S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são aquelas quantidades de petróleo e gás que, pela análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente produtivas - de uma determinada data em diante, a partir de reservatórios conhecidos e sob as condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos pelos quais a produtividade 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 12 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 sido iniciado ou devemos estar razoavelmente certos de que iniciaremos o projeto dentro de um prazo razoável. As reservas que podem ser produzidas economicamente por meio da aplicação de técnicas de recuperação aprimoradas (como injeção de fluido) são incluídas na classificação "provada" quando o teste bem-sucedido por um projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou um reservatório análogo, fornece suporte para a análise de engenharia em que o projeto ou programa foi baseado.
Reservas provadas desenvolvidas	Reservas que podem ser recuperadas: (i) por meio de poços existentes com equipamentos e métodos operacionais existentes ou para os quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor em comparação com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa da reserva, se a extração for por um meio que não envolva poço.

Reservas provadas não desenvolvidas	Reservas que devem ser recuperadas de novos poços em áreas não perfuradas ou de poços existentes onde um gasto relativamente grande é necessário. As reservas em áreas não perfuradas são limitadas àquelas que compensam diretamente as áreas de espaçamento de desenvolvimento que são razoavelmente certas da produção quando perfuradas, a menos que exista evidência usando tecnologia confiável que estabeleça razoável certeza de produtividade econômica em distâncias maiores. Os locais não perfurados são classificados como tendo reservas não desenvolvidas apenas se um plano de desenvolvimento tiver sido adotado indicando que eles estão programados para serem perfurados em cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um período maior. As reservas não desenvolvidas provadas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área para a qual uma aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação melhorada seja contemplada, a menos que tais técnicas tenham sido comprovadas por projetos reais no mesmo reservatório ou em um reservatório análogo ou por outra evidência usando tecnologia confiável que estabelece uma certeza razoável.
Reservatório do pós-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.
Reservatório do pré-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Resultado operacional	A linha equivalente ao lucro (prejuízo) líquido antes da receita (despesa) financeira, da receita de equivalência patrimonial e do imposto de renda e contribuição social em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
RNEST	A Refinaria Abreu e Lima.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
Saúde Petrobras	Nosso novo plano de saúde, desde 2021, que substituiu a AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde).
SEC	Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos.
SELIC	Taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
SEST	A Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais.
Sete Brasil	Sete Brasil Participações, S.A.
Shell	Shell Brasil Petróleo Ltda.
SMS	Saúde, Segurança e Meio Ambiente.
SPE	Society of Petroleum Engineers.
SS	Plataforma semissubmersível.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.

TBG	A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA é uma empresa que atua no setor de transporte de gás natural, na qual detemos 51% de participação acionária, atualmente detendo licenças de longo prazo para operar e administrar um sistema de gasoduto de 2.593 km, localizado principalmente no Sul e Sudeste do Brasil, com capacidade instalada de 30 milhões de m ³ /d. A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. está conectada à GTB, que permite o acesso ao gás natural boliviano e está conectada ao gasoduto da Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS"), que permite o acesso ao gás natural brasileiro.
TCU	O Tribunal de Contas da União, ou TCU, é um órgão previsto constitucionalmente vinculado ao Congresso Nacional Brasileiro, responsável por assessorá-lo nos assuntos relacionados à fiscalização do Governo Federal Brasileiro e seus recursos no que diz respeito a assuntos contábeis, financeiros, orçamentários, operacionais e de patrimônio público.
Tesouro Nacional	O Tesouro Nacional é uma Secretaria do Ministério da Economia responsável, no Brasil, pela programação financeira, contabilidade, gestão da dívida pública federal e ativos financeiros e mobiliários e pelo relacionamento com estados e municípios. A missão do Tesouro Nacional é gerir as contas públicas de forma eficiente e transparente, garantindo uma política fiscal equilibrada e a qualidade da despesa pública, de forma a contribuir para o desenvolvimento econômico sustentável.
TJLP	A Taxa de Juros de Longo Prazo é fixada trimestralmente pelo CMN (conforme definido acima). A taxa é usada como taxa de referência para empréstimos do BNDES a empresas.
TLD	Teste de Longa Duração.
TotalEnergies	Total E&P do Brasil Ltda.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
TRI	Taxa de frequência total de lesões registráveis por milhão de homem-hora.
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural. Uma planta de processamento de gás natural é uma instalação projetada para processar gás natural bruto dos campos de produção offshore, separando impurezas e vários hidrocarbonetos e fluidos não metânicos por meio de diferentes tecnologias para produzir gás natural especificado para consumo final. Por meio 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.
Vibra (Anteriormente "BR Distribuidora")	Vibra Energia, S.A.
Volumes Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa (ToR)	Volume que supera o contratado no contrato de Cessão Onerosa em determinadas áreas do pré-sal. Veja "Contratos Materiais" neste relatório anual.
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Quem Somos



Quem Somos

Somos uma empresa brasileira com 45.532 empregados (incluindo subsidiárias no Brasil e no exterior) comprometida em ser a melhor empresa de energia na geração de valor, com foco em óleo e gás, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente. Somos uma das maiores empresas em valor de mercado da América Latina, com valor de mercado de US\$ 69,2 bilhões em 31 de dezembro de 2021. Somos um dos maiores produtores de óleo e gás do mundo, atuando principalmente na exploração e produção, refino, comercialização e geração de energia. Temos uma grande base de reservas provadas e adquirimos experiência em exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas desde que começamos a explorar bacias offshore brasileiras décadas atrás, após nosso primeiro poço submarino na Bacia de Campos em 1971.



Ficha Técnica

Nome da empresa: Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras

Data de Constituição: 1953

País de Constituição: Brasil

Número de registro na CVM: 951-2

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

Endereço da sede executiva: Avenida República do Chile 65, 20031-912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

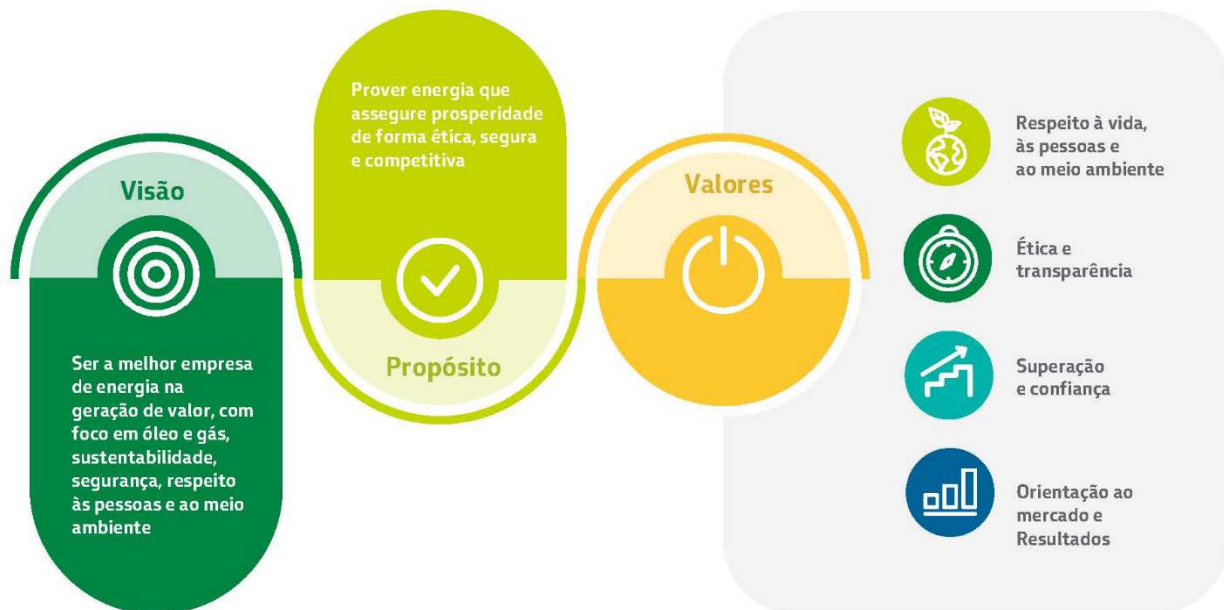
Número de telefone: (55 21) 3224 2401

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

As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Objeto social estabelecido em nosso Estatuto Social: pesquisa, extração, refino, processamento, comercialização e transporte de petróleo, seus subprodutos, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos de poços, xisto e outras rochas, além de atividades relacionadas à energia, pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comercialização de todas as formas de energia e outras atividades relacionadas ou objetivos semelhantes.

Visão Geral



Temos uma grande base de reservas provadas e operamos e produzimos a maior parte do petróleo e gás do Brasil. A maioria de nossas reservas provadas está localizada nas bacias *offshore* adjacentes de Campos e Santos, no sudeste do Brasil. Sua proximidade nos permite otimizar nossa infraestrutura e limitar nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. Espera-se que as Bacias de Campos e Santos continuem a ser a principal fonte de nosso crescimento futuro em reservas provadas e produção de petróleo e gás.

Nosso negócio, no entanto, vai além da exploração e produção de petróleo e gás. Trata-se de um longo processo pelo qual levamos petróleo e gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás que estão em constante evolução para fornecer os melhores produtos.

Operamos a maior parte da capacidade de refino no Brasil. Nossa capacidade de refino está substancialmente concentrada no sudeste do Brasil, nos mercados mais populosos e industrializados do país e adjacente às fontes da maior parte do nosso petróleo bruto nas Bacias de Campos e Santos. Atendemos nossa demanda por derivados de petróleo por meio de uma combinação planejada de refino doméstico de petróleo bruto e importação de derivados, buscando a criação de valor. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos por meio de participações em algumas empresas. Distribuimos derivados de petróleo por meio de atacadistas e varejistas.

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

Para atender à demanda doméstica, processamos gás natural derivado de nossa produção onshore e offshore (principalmente de campos nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e importamos gás natural liquefeito (“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, óleo combustível e diesel.

Atualmente, dividimos nosso negócio em três segmentos principais:

- **Exploração e Produção (“E&P”):** este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, 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.

- Refino, Transporte e Comercialização (“Refino” ou “RT&C”):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, e a exploração e o processamento de xisto.
- Gás e Energia (“G&E”):** este segmento abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas, bem como a participação em empresas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no exterior. Inclui também o processamento de gás natural e operações de fertilizantes.

As atividades que não são atribuídas aos segmentos de negócios são classificadas como “Corporativo e outros Negócios” incluindo, notadamente, aquelas relacionadas à gestão financeira corporativa, *overhead* relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais relacionadas com pensões e benefícios médicos destinados aos assistidos. Inclui também biocombustíveis e negócios de distribuição. O negócio de biocombustíveis abrange as atividades de produção de biodiesel e seus coprodutos e etanol. O negócio de distribuição abrange a participação acionária em nossa coligada Vibra Energia (antiga BR Distribuidora) até julho de 2021 (quando vendemos nossa participação remanescente nesta empresa), e o negócio de distribuição de derivados de petróleo no exterior (na América do Sul).

Para mais informações sobre nossos segmentos de negócios, vide as Notas 12 e 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como “Análise Operacional e Financeira e Perspectivas” neste relatório anual.

Até fevereiro de 2021, tínhamos atividades em oito países além do Brasil (sendo eles, Argentina, Bolívia, Colômbia, Uruguai, EUA, Holanda, Reino Unido e Cingapura). Em fevereiro de 2021 encerramos nossas atividades operacionais no Uruguai com a venda de nossas ações em uma distribuidora e, em julho de 2021, encerramos nossas atividades de *trading* no Reino Unido, concentrando as atividades europeias apenas na Holanda. Como resultado dessas mudanças, a partir de março de 2022, temos atividades em seis países além do Brasil (ou seja, Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Holanda e Cingapura).

Na América Latina, nossas operações incluem serviços de *upstream*, *marketing* e varejo. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás por meio de uma *joint venture*. Temos empresas controladas que apoiam nossas atividades comerciais e financeiras em Roterdã, Houston e Cingapura. 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, gás natural, derivativos de commodities e navegação.

Operamos por meio de 20 subsidiárias diretas (18 constituídas de acordo com as leis do Brasil e duas incorporadas no exterior) e duas operações em conjunto, conforme listado abaixo. Também temos subsidiárias indiretas, incluindo a Petrobras Global Finance B.V. (“PGF”).

Empresas	Local	Nossa participação	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100,00%	—
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	Brasil	100,00%	—
Petrobras Gás S.A. – Gaspetro	Brasil	51,00%	Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (49%)

Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100,00%	—
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51,00%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (19,88%) Corumba Holding S.À.R.L. (0,12%)
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Brasil	72,00%	SAP Brasil Ltda. (17%) Accenture do Brasil S.A. (11%)
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100,00%	—
Termomacaé S.A.	Brasil	100,00%	—
Termobahia S.A.	Brasil	98,85%	Petros (1,15%)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100,00%	—
Petrobras Comercializadora de Energia S.A. – PBEN	Brasil	100,00%	—
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FIL	Brasil	99,15%	Pentágono SA DTVM (0,85%)
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. – PBEN-P	Brasil	100,00%	—
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC ⁽¹⁾	Brasil	50,00%	Albemarle Brazil Holding Ltda. (50%)
Ibiritermo S.A. ⁽¹⁾	Brasil	50,00%	Edison S.p.A (50%)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	Exterior	100,00%	—
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	Exterior	100,00%	—
Refinaria de Mucuripe S.A. ⁽²⁾	Brasil	100,00%	—
Refinaria de Canoas S.A. ⁽²⁾	Brasil	100,00%	—
Paraná Xisto S.A. ⁽²⁾	Brasil	100,00%	—
Refinaria de Manaus S.A. ⁽²⁾	Brasil	100,00%	—
Associação Petrobras de Saúde ⁽³⁾	Brasil	93,47%	Transpetro (6,09%) TBG (0,26%) Pbio (0,13%) Termobahia (0,05%)

(1) Operações em conjunto.

(2) Empresas legalmente constituídas, com aporte de capital de US\$ 58.000 para cada empresa, para posterior desinvestimento dessas refinarias.

(3) Associação sem fins lucrativos que administra nosso novo plano de saúde suplementar (Saúde Petrobras) desde 2021.

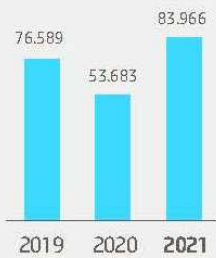
Para uma lista estendida de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo cada um de seus nomes completos, jurisdições de constituição e nosso percentual de participação acionária, vide o Anexo 8.1 deste relatório anual e a Nota 29 de nossas Demonstrações Financeiras. Adicionalmente, participamos de parcerias que atuam na exploração de blocos e na produção de campos de petróleo no Brasil – veja “Nossos Negócios – Exploração e Produção – Visão Geral” para mais detalhes.

Destques 2021

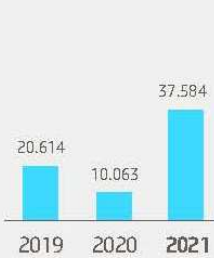
Indicadores Corporativos Consolidados



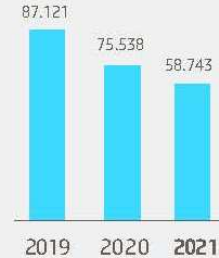
Receita de Vendas
(US\$ Milhões)



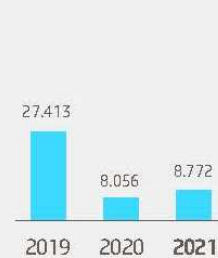
Resultado Operacional¹
(US\$ Milhões)



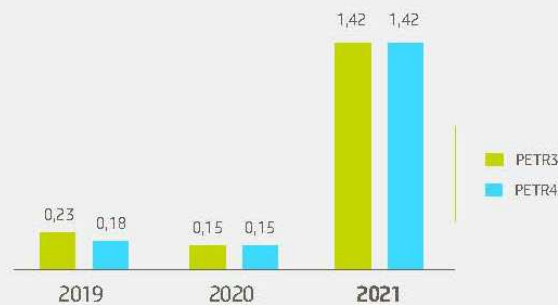
Dívida Bruta
(US\$ Milhões)



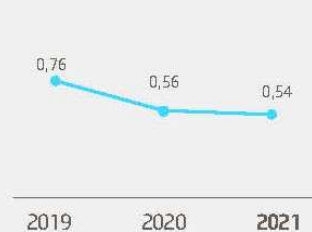
Investimentos
(US\$ Milhões)



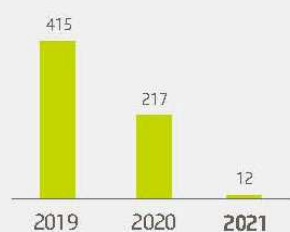
Dividendo pago
por ação²
(US\$)



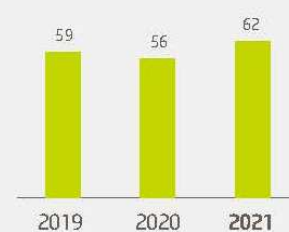
Taxa de Acidentados
Registráveis – TAR³



Volume Vazado⁴
(M³)



Emissões de GEE⁵
(Milhões de ton de CO₂e)



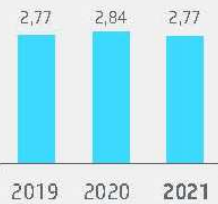
- 1) O Resultado Operacional é equivalente ao item de linha Lucro (prejuízo) líquido antes da receita (despesa) financeira, resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial e imposto de renda derivados de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- 2) Dividendos 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 ADSs receberão essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que tais ADSs representam.
- 3) O resultado da TAR alcançada em 2021 apresentou uma ligeira melhora comparada com o já histórico resultado da TAR de 2020.
- 4) Soma dos volumes de vazamento de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a 1 barril, que atingiram corpos d'água ou solos não impermeabilizados. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo de Vazamento de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da Agência Nacional do Petróleo - ANP para notificação de incidentes nas atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas não foram contabilizados.
- 5) Em 2021, as emissões foram superiores aos dois anos anteriores devido ao despacho termoelétrico atípico em um ano de escassez de água. É circunstancial e não afeta o compromisso de redução das emissões operacionais absolutas.

DESTAQUES 2021

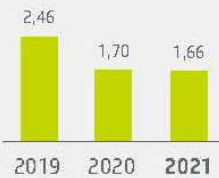
Indicadores Operacionais



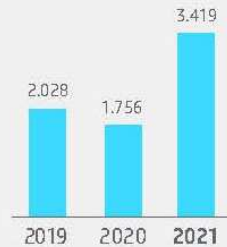
Produção de Óleo e Gás Natural (Milhões boed)



Custo de Refino (US\$/bbl)



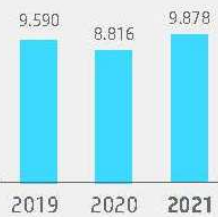
Geração de Energia (MW médio)


 Custo de Extração – Brasil¹ (USD/Boe)


Vendas e Produção de Derivados de Petróleo no Brasil (Mbb/d)



Reservas Provasdas (Milhões boe)

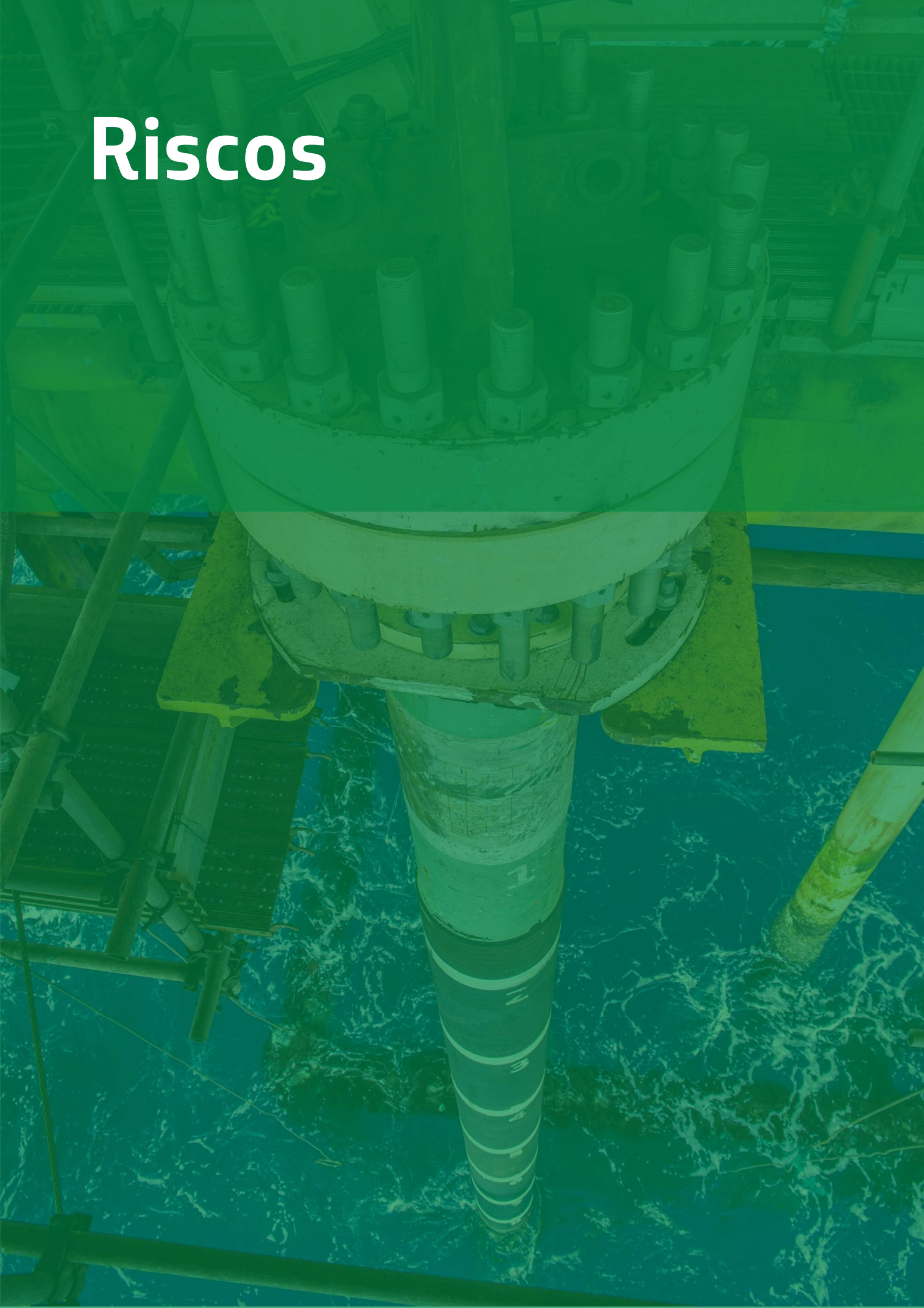

 Intensidade de Carbono – Refino (Kg CO₂e/CWT)

 Intensidade de Carbono – E&P (Kg CO₂e/boe)


1) Não inclui afretamentos.

 2) Valor revisado após certificação de terceiros concluída em 21 de julho, de 15,8 KgCO₂e/boe para 15,9 KgCO₂e/boe.

Riscos



Riscos

A natureza de nossas operações nos expõe a uma série de riscos que podem, individualmente ou em conjunto, afetar nosso desempenho financeiro. Classificamos os riscos aos quais estamos expostos nos seguintes grupos: (i) operacional, (ii) financeiro, e (iii) conformidade, legal e regulatório. Também descrevemos neste documento os riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com nosso acionista controlador, bem como riscos relacionados a nossas ações e títulos de dívida.



Fatores de Riscos

Riscos Operacionais

Estamos expostos a riscos de saúde, meio ambiente e segurança em nossas operações, que 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. Nossas atividades, principalmente em águas profundas e ultra profundas e refino, apresentam diversos riscos, como vazamentos de petróleo e produtos, incêndios e explosões em refinarias e unidades de exploração e produção, incluindo plataformas, embarcações, dutos, terminais e perdas de contenção em barragens, entre outros em ativos de nossa propriedade ou operados por nós. Esses eventos podem ocorrer devido a falhas técnicas, erros humanos ou desastres naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos, ou outros incidentes relacionados, pode resultar em impactos à saúde de nossa força de trabalho e/ou comunidades do entorno, fatalidades e danos ambientais. Também podem causar danos materiais, perdas de produção, prejuízos financeiros e, em determinadas circunstâncias, responsabilização em processos civis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativos. Como resultado, podemos incorrer em despesas relacionadas à mitigação, recuperação e/ou compensação pelos danos causados.

Também estamos expostos a riscos de segurança corporativa decorrentes de atos de interferência intencional de terceiros em nossos dutos e áreas próximas, especialmente derivações clandestinas (furtos) de petróleo e derivados, principalmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Se essa interferência continuar, poderá resultar em acidentes de pequenas ou grandes proporções, incluindo vazamentos ou danos em nossas instalações, aumentar o risco para as pessoas e comunidades do entorno dessas instalações, o que pode afetar a continuidade de nossas operações, causar danos à nossa imagem e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas, o que pode impactar negativamente nossos resultados. Para mais informações, vide “Nossos Negócios – Exploração e Produção” e “Ambiental, Social e Governança” neste relatório anual.

Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública, como o surto de Covid-19, podem causar restrições à saúde de nossa força de trabalho e, portanto, impactar a operação de algumas de nossas instalações, incluindo nossas plataformas, refinarias, terminais, entre outros. Essa condição pode ter um impacto negativo em nossos resultados e condição financeira.

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

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 do setor. A necessidade de nos adaptarmos a um ambiente cada vez mais competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementação de nosso atual Plano Estratégico ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

Podemos enfrentar maiores forças competitivas no mercado de *downstream* no Brasil, com o surgimento de novas empresas competindo conosco neste setor. Se não formos capazes de maximizar o retorno sobre o capital empregado, reduzir custos, vender nossos produtos de forma competitiva e implementar novas tecnologias em nossos negócios, podemos enfrentar efeitos adversos em nossos resultados e operações.

Além disso, no mercado de *upstream*, podemos não ter sucesso na aquisição de blocos exploratórios em futuras rodadas de licitações se nossos concorrentes puderem licitar com base em estruturas de custo e capital melhores do que nós. Nesse caso, podemos ter dificuldade em reposicionar nosso portfólio em ativos de exploração e produção de óleo e gás que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente na camada do pré-sal, o que poderia afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, mudanças na estrutura regulatória e questionamentos relacionados à conformidade com as leis antitruste e de concorrência podem nos sujeitar a penalidades, restrições de negócios e dificultar a renovação de concessões, afetando adversamente nossas operações, resultados e reputação.

Firmamos compromissos com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). Nos termos dos acordos, nos comprometemos a alienar parte de nossas participações acionárias em empresas e ativos nos segmentos de transporte e distribuição de gás e a renunciar a parte da capacidade contratada da rede de transporte (de volumes de injeção e retirada), visando criar condições mais competitivas para incentivar a entrada de novos agentes econômicos no mercado de *downstream*. O descumprimento dos compromissos firmados pode resultar em impactos negativos, como processos administrativos e multas, além de prejudicar nossa imagem e reputação.

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

Nossas operações são altamente dependentes de tecnologia da informação e sistemas e serviços de comunicação. A interrupção ou mau funcionamento que afete esses sistemas e/ou sua infraestrutura, como resultado de obsolescência, falhas técnicas e/ou atos deliberados, pode prejudicar ou paralisar nossos negócios e impactar adversamente nossas operações e reputação.

Além disso, falhas de segurança da informação, incluindo sistemas de automação, devido a atos externos, deliberados ou não intencionais, como *malware*, *hacking* e ciberterrorismo, ou internos, como negligência e uso indevido dos sistemas de TI causados por funcionários ou contratados, também podem causar impactos em nossos negócios, nossa reputação, nosso relacionamento com acionistas e agentes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores e outros), nosso posicionamento estratégico perante nossos concorrentes e nossos resultados. De acordo com a Lei Brasileira nº 13.709/2018 - Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ("LGPD"), estaremos sujeitos a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Os dados pessoais atualmente em nossa posse incluem em grande parte os dados de nossos funcionários, como informações de saúde, mas também os dados de clientes e visitantes de nossas instalações. O descumprimento dos requisitos estabelecidos pela LGPD pode resultar em sanções administrativas, incluindo advertências, multas, publicação da infração, bloqueio de acesso a dados pessoais e eliminação de dados pessoais.

A seleção e o desenvolvimento de nossos projetos de investimento apresentam riscos que podem afetar nossos resultados esperados.

Temos inúmeras oportunidades de projetos em 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 mudanças nos preços, preferências do consumidor e perfil de demanda, taxas de câmbio e de juros e condições de financiamento de projetos que podem comprometer nossa taxa de retorno esperada sobre estes projetos.

Também enfrentamos riscos específicos para projetos de óleo e gás. Apesar da nossa experiência na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra profundas e do contínuo desenvolvimento de estudos durante as etapas de planejamento, a quantidade e qualidade do óleo e gás produzidos em um determinado campo só serão totalmente 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 no descasamento de datas exigidas entre projetos de *upstream* e *downstream* (por exemplo, atraso na infraestrutura *onshore*, impactando o fluxo *offshore* de óleo e gás e transporte *onshore* de gás). Além disso, enfrentamos riscos associados a eventos de indisponibilidade não planejada de ativos críticos (como a cadeia de gás natural e GNL) que também podem impactar o fluxo *offshore* e *onshore* e podem comprometer a continuidade de nossa cadeia produtiva de negócios.

Adicionalmente, os projetos de descomissionamento cresceram e se tornaram mais relevantes para nosso portfólio à medida que os contratos de concessão e sistemas de produção expiram. Com a recente publicação da Resolução ANP 817/2020, poderemos enfrentar algumas dificuldades na definição do escopo desses projetos de descomissionamento e no atendimento aos requisitos regulamentares, principalmente em função da curva de aprendizado da indústria e nossa nesta área. Embora nossos planos de descomissionamento tenham sido desenvolvidos em conformidade com a legislação aplicável, esses planos podem enfrentar o escrutínio de nossas partes interessadas ou não atender às demandas ou expectativas do mercado em relação às práticas ambientais, sociais e de governança. Como resultado, nossa imagem e reputação podem ser adversamente afetadas, o que, por sua vez, pode ter um efeito adverso sobre nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Outrossim, apesar de nossa experiência em exploração e produção, podemos enfrentar novos desafios técnicos à medida que nos aproximamos da fronteira tecnológica.

Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública, como o surto de Covid-19, podem causar restrições à nossa força de trabalho, parceiros e fornecedores, o que pode ter impacto na produtividade de várias atividades.

Fatores externos podem impactar o sucesso da implementação de nossas parcerias e gerenciamento de nosso portfólio.

De acordo com nosso Plano Estratégico, nossa carteira de desinvestimentos inclui diversos ativos em diferentes estágios do processo de venda, que esperamos concluir nos próximos anos.

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

Nosso Plano Estratégico é adaptado de tempos em tempos por nossa administração; não podemos garantir que nosso Plano Estratégico não será alterado no futuro. Caso nosso Plano Estratégico seja alterado com base nas decisões do Governo Federal Brasileiro como nosso acionista controlador, nosso plano de desinvestimento poderá ser revisto. Vide “—Riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com nosso acionista controlador – O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que podem ter um efeito adverso relevante sobre nós” neste relatório anual. Além disso, quaisquer mudanças em nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e nossa equipe de gestão podem afetar não apenas nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico, mas se esse Plano Estratégico permanece em vigor, bem como a direção de quaisquer planos estratégicos subsequentes, incluindo decisões relacionadas a gestão de nossas operações e investimentos.

Se não formos capazes de implementar com sucesso nossas parcerias e desinvestimentos planejados ou se nosso plano de desinvestimentos for alterado, isso pode impactar negativamente nossos negócios, resultados e condição financeira, inclusive por nos expor potencialmente a restrições de liquidez de curto e médio prazo.

As mudanças climáticas podem impactar nossos resultados e estratégia.

As mudanças climáticas representam novos desafios e oportunidades para nossos negócios. Com o agravamento das mudanças climáticas e avanços nos acordos e regulamentações, se não nos prepararmos para os novos desafios globais podemos incorrer em multas e/ou maiores impostos, impactando nosso fluxo de caixa, e perder competitividade, diminuindo o valor para o acionista. Mudanças nas condições ambientais podem potencialmente impactar algumas das condições mais cruciais para nossos ativos, como disponibilidade de água para nossas refinarias e usinas termelétricas e padrões de ondas, ventos e correntes oceânicas para nossas plataformas offshore.

Regulamentos ambientais mais rigorosos, incluindo respostas orientadas por políticas às mudanças climáticas, como emissão regulamentada de gases de efeito estufa (GEE) e outras respostas de mitigação, podem resultar em um aumento potencial em nossos custos operacionais e reduzir a produção. O legislativo federal brasileiro está em fase final de considerar o estabelecimento de um marco regulatório para a adoção de um instrumento de precificação de carbono para redução de GEE no Brasil.

Aumentos recentes no número de litígios climáticos em todo o mundo destacam esse risco. As leis ambientais que podem ser implementadas no futuro podem aumentar os riscos de litígio e ter um efeito material adverso sobre nós.

Um número crescente de investidores busca alinhar seus investimentos às políticas climáticas de médio e longo prazo. A maior percepção dos riscos climáticos por parte dos investidores, juntamente com maiores restrições regulatórias relacionadas aos setores intensivos em carbono, podem levar a maior dificuldade de acesso a capital e aumento de custos. Investidores estabelecidos em países que se comprometeram com o Acordo de Paris com metas de descarbonização mais fortes tendem a sofrer pressões ainda mais fortes em suas decisões de investimento.

A crescente preocupação da sociedade com as mudanças climáticas pode ter impactos negativos na demanda por nossos produtos e serviços, como a redução do consumo de combustíveis fósseis devido à transição energética. A matriz energética global pode acelerar em direção a um perfil mais renovável, com

a inclusão de produtos que substituem os combustíveis fósseis e o aumento do uso de eletricidade para a mobilidade urbana.

Pre vemos uma pressão crescente para desenvolver e utilizar opções tecnológicas para melhorar o desempenho operacional das emissões, a fim de acompanhar as demandas de um mundo de baixo carbono. O risco decorre da falta de investimento e desempenho insuficiente em tecnologias e produtos que possam ser aplicados ao nosso negócio. Se não formos capazes de reduzir nossas emissões de carbono e demonstrar esse compromisso, poderemos ficar expostos a um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Esses fatores podem ter um impacto negativo na demanda por nossos produtos e serviços e podem comprometer ou mesmo prejudicar a implementação e operação de nossos negócios, impactando adversamente nossos resultados e condição financeira e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

A manutenção de nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo depende de nossa capacidade de incorporar e desenvolver reservas de petróleo com êxito.

Nossa capacidade de manter nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo depende muito de nossa capacidade de incorporar reservas adicionais e desenvolver com êxito nossas reservas existentes.

Nossa capacidade de incorporar reservas adicionais depende das atividades de exploração, que demandam investimentos de capital significativos, nos expõem aos riscos inerentes e podem não levar à descoberta de reservas de petróleo ou gás natural comercialmente produtivas. Também podemos obter reservas adicionais propondo e implementando novos projetos de desenvolvimento. O desenvolvimento de reservatórios em águas profundas e ultra profundas demanda investimentos significativos e envolve vários fatores além do nosso controle, como mudanças significativas nas condições econômicas, atrasos na disponibilidade de equipamentos offshore e recursos críticos e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas de equipamentos ou incidentes, que podem causar a redução, atraso ou cancelamento das operações.

Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e nossas próprias restrições de capital podem tornar mais difícil ou caro obter área adicional em rodadas de licitação para novos contratos e explorar as áreas contratadas existentes.

Não temos seguro contra interrupção de negócios para nossas operações no Brasil, e a maioria de nossos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Em geral, 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 terceirizados, vendedores e prestadores de serviços entrassem em greve, as paralisações de trabalho resultantes poderiam ter um efeito adverso sobre nós. Além disso, não seguramos a maioria de nossos ativos contra guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente que cause a interrupção de nossas operações pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Além disso, nossas apólices de seguro não cobrem todos os tipos de riscos e responsabilidades relacionadas à segurança, meio ambiente, saúde, taxas governamentais, multas ou danos punitivos que podem impactar nossos resultados. Não podemos garantir que não ocorrerão incidentes no futuro, que haverá seguro para cobrir os danos ou que não seremos responsabilizados por esses eventos, todos os quais podem impactar negativamente nossos resultados.

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

Greves, paralisações ou reivindicações trabalhistas por parte de nossos funcionários ou por funcionários de nossos fornecedores ou contratados podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Desentendimentos sobre como administramos nosso negócio, em particular desinvestimentos e suas implicações para nosso pessoal, mudanças em nossa estratégia, políticas de recursos humanos em relação a remuneração, benefícios e número de empregados, contribuições de empregados para cobrir o déficit de nosso plano de previdência, implementação de regulamentos recentemente criados relacionados para planos de saúde e previdência e mudanças na legislação trabalhista podem levar a questionamentos judiciais, reivindicações trabalhistas, greves e paralisações.

Greves, paralisações trabalhistas ou outras formas de reivindicação trabalhista em qualquer uma de nossas instalações ou nos principais fornecedores, contratados ou suas instalações ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios podem prejudicar nossa capacidade de continuar nossas operações.

Nosso sucesso também depende de nossa capacidade de continuar treinando e qualificando nosso pessoal para que possam assumir cargos sêniores qualificados no futuro. Não podemos garantir que alocaremos e treinaremos adequadamente nossa força de trabalho, nem que seremos capazes de atingir essa meta sem incorrer em custos adicionais. Qualquer falha pode afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

Contamos com fornecedores de bens e serviços para a operação e execução de nossos projetos e, como resultado, podemos ser adversamente afetados por falhas ou atrasos de tais fornecedores.

Somos suscetíveis aos riscos de desempenho, qualidade do produto e capacidade em nossa cadeia de suprimentos. Se nossos fornecedores e prestadores de serviço atrasarem ou deixarem de entregar os bens e serviços que nos são devidos, podemos não cumprir nossas metas operacionais dentro do prazo esperado. Nesse caso, podemos, em última instância, precisar adiar um ou mais de nossos projetos, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

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

Adicionalmente, interrupções devido a eventos de saúde, como Covid-19, podem ter um impacto negativo em nossos resultados e em nossa cadeia de suprimentos.

Nossos projetos e operações podem afetar e ser afetados pelas expectativas e dinâmicas das comunidades onde operamos, impactando nossos negócios, imagem e reputação.

Faz parte da nossa política respeitar os direitos humanos e manter relações responsáveis com as comunidades onde operamos e sermos diligentes com os fornecedores. No entanto, 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, terrorismo, bloqueios de estradas e protestos. Não podemos controlar as mudanças na dinâmica local e nas expectativas das comunidades onde operamos e estabelecemos nossos negócios.

Impactos sociais que resultam de nossas decisões e atividades diretas e indiretas - especialmente aquelas relacionadas a desinvestimentos e descomissionamento - e divergências com essas comunidades e governos locais podem afetar o cronograma ou orçamento de nossos projetos, prejudicar nossas operações devido a possíveis processos judiciais, ter um impacto financeiro negativo e prejudicar nossa imagem e reputação.

A escassez de água em algumas regiões onde atuamos pode impactar a disponibilidade de água na quantidade e/ou qualidade necessária às nossas operações, bem como as dificuldades na obtenção de outorga de direito de uso dos recursos hídricos, impactando a continuidade dos negócios de nossas unidades industriais.

Temos instalações industriais que demandam o uso de água, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como bases de distribuição e terminais que, embora não sejam muito hidroativos, são logisticamente importantes dentro de nossa cadeia. Nos últimos anos, várias regiões do mundo,

inclusive algumas regiões do Brasil, passaram por eventos de escassez de água doce, inclusive para consumo público. As mudanças climáticas e os impactos relacionados podem aumentar esse risco. Em caso de escassez de água, as outorgas segundo as quais temos o direito de usar recursos hídricos podem ser suspensas ou temporariamente modificadas e, como resultado, podemos ser obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades de produção devido à disponibilidade de água para o consumo público e o dessedentação de animais tem prioridade sobre o uso industrial. Isso pode comprometer temporariamente a continuidade dos nossos negócios, além de gerar impactos financeiros sobre nós e nossa imagem.

Desenvolvimentos no ambiente econômico e na indústria de petróleo e gás e outros fatores resultaram, e podem resultar, em reduções substanciais do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Avaliamos anualmente, ou com maior frequência quando as circunstâncias exigirem, o valor contábil de nossos ativos para possível *impairment*. Nossos testes de *impairment* são realizados comparando o valor contábil de um ativo individual ou unidade geradora de caixa com seu valor recuperável. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, é reconhecida uma perda por *impairment* para reduzir o valor contábil ao valor recuperável.

Mudanças no ambiente econômico, regulatório, de negócios ou político no Brasil ou em outros mercados onde operamos, como queda significativa nos preços internacionais do petróleo e do gás, depreciação do real, bem como mudanças nas condições de financiamento, como a deterioração da percepção de risco e das taxas de juros para tais projetos, entre outros fatores, pode afetar as estimativas originais de rentabilidade de nossos projetos, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

A capacidade de desenvolver, adaptar e acessar novas tecnologias é fundamental para nossa competitividade.

A disponibilidade de tecnologias que garantam a manutenção das nossas taxas de reserva e a viabilidade da produção de forma eficiente, bem como o desenvolvimento de novos produtos e processos que respondam às regulamentações ambientais para reduzir a intensidade de nossas emissões e às novas tendências do mercado, desempenham um papel fundamental no aumento da nossa competitividade em longo prazo. Se não estivermos mais na fronteira tecnológica da exploração de petróleo e gás em águas ultra profundas, nosso desempenho poderá se enfraquecer em relação a outras empresas do setor, colocando em risco nossa estratégia de longo prazo.

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 as quantidades estimadas de petróleo bruto e gás natural que os dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável certeza ser economicamente recuperáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais existentes (ou seja, usando preços e custos na data em que a estimativa é feita) de acordo com os regulamentos aplicáveis. As estimativas de reservas apresentadas são baseadas em premissas e interpretações, as quais estão sujeitas a riscos e incertezas. Se os dados geológicos e de engenharia que usamos para estimar nossas reservas não forem precisos, nossas reservas podem ser menores do que as atualmente indicadas nas estimativas de volume de nosso portfólio e relatadas pela empresa que realiza a avaliação de nossas estimativas de reservas. Além disso, as estimativas de reservas podem ser afetadas por mudanças significativas nas condições econômicas. As revisões para baixo em nossas estimativas de reservas indicam produções futuras menores, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

Não possuímos nenhuma das acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o Governo Federal Brasileiro possui todas as acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo do Brasil e, de acordo com a regulamentação brasileira, a concessionária ou parte contratada possui o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações do subsolo de acordo com os acordos aplicáveis firmados com o Governo Federal Brasileiro. Possuímos, como concessionária ou parte

contratada de certos campos de petróleo e gás natural no Brasil, o direito exclusivo de desenvolver os volumes de petróleo bruto e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com a concessão e outros contratos. O acesso às reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentada e geração de receita de uma empresa de petróleo e gás, e nossa capacidade de gerar receita seria adversamente afetada se o Governo Federal Brasileiro restringisse ou nos impedisse de explorar esse petróleo bruto e reservas de gás natural.

Como resultado de desinvestimentos e parcerias, estamos expostos a riscos que podem levar a perdas financeiras imprevistas.

Após a finalização de cada desinvestimento ou parceria (etapa pós-closing), devemos realizar a gestão integrada e o acompanhamento das ações exigidas e previstas nos contratos relativos a cada empreendimento, atentando para o cumprimento das obrigações estabelecidas ao comprador e ao vendedor. Em caso de descumprimento dessas obrigações, os ajustes financeiros entre as partes podem apresentar resultados diferentes dos esperados no momento do desinvestimento ou parceria. Além disso, conforme determinado pela ANP em caso de alienação total ou parcial de nossa participação nos contratos de E&P, continuamos solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o fechamento da produção da nova concessionária, caso ela deixe de cumprir essa tarefa. Essa responsabilidade solidária cobre as obrigações que surgem antes ou depois da transferência, desde que resulte de atividades realizadas em uma data anterior à transferência. O mesmo se aplica a quaisquer passivos ambientais.

Além disso, nossa venda de ativos pode impactar negativamente as sinergias existentes ou integração logística dentro de nossa empresa, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Adicionalmente, nossos parceiros podem não conseguir cumprir com suas obrigações, inclusive financeiras, o que pode comprometer a viabilidade de alguns projetos dos quais participamos. Quando atuamos como operadores, nossos parceiros podem ter o direito de vetar determinadas decisões, o que também pode afetar a viabilidade de alguns projetos. Independentemente do parceiro responsável pelas operações de cada projeto de E&P, podemos estar expostos aos riscos associados a essas operações, incluindo litígios (onde a responsabilidade solidária pode ser aplicável) e o risco de sanções governamentais decorrentes de tais parcerias, que podem ter um efeito material adverso em nossas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira.

Temos ativos e investimentos em outros países da América do Sul, onde a situação política, econômica e social pode impactar negativamente nossos negócios.

Embora tenhamos reduzido significativamente nossa participação no exterior, ainda operamos e temos negócios em vários países, principalmente na América do Sul, em áreas onde pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Nessas regiões, fatores externos podem afetar adversamente os resultados e a condição financeira de nossas subsidiárias nesses países, incluindo: (i) a imposição de controles de preços; (ii) a imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos; (iii) a flutuação das moedas locais em relação ao real; (iv) nacionalização de nossas reservas de petróleo e gás e de nossos ativos; (v) aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e do imposto de renda para petróleo e derivados; e (vi) mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações para novos projetos.

Se um ou mais dos riscos descritos acima ocorrerem, podemos perder parte ou todas as nossas reservas no país afetado e também podemos deixar de atingir nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que pode impactar negativamente nossos resultados e recursos financeiros.

O desempenho das empresas licenciadas para usar nossas marcas pode impactar nossa imagem e reputação.

Nosso plano de desinvestimento inclui a venda parcial ou total de nossas empresas no segmento de distribuição de combustíveis e alguns desses negócios envolvem contratos de licenciamento para nossas marcas. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e

comunicações, ele pode ser percebido pelas partes interessadas como nós mesmos, nosso representante ou porta-voz legítimo. Ações ou eventos dos licenciados relacionados aos seus negócios, como falhas, acidentes, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de nossa marca, entre outros fatores, podem impactar negativamente nossa imagem e reputação, com possibilidade de perdas financeiras.

Riscos Financeiros

Nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços do petróleo, gás e derivados.

A maior parte de nossa receita deriva principalmente das vendas de petróleo bruto, derivados de petróleo e, em menor grau, gás natural. Os preços internacionais do petróleo e derivados são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais. Além disso, epidemias e pandemias de saúde pública (como a pandemia de Covid-19) podem afetar os preços e a demanda do petróleo, o que, conseqüentemente, pode afetar nossos resultados financeiros. A volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo são estruturais e devem continuar. Mudanças nos preços do petróleo geralmente resultam em mudanças nos preços dos derivados de petróleo e do gás natural.

Atualmente, os preços do diesel e da gasolina são definidos levando-se em consideração o preço de paridade internacional de importação, as margens para remunerar os riscos inerentes às nossas operações e o nível de participação de mercado. Os ajustes de preços podem ser feitos a qualquer momento. Uma vez que um de nossos objetivos de precificação é manter os preços dos combustíveis em paridade com as tendências do mercado global, quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo bruto podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, resultados e condição financeira, e também podem afetar o valor de nossas reservas provadas. Adicionalmente, a periodicidade dos reajustes de combustível, por nós determinados, pode ser revisada devido a fatores exógenos que afetam nossos clientes, como o setor de transportes, entre outros, e, conseqüentemente, nossos negócios.

No passado, nossa administração ajustou nossos preços de petróleo, gás e derivados de tempos em tempos. No futuro, poderá haver períodos durante os quais os preços de nossos produtos não estarão em paridade com os preços internacionais de produtos. Ações e legislação impostas pelo governo brasileiro, como nosso acionista controlador, podem afetar essas decisões de preços. O Presidente brasileiro tem, por vezes, feito declarações sobre a necessidade de modificar e ajustar nossa política de preços para as condições domésticas. Tendo em vista as declarações feitas pelo Presidente brasileiro, uma nova Diretoria Executiva e equipe de gestão ou Conselho de Administração poderá propor alterações em nossa política de preços, incluindo a decisão de que tal política não busque alinhamento com o preço de paridade internacional. Vide “Riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com nosso acionista controlador — O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que podem ter um efeito adverso relevante sobre nós” Não podemos garantir que nossa forma de fixar preços não mudará no futuro. Mudanças em nossa política de preços de combustíveis podem ter um impacto material adverso em nossos negócios, resultados, condição financeira e valor de nossos títulos.

As flutuações do mercado, relacionadas à instabilidade política, atos de terrorismo, conflitos armados e guerras em várias regiões do mundo, podem ter um efeito adverso relevante em nossos negócios.

Os fatores de risco geopolíticos recentemente se tornaram mais proeminentes no mundo. Como resultado do conflito militar em curso envolvendo a Rússia e a Ucrânia, o preço do WTI e os preços do gás natural permaneceram extremamente voláteis. Tal conflito militar e o efeito das sanções econômicas resultantes impostas à Rússia e a certos cidadãos e empresas russos podem ter um efeito negativo na economia global, incluindo o Brasil. Na data deste relatório anual, não podemos prever a extensão desse conflito e seus impactos em nossos negócios. Potenciais interrupções na cadeia de suprimentos, bem como altos preços

de petróleo e gás natural, podem ter um efeito adverso sobre a demanda por nossos bens e serviços e o preço de nossos títulos.

Outros eventos que podem levar a flutuações de mercado podem afetar, direta ou indiretamente, a indústria do petróleo, o que pode impactar negativamente nossos negócios e resultar em perdas substanciais.

Temos passivos substanciais e podemos estar expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazo, o que pode afetar de maneira adversa e relevante nossa condição financeira e resultados.

Contraímos um montante substancial de dívidas relacionadas a decisões de investimentos tomadas no passado e para financiar as despesas de capital necessárias para cumprir nossos objetivos de longo prazo.

Uma vez que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados e pagar o principal e as obrigações de juros de acordo com os termos de nossa dívida, qualquer dificuldade em levantar montantes significativos de capital de dívida no futuro pode impactar nossos resultados e a capacidade de cumprir nosso Plano Estratégico ou qualquer outro plano adotado posteriormente.

A perda de nossa classificação de crédito de grau de investimento e qualquer redução adicional de nossas classificações de crédito pode ter consequências adversas sobre nossa capacidade de obter financiamento no mercado por meio de títulos de dívida ou ações, ou pode impactar nosso custo de financiamento, tornando-o mais difícil ou caro para refinarçar obrigações que estão para vencer. O impacto em nossa capacidade de obter financiamento e no custo do financiamento pode afetar adversamente nossos resultados e condição financeira.

Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança na classificação de crédito do Governo Federal Brasileiro. Qualquer redução adicional das classificações de crédito do soberano brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamento ou sobre o custo de nosso financiamento e, conseqüentemente, sobre nossos resultados e condição financeira.

Estamos vulneráveis ao aumento do serviço da dívida resultante da depreciação do real em relação ao dólar americano e aumentos nas taxas de juros de mercado vigentes.

Em 31 de dezembro de 2021, 87,3% de nossa dívida financeira era denominada em moedas diferentes do real. Uma nova depreciação do real em relação a outras moedas aumentará nosso serviço da dívida em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros da dívida em moeda estrangeira aumentará com essa depreciação.

As variações cambiais podem ter um impacto imediato em nossa receita informada. Após uma depreciação do real, algumas de nossas despesas operacionais, despesas de capital, investimentos e custos de importação aumentarão. Como a maior parte de nossas receitas é denominada em reais, mas vinculada aos preços do Brent em dólares, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos no mercado local para refletir a depreciação do real, nossa geração de caixa em relação à nossa capacidade de serviço da dívida pode diminuir.

Na medida em que refinanciamos nossas obrigações a vencer com dívidas recém-contratadas, podemos incorrer em despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2021, 37,3% de nossa dívida financeira consistia em dívida com taxas flutuantes. Geralmente não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou fazemos outros acordos com terceiros para proteção contra o risco de aumento nas taxas de juros.

Na medida em que tais taxas flutuantes aumentem, podemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos nossa dívida existente nos próximos anos, o perfil de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à proporção de taxas de juros fixas a flutuantes, a proporção de dívida de curto prazo a longo prazo e as moedas na qual nossa dívida é expressa ou indexada.

Mudanças que afetam a composição de nossa dívida e causam aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar o pagamento do serviço da dívida, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e situação financeira.

As obrigações relacionadas ao nosso plano de pensão ("Petros") e assistência médica são estimativas, que são revisadas anualmente, e podem divergir das contribuições reais futuras devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, bem como mudanças nas premissas atuariais.

Os critérios usados para determinar os compromissos relativos aos planos de benefícios de previdência e saúde são baseados em estimativas atuariais e financeiras e premissas com relação (i) ao cálculo dos fluxos de caixa projetados de curto e longo prazo e (ii) à aplicação de normas regulatórias internas e externas. Portanto, existem incertezas inerentes ao uso de estimativas que podem resultar em diferenças entre o valor previsto e o valor efetivamente realizado. Além disso, os ativos financeiros mantidos pela Petros para cobrir obrigações de pensão estão sujeitos a riscos inerentes à gestão de investimentos e tais ativos podem não gerar os retornos necessários para cobrir os passivos relevantes, caso em que contribuições extraordinárias nossas, como patrocinadores, e dos participantes, podem ser necessárias.

Adicionalmente, nós e a Petros enfrentamos riscos relacionados aos fundos de pensão em processos que podem ocasionalmente exigir desembolsos adicionais de nossa parte.

Com relação aos benefícios de saúde, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados por (i) custos médicos mais elevados do que o esperado; (ii) reivindicações adicionais decorrentes da extensão de benefícios; e (iii) dificuldades em ajustar as contribuições dos participantes para refletir aumentos nos custos de saúde.

Esses riscos podem resultar em um aumento em nosso passivo e podem afetar adversamente nossos resultados e nossas condições financeiras.

Estamos expostos aos riscos de crédito de alguns de nossos clientes e aos riscos de inadimplência associados. Qualquer falta de pagamento relevante ou descumprimento por alguns de nossos clientes pode afetar adversamente nosso fluxo de caixa, resultados e condição financeira.

Alguns de nossos clientes podem enfrentar restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem ter um efeito negativo significativo sobre sua qualidade de crédito. Graves problemas financeiros encontrados por nossos clientes podem limitar nossa capacidade de cobrar valores devidos a nós ou de fazer cumprir as obrigações devidas a nós nos termos dos acordos contratuais.

Além disso, muitos de nossos clientes financiam suas atividades por meio do fluxo de caixa operacional e da contratação de dívidas de curto e longo prazo.

As condições econômicas em declínio no Brasil e os fluxos de caixa diminuídos resultantes, combinados com a falta de dívida ou financiamento de capital para nossos clientes, podem nos afetar, uma vez que muitos de nossos clientes são brasileiros e podem ter liquidez significativamente reduzida e capacidade limitada de fazer pagamentos ou realizar suas obrigações.

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

Riscos de Conformidade, Legais e Regulatórios

Podemos incorrer em perdas e gastar tempo e recursos financeiros defendendo litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais, administrativos e arbitrais relativos a ações cíveis, administrativas, tributárias, trabalhistas, ambientais e de reivindicações corporativas movidas contra nós. Essas reivindicações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo total de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Podemos ser frequentemente afetados por mudanças nas regras e regulamentações.

Além disso, mudanças nas regras e regulamentos aplicáveis a nós podem ter um efeito adverso relevante em nossa condição e resultados financeiros.

Esses processos judiciais, administrativos e arbitrais podem ter um impacto negativo em nossos resultados devido ao seu desfecho, como rescisão de contratos e/ou revisão de autorizações governamentais.

Dependendo do resultado, o litígio pode resultar em restrições às nossas operações e ter um efeito material adverso sobre alguns de nossos negócios.

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

Estamos sujeitos ao risco de que nossa administração, 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 para seu benefício pessoal ou de terceiros, contra o nosso interesse.

Esse risco é agravado pelo fato de termos muitos contratos complexos e de alto valor com fornecedores locais e estrangeiros, bem como a distribuição geográfica de nossas operações e a grande variedade de contrapartes envolvidas em nossos negócios.

Não podemos garantir que todos os nossos empregados e contratados cumprirão nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional voltados para a orientação de nossa administração, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, seja real ou percebida, em cumprir nossos princípios éticos ou em cumprir as obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis pode prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso em nossos resultados e condição financeira, se não detectada em tempo hábil.

Estamos sujeitos ao risco de que nossos controles internos possam se tornar inadequados no futuro devido a mudanças nas condições, ou que nosso grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Devido às suas limitações inerentes, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros pode não evitar ou detectar erros. Também é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre os relatórios financeiros para períodos futuros, pois nossos controles podem se tornar inadequados devido a mudanças nas condições ou porque nosso grau de conformidade com nossas políticas ou procedimentos pode se deteriorar e não podemos ter certeza de que no futuro fraquezas materiais adicionais não ocorrerão ou de outra forma serão identificadas em tempo hábil.

Qualquer falha em manter nosso controle interno sobre relatórios financeiros pode afetar adversamente nossa capacidade de reportar nossos resultados financeiros em períodos futuros com precisão e em tempo hábil, e de arquivar os formulários e documentos exigidos junto às autoridades governamentais, incluindo a SEC. Também podemos ser incapazes de detectar erros contábeis em nossos relatórios financeiros ou mesmo ter que reapresentar nossos resultados financeiros. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios e operações e pode gerar reações negativas no mercado, potencialmente afetando nossas condições financeiras, levando a um declínio de nosso valor para os acionistas.

Possíveis desdobramentos adversos na Operação Lava Jato ou outras investigações futuras relacionadas à 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 que paguemos multas e podem expor a nós e nossos empregados a sanções penais e ações civis.

A Operação Lava Jato ainda está em andamento pelas autoridades brasileiras e informações adicionais relevantes que afetem nossos interesses podem vir à tona. Desdobramentos adversos podem nos impactar negativamente e podem desviar os esforços e a atenção de nossa administração de nossas atividades

ordinárias. Em relação a quaisquer outras investigações ou processos realizados por quaisquer autoridades no Brasil ou em qualquer outra jurisdição decorrentes da Operação Lava Jato, ou outro possível descumprimento da Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior dos EUA ou outras leis, podemos ser obrigados a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou cumprir determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito material adverso sobre nós.

Podemos enfrentar processos adicionais relacionados à Operação Lava Jato.

Atualmente, somos parte de uma ação coletiva iniciada na Holanda, de um processo de arbitragem na Argentina e de processos de arbitragem e judiciais iniciados no Brasil referente a Operação Lava Jato. Em cada caso, o processo foi instaurado por investidores (ou entidades que alegam representar os interesses dos investidores) que compraram nossas ações negociadas na Bolsa de Valores B3 ou outros títulos emitidos por nós fora dos Estados Unidos, alegando danos causados por fatos descobertos na Operação Lava Jato.

Na Argentina, somos réus em duas ações criminais. A primeira ação alega o descumprimento por nós da obrigação de divulgar ao mercado argentino uma ação coletiva pendente proposta pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa perante os Tribunais Comerciais Judiciais, nos termos das disposições da legislação argentina de mercado de capitais. A segunda ação criminal alega uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários agravada por informações alegadamente falsas incluídas em nossas demonstrações financeiras emitidas antes de 2015.

Além disso, a EIG Management Company, LLC ("EIG Management") e oito dos fundos administrados pela EIG Management ("Fundos EIG") (junto com a EIG Management, "EIG") entraram com uma reclamação contra nós em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Colúmbia. A disputa diz respeito à compra indireta de participações acionárias dos Fundos EIG na Sete Brasil Participações S.A., tendo a EIG atualmente ações contra nós por fraude e auxílio e cumplicidade em fraude relacionadas à investigação da Operação Lava Jato. A EIG pede indenização de pelo menos US\$ 221 milhões.

É possível que outras ações ou reivindicações sejam feitas nos Estados Unidos, Brasil ou em outro lugar contra nós, relacionadas à investigação da Operação Lava Jato no futuro. Também é possível que outras informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações em andamento sobre corrupção pelas autoridades brasileiras. Nossa administração pode ser obrigada a direcionar seu tempo e atenção para a defesa dessas ações, o que pode impedir que se concentrem em nosso negócio principal.

Além disso, como resultado da investigação contínua da Operação Lava Jato, informações adicionais relevantes podem vir à tona no futuro, fazendo com que a estimativa que fizemos em 2014 para pagamentos indevidos incorretamente capitalizados parecesse, retrospectivamente, ter sido materialmente baixa ou alta. Em anos anteriores, fomos obrigados a dar baixa nos custos capitalizados que representam valores que pagamos a mais pela aquisição de imobilizado. Podemos 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.

Interpretações divergentes e inúmeras regulamentações ambientais, de saúde e segurança e normas da indústria que estão se tornando mais rigorosas podem resultar em aumento de gastos operacionais e de capital e em redução da produção.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões e melhores práticas da indústria 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, tanto no Brasil como em outras jurisdições onde nós operamos. Essas leis, regulamentos e exigências podem resultar em custos 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 em nossos resultados e condição financeira. Essas leis, regulamentos e exigências cada vez mais rigorosos podem resultar em reduções significativas em nossa produção, incluindo paradas não programadas, que também podem ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Além disso, 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 etc.) pode ultrapassar os padrões de qualidade do ar definidos pela legislação. Em 2018, padrões de qualidade do ar mais restritivos foram definidos pelos órgãos ambientais federais e estaduais, o que pode aumentar as exigências para implantação de melhorias tecnológicas que proporcionem a redução da poluição do ar em unidades industriais como refinarias, usinas elétricas e terminais instalados em regiões que já apresentam problemas de qualidade do ar. Isso pode incluir obstáculos para a obtenção ou renovação de licenças de operação e a necessidade de adotar 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 pode causar danos à nossa imagem pública e levar ao pagamento de multas e indenizações às partes afetadas.

Além disso, alterações na interpretação ou interpretações divergentes com relação às regulamentações ambientais, de saúde e segurança, bem como nossa decisão de liquidar quaisquer reivindicações relacionadas a tais regulamentações, podem ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e resultados.

Interpretações divergentes das regulamentações fiscais ou mudanças nas políticas fiscais podem causar um efeito adverso sobre nossa condição e resultados financeiros.

Estamos sujeitos a regras e regulamentos tributários que podem ser interpretados de forma diferente ao longo do tempo, ou que podem ser interpretados de forma diferente por nós e pelas autoridades fiscais brasileiras (incluindo as autoridades federais, estaduais e municipais), os quais podem ter um impacto financeiro em nossos negócios. Em alguns casos, quando esgotamos todos os recursos administrativos relativos a uma contingência tributária, outros recursos podem ser interpostos nos tribunais judiciais, que podem exigir que, para apelar, forneçamos garantias aos tribunais judiciais, como o depósito de valores igual ao passivo fiscal potencial, além dos juros e multas acumulados. Em alguns desses casos, a liquidação da questão pode ser uma opção mais favorável para nós.

Podemos enfrentar situações semelhantes nas quais nossa interpretação de uma regulamentação tributária pode diferir daquela das autoridades fiscais, ou as autoridades fiscais podem contestar nossa interpretação e podemos, eventualmente, assumir provisões e cobranças imprevistas. Além disso, um eventual acordo em uma disputa tributária pode ter um impacto mais amplo em outras disputas tributárias. Qualquer uma dessas ocorrências pode ter um efeito adverso relevante em nossa condição e resultados financeiros.

Diferenças de interpretações e novas exigências regulatórias por parte das agências em nosso setor podem resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais, ou podem causar atrasos na produção.

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentação e supervisão de órgãos reguladores, como ANEEL, ANP, ANTAQ e CADE. Questões como concentração de mercado ao longo das cadeias de valor de gás natural e *downstream*, requisitos de conteúdo local, procedimentos para unificação de áreas, definição de preços de referência para cálculo de royalties e participação governamental, especificações de produtos petrolíferos, regras relacionadas ao abandono temporário e definitivo de poços, entre outras, estão sujeitas a um regime regulatório supervisionado pelas agências reguladoras brasileiras.

Qualquer mudança regulatória, bem como mudança ou diferenças de interpretação entre nós e as agências reguladoras podem impactar materialmente nossos resultados, uma vez que tais pronunciamentos ou interpretações recentemente promulgados ou revisados podem afetar diretamente as premissas técnicas e econômicas que orientam nossas decisões de investimento.

Estamos sujeitos a sanções ou concessão de licenças e permissões ambientais, que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e em dificuldades para atingir nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural.

Nossas atividades estão sujeitas e dependem da concessão de licenças e permissões ambientais por uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, relativas à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil como em outras jurisdições em que operamos. À medida que os regulamentos ambientais, de saúde e segurança se tornam cada vez mais complexos, é possível que nossos esforços para cumprir tais leis e regulamentos aumentem substancialmente no futuro.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos, incluindo o descomissionamento de campos maduros e desinvestimentos, não serão afetados por demandas de novos órgãos reguladores ou que as licenças e permissões relevantes serão transferidas ou emitidas em tempo hábil. Atrasos potenciais na obtenção de licenças podem impactar nossos objetivos de produção de petróleo e gás natural, influenciando negativamente nossos resultados e condição financeira.

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

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 melhor interesse da companhia, sem conflito de interesses e atendendo aos requisitos necessários: competitividade, *compliance*, transparência, equidade e reciprocidade. Os processos de decisão que envolvem essas transações devem ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de divulgação adequada de informações, de acordo com a legislação aplicável e conforme determinado pela CVM e pela SEC. A possível falha de nosso processo em identificar e lidar com essas situações pode afetar adversamente nossa condição econômico-financeira, bem como levar a procedimentos fiscalizatórios por parte das agências.

Podemos ser obrigados judicialmente a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes.

Por ser uma sociedade controlada pelo governo federal e com atuação em todo o Brasil, podemos ser obrigados pela justiça brasileira a fornecer produtos e serviços a clientes, sejam instituições públicas ou privadas, com o objetivo de garantir o abastecimento do mercado nacional de petróleo e gás, mesmo em situações em que esses clientes e instituições estejam inadimplentes com obrigações contratuais ou legais ou não tenhamos obrigações legais e contratuais de fornecer tais serviços ou produtos. Vide “Legal e Tributário – Processos Judiciais” neste relatório anual. Embora normalmente recorramos dessas decisões a tribunais superiores, a exigência de que façamos tal fornecimento em situações excepcionais pode afetar adversamente nossa posição financeira.

Riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com o nosso acionista controlador

O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar certos objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros, eleitos em nossa assembleia de acionistas para um mandato de até dois anos, com um máximo de três reeleições

consecutivas permitidas. A legislação brasileira exige que o Governo Federal Brasileiro detenha a maioria de nossas ações com direito a voto e, enquanto detiver, o Governo Federal Brasileiro terá o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, por meio deles, os diretores executivos que são responsáveis por nossa administração do dia a dia. Como resultado, podemos nos envolver em atividades que priorizem os objetivos do Governo Federal Brasileiro ao invés de nossos próprios objetivos econômicos e comerciais, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira. Os interesses de nosso acionista controlador podem diferir dos interesses de nossos outros acionistas, e as decisões tomadas por nosso acionista controlador podem envolver considerações, estratégias e políticas diferentes do que eles tiveram no passado.

As eleições presidenciais no Brasil ocorrem a cada quatro anos, e as mudanças nos representantes eleitos podem levar a uma mudança dos membros de nosso Conselho de Administração indicados pelo acionista controlador ou mudanças em nossa equipe de gestão, o que pode impactar ainda mais a implementação de nossa estratégia e diretrizes de negócios, incluindo nosso Plano Estratégico, Política de Preços e Política de Remuneração aos Acionistas, conforme mencionado acima.

Como nosso acionista controlador, o Governo Federal Brasileiro orientou e pode continuar a orientar certas políticas macroeconômicas e sociais por nosso intermédio, de acordo com a legislação brasileira. Dessa forma, podemos fazer investimentos, incorrer em custos e nos envolver em transações ou em termos que podem ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

Para mais informações relacionadas a possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, vide “Administração e Empregados – Administração – Conselho de Administração” neste relatório anual.

Fragilidade no desempenho da economia brasileira, instabilidade no ambiente político, mudanças regulatórias e percepção do investidor dessas 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. Nossa situação financeira e nossos resultados podem ser adversamente afetados por diversos fatores, tais como:

- movimentos e volatilidade da taxa de câmbio;
- inflação;
- financiamento de déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxa de juros;
- liquidez do capital doméstico e mercados de empréstimos;
- política tributária;
- política regulatória para o setor de óleo e gás, incluindo política de preços e requisitos de conteúdo local;
- alegações de corrupção contra partidos políticos, funcionários eleitos ou outros funcionários públicos, incluindo alegações feitas em relação à Operação Lava Jato; e
- outros acontecimentos diplomáticos, sociais e econômicos no ou afetando o Brasil.

A incerteza sobre se o Governo Federal Brasileiro implementará mudanças na política ou nos 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 títulos brasileiros e títulos emitidos no exterior por sociedades brasileiras, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados e condição financeira.

Instabilidade no Ambiente Político Brasileiro.

A economia brasileira foi e continua sendo afetada por eventos políticos no Brasil, que também afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, afetando negativamente o desempenho da economia brasileira e resultando em maior volatilidade nos mercados de valores mobiliários brasileiros. Você deve fazer sua própria avaliação sobre o Brasil e as condições prevalecentes no país antes de decidir investir em nós.

O ambiente político brasileiro tem sido considerado polarizado nos últimos anos. O Brasil não havia se recuperado totalmente do impacto da crise econômica de 2015–2016 quando o país começou a sentir os efeitos da pandemia de Covid-19 no início de 2020, que afetou severamente a economia e aumentou as tensões políticas.

As políticas do governo brasileiro para abordar as reformas econômicas e fiscais em resposta à pandemia de Covid-19 continuam sendo questões controversas para a sociedade brasileira. Quaisquer desenvolvimentos na atual situação política ou quaisquer novos fatos relevantes relacionados à situação política brasileira podem afetar adversamente o crescimento econômico do Brasil e, por sua vez, afetar nossa situação financeira e resultados operacionais.

Além disso, quaisquer dificuldades do governo brasileiro em obter a maioria dos votos no Congresso Nacional para implementar reformas podem resultar em impasse no Congresso e agitação política, o que pode nos afetar adversamente. Incertezas relacionadas à implementação pelo governo brasileiro de mudanças nas políticas monetária, fiscal e previdenciária e na legislação relacionada podem contribuir para a instabilidade econômica e aumentar a volatilidade do mercado e podem nos afetar de maneira relevante e adversa.

Alegações de corrupção política contra membros do governo brasileiro podem criar instabilidade econômica e política.

No passado, membros do Governo Federal Brasileiro e do Poder Legislativo brasileiro enfrentaram alegações de corrupção política. Como resultado, vários políticos, incluindo altos funcionários federais e congressistas, renunciaram ou foram presos.

Atualmente, pessoas eleitas e outros funcionários públicos no Brasil estão sendo investigados por alegações de conduta antiética e ilegal identificadas durante a investigação da Operação Lava Jato conduzida pelo Ministério Público Federal. O resultado potencial dessas investigações é desconhecido, mas elas já tiveram um impacto adverso sobre a imagem e a reputação das sociedades envolvidas (inclusive nós), além do impacto adverso na percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. Esses procedimentos, suas conclusões ou outras alegações de conduta ilícita podem ter efeitos adversos adicionais sobre a economia brasileira. Tais alegações podem levar a mais instabilidade ou novas acusações contra funcionários do governo brasileiro e outros podem surgir no futuro, o que poderia ter um efeito adverso relevante sobre nós. Não podemos prever o resultado de tais alegações, nem seu efeito na economia brasileira.

Riscos relacionados as nossas Ações e Títulos de Dívida

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

Nossas ações estão entre as mais líquidas negociadas no B3, mas, em geral, os mercados brasileiros de valores mobiliários são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos e de outras jurisdições, e podem ser regulamentados de maneira diferente da forma como os investidores dos Estados Unidos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados brasileiros de ações podem limitar a capacidade dos detentores de ADSs de

vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e no tempo que desejarem.

Os detentores de nossas ADSs podem ser incapazes de exercer direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs.

Os detentores de ADSs que são residentes dos Estados Unidos podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relativos às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da *Securities Act* (Lei de Mercado de Capitais dos Estados Unidos) seja efetiva com relação a esses direitos ou uma isenção dos requisitos de registro da *Securities Act* esteja disponível. Não somos obrigados a arquivar uma declaração de registro com respeito às ações ordinárias ou preferenciais relacionadas a esses direitos de preferência e, portanto, não podemos arquivar tal declaração de registro. Se uma declaração de registro não for apresentada e não houver isenção de registro, a JPMorgan, como depositária, tentará vender os direitos de preferência e os detentores de ADSs terão o direito de receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão se a depositária não puder vendê-los. Para uma descrição mais completa dos direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais, vide “Informações aos Acionistas - Direitos dos Acionistas - Outros Direitos dos Acionistas” neste relatório anual.

Se os detentores de nossas ADSs trocarem suas ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior em tempo hábil e outras vantagens relacionadas.

O custodiante brasileiro de nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações preferenciais e ordinárias ou mediante a disposição das ações ordinárias ou preferenciais.

A conversão de ADSs diretamente em titularidade das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes é regida pela Resolução CMN nº 4.373 e os investidores estrangeiros que pretendam fazer isso são obrigados a nomear um representante no Brasil para os fins da Resolução CMN nº 4.373, que irá responsabilizar-se pela manutenção e atualização dos certificados de registro dos investidores no Banco Central do Brasil, o que permite aos investidores estrangeiros cadastrados comprar e vender diretamente na B3. Esses acordos podem exigir despesas adicionais do investidor estrangeiro. Além disso, se tais representantes não conseguirem obter ou atualizar os certificados de registro relevantes, os investidores podem incorrer em despesas adicionais ou estar sujeitos a atrasos operacionais que podem 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 pode ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulamentares, e não podemos garantir a tais detentores que restrições adicionais aplicáveis a eles, à disposição das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou à repatriação dos proventos do processo não serão impostos no futuro.

Os detentores de nossas ADSs podem enfrentar dificuldades para proteger seus interesses.

Nossos assuntos corporativos são regidos por nosso Estatuto Social e pela Lei nº 6.404/76 (“Lei das Sociedades por Ações Brasileira”), que diferem dos princípios legais que se aplicariam 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 detentores de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, para proteger seus interesses, são diferentes de acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira em comparação com as leis de outras jurisdições. As regras contra informações privilegiadas e autonegociação (*self-dealing*) e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil e nos Estados Unidos. Adicionalmente, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente da dos Estados Unidos. De acordo com a legislação brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm legitimidade para instaurar uma ação coletiva e, de acordo com nosso Estatuto, devem, geralmente com relação a disputas relativas às regras relacionadas à operação dos

mercados de capitais, arbitrar tais disputas. Vide “Informações aos Acionistas - Ações e Acionistas - Resolução de Disputas” neste relatório anual.

Somos uma empresa estatal organizada de acordo com as leis do Brasil e todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Praticamente todos os nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores estão localizados no Brasil. Como resultado, pode não ser possível para os detentores de ADSs efetuarem citação de processo 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 nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Como os julgamentos dos tribunais dos Estados Unidos para responsabilidades civis com base nas leis de títulos federais dos Estados Unidos só podem ser executados no Brasil se certos requisitos forem atendidos, os detentores de ADSs podem enfrentar maiores dificuldades em proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e diretores do que os acionistas de uma sociedade constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os detentores de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que nossos acionistas. Além disso, os detentores de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto.

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

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, exceto em situações específicas, os titulares de ações preferenciais não têm direito a voto nas assembleias de acionistas. Os detentores de ADSs representando ações preferenciais também não têm direito a voto na maioria das decisões. Veja “Acionistas - Direitos dos Acionistas - Assembleias de Acionistas e Direitos de Voto” neste relatório anual.

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

Algumas das notas da PGF não são listadas em nenhuma bolsa de valores e não são cotadas por meio de um sistema de cotação automatizado. A maioria das notas da PGF estão atualmente listadas na NYSE e na Bolsa de Valores de Luxemburgo e são negociadas no mercado NYSE Euronext e Euro Multilateral Trading Facility (“MTF”), respectivamente, embora a maioria das negociações das notas da PGF ocorra no mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser listadas em outros mercados que não a NYSE e a Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociadas em outros mercados que não o NYSE Euronext e o mercado Euro MTF. Não podemos garantir a liquidez ou mercados de negociação para as notas da PGF. Não podemos garantir que os detentores de notas da PGF serão capazes de vender suas notas no futuro. Se um mercado para as notas da PGF não se desenvolver, os detentores das notas da PGF podem não ser capazes de revender as notas por um longo período, se conseguirem.

Seríamos obrigados a pagar sentenças dos tribunais brasileiros para executar nossas obrigações nos termos da garantia relativa aos títulos da PGF apenas em reais.

Se processos fossem instaurados no Brasil visando fazer cumprir nossas obrigações a respeito da garantia relativa às notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações apenas em *reais*. De acordo com os controles de câmbio brasileiros, a obrigação de pagar valores denominados em uma moeda diferente do real, que é 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.

Uma conclusão de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e que a garantia executada por nós foi uma transferência fraudulenta pode resultar na perda dos detentores de notas da PGF de suas reivindicações legais contra nós.

A obrigação da PGF de fazer pagamentos sobre as notas da PGF é suportada por nossa obrigação no âmbito da garantia correspondente. Fomos informados pela nossa assessoria jurídica externa dos EUA de que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados pela nossa assessoria jurídica de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculante e executável contra nós de acordo com seus termos. No caso de as leis federais de transferência fraudulenta dos EUA ou leis semelhantes forem aplicadas à garantia, e nós, quando celebramos a garantia relevante:

- estávamos ou estamos insolventes ou nos tornamos insolventes em razão de nossa entrada em tal garantia;
- estávamos ou estamos envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos remanescentes conosco constituíam um capital excessivamente pequeno; ou
- pretendíamos incorrer ou incorremos, ou acreditávamos ou acreditamos que incorreríamos, em dívidas além de nossa capacidade de pagar à medida que vencessem; e
- em cada caso, com a intenção de receber ou ter recebido menos do que o valor razoavelmente equivalente ou a justa contraprestação, então nossas obrigações sob a garantia poderiam ser evitadas, ou as reivindicações com relação a esse contrato poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores. Dentre outras coisas, uma contestação legal da garantia por motivos de transferência fraudulenta pode se concentrar nos benefícios, se houver, obtidos por nós como resultado da emissão das notas da PGF. Caso a garantia seja considerada uma transferência fraudulenta ou não executável 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 atender todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores de notas da PGF relativas a qualquer parte evitada da garantia.

Gerenciamento de Riscos Corporativos

Acreditamos que a gestão de riscos integrada e proativa é fundamental para a entrega de resultados de forma segura e sustentável. Nosso processo de gestão de riscos é coordenado por uma área corporativa, permitindo a padronização e uniformidade da análise de riscos e do gerenciamento das responsabilidades por riscos. Contamos com um comitê executivo de riscos para assessorar nossa Diretoria Executiva na análise de assuntos relacionados à gestão de riscos. Cada uma de nossas unidades organizacionais deve identificar, priorizar, monitorar e, em conjunto com nossas equipes de riscos empresariais, comunicar periodicamente ao comitê executivo de riscos os principais riscos envolvidos nas atividades desenvolvidas por essa unidade, bem como as ações mitigadoras planejadas.

Para auxiliar neste processo, nossa política de gestão de riscos empresariais estabelece diretrizes e responsabilidades e se baseia nos seguintes princípios fundamentais:

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

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

- estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de riscos pautada 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 Conselho de Administração em relação aos nossos principais riscos;

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

Esta política tem uma abordagem abrangente de gestão de riscos empresariais, que combina a abordagem tradicional de gestão de riscos econômicos e financeiros com outras áreas relevantes de interesse, como proteção da vida, saúde e meio ambiente, proteção de ativos e informações de negócios (propriedade e segurança) e combate à fraude e corrupção (legal e conformidade), entre outros riscos empresariais.

Para mais informações sobre nossa política de gestão de riscos empresariais revisada, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Divulgações Sobre Riscos de Mercado

Risco de Preço de Commodities

Atuamos de forma integrada nas diversas etapas da indústria do petróleo. Uma parte 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 e derivados estão vinculadas aos preços internacionais das commodities, estamos expostos às suas flutuações de preço, que podem influenciar nossa rentabilidade, nosso fluxo de caixa operacional e nossa situação financeira.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preços do que usar derivativos financeiros para proteger sistematicamente as transações de compras e vendas que visam atender às nossas necessidades operacionais. No entanto, com base nas condições do mercado de petróleo bruto e nas perspectivas de realização de nosso Plano Estratégico, podemos decidir implementar estratégias de proteção usando instrumentos financeiros para administrar nossas despesas de fluxo de caixa.

Além disso, somos parte em contratos de derivativos para proteger nossas margens em transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos fornecem proteção econômica para compras e vendas de derivados de petróleo nos mercados globais, geralmente esperados para ocorrer 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 mudança líquida no valor justo de uma mudança adversa de 25% (ou 50%) no preço da commodity subjacente para opções e futuros, vide Nota 36 para nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição à taxa de juros e risco cambial

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

Seguros

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

Mantemos várias apólices de seguro, incluindo apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura de danos materiais para ativos *onshore* e *offshore*, como plataformas fixas, sistemas de produção flutuantes e unidades de perfuração *offshore*, seguro de casco para petroleiros e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil de terceiros e seguro de transporte. As coberturas dessas 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 a responsabilidade por todas as possíveis consequências e danos associados às nossas atividades. Dessa forma, não é possível garantir que existirá cobertura de seguro para todos os danos decorrentes de possíveis incidentes ou acidentes que possam afetar negativamente nossos resultados.

Especificamente, não mantemos cobertura de seguro para proteger nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem. Também não mantemos cobertura para interrupção de negócios, exceto para alguns ativos específicos no Brasil. Geralmente, não mantemos cobertura para nossos poços em operação no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Além disso, nossas apólices de responsabilidade civil contra terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Nossas apólices nacionais de danos patrimoniais têm franquia máxima de US\$180 milhões e seus limites de indenização podem chegar a US\$2,38 bilhões para refinarias e US\$2 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral contra terceiros com relação às nossas atividades *onshore* e *offshore* no Brasil, incluindo perdas devido à poluição repentina, como vazamentos de óleo, tem um limite máximo de indenização de US\$250 milhões com uma franquia associada de US\$10 milhões. Também mantemos seguro marítimo com proteção adicional e indenização contra terceiros relacionados às nossas operações *offshore* nacionais com um limite de indenização de US\$50 milhões até 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 asseguremos a maioria de nossos dutos contra danos à propriedade, temos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por óleo.

Além disso, ao longo do ano recebemos inspetores do mercado segurador que avaliam os riscos operacionais de nossas instalações e fazem recomendações. Em geral, as classificações de risco de nossos ativos são iguais ou superiores à média de mercado. Em 2021, realizamos inspeções remotas em 35 unidades *onshore* e *offshore*. Com base nessas inspeções, no ano passado atendemos mais de 300 recomendações que melhoram a segurança de nossa empresa.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro contra terceiros, 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 não controlada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, tais apólices cobrem reivindicações de danos ambientais causados pela explosão do poço e eventos semelhantes, bem como custos de limpeza relacionados com limites de cobertura de até US\$ 325 milhões, dependendo do país.

Nossos Negócios

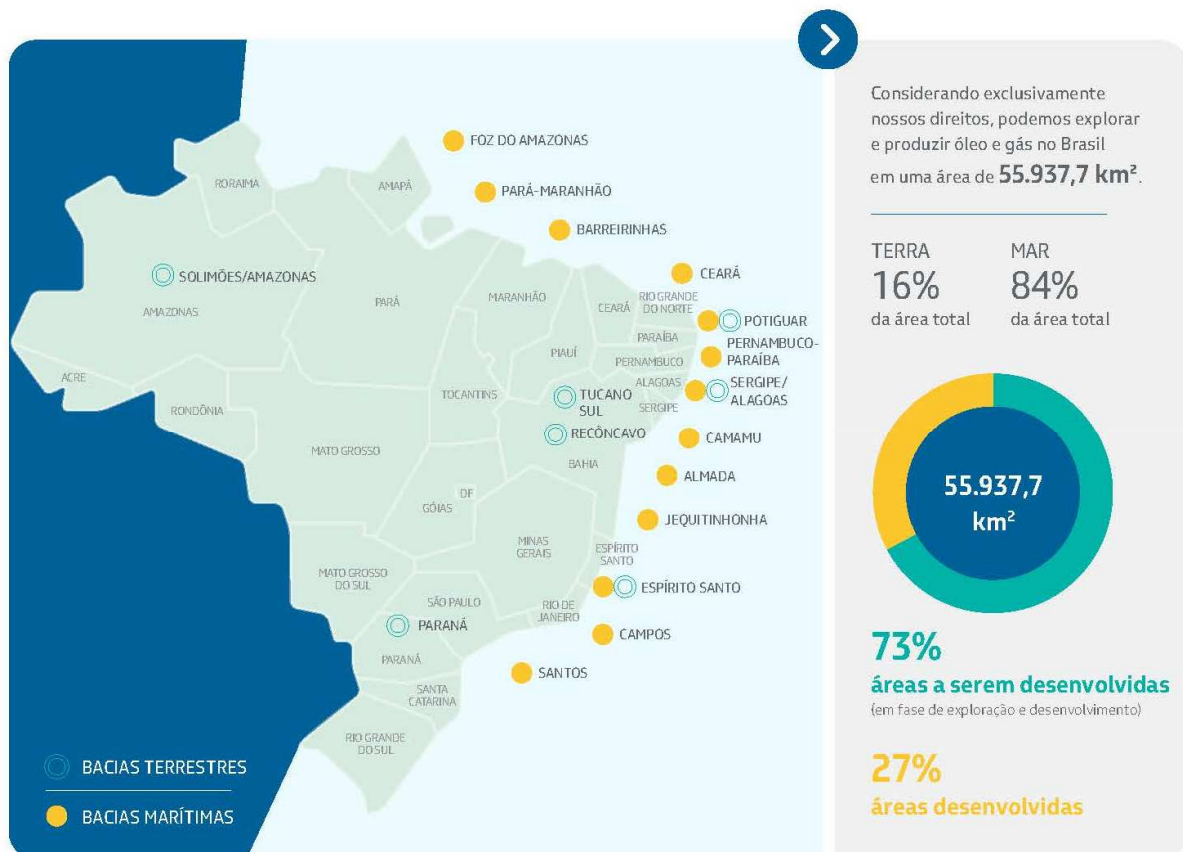


Exploração e Produção

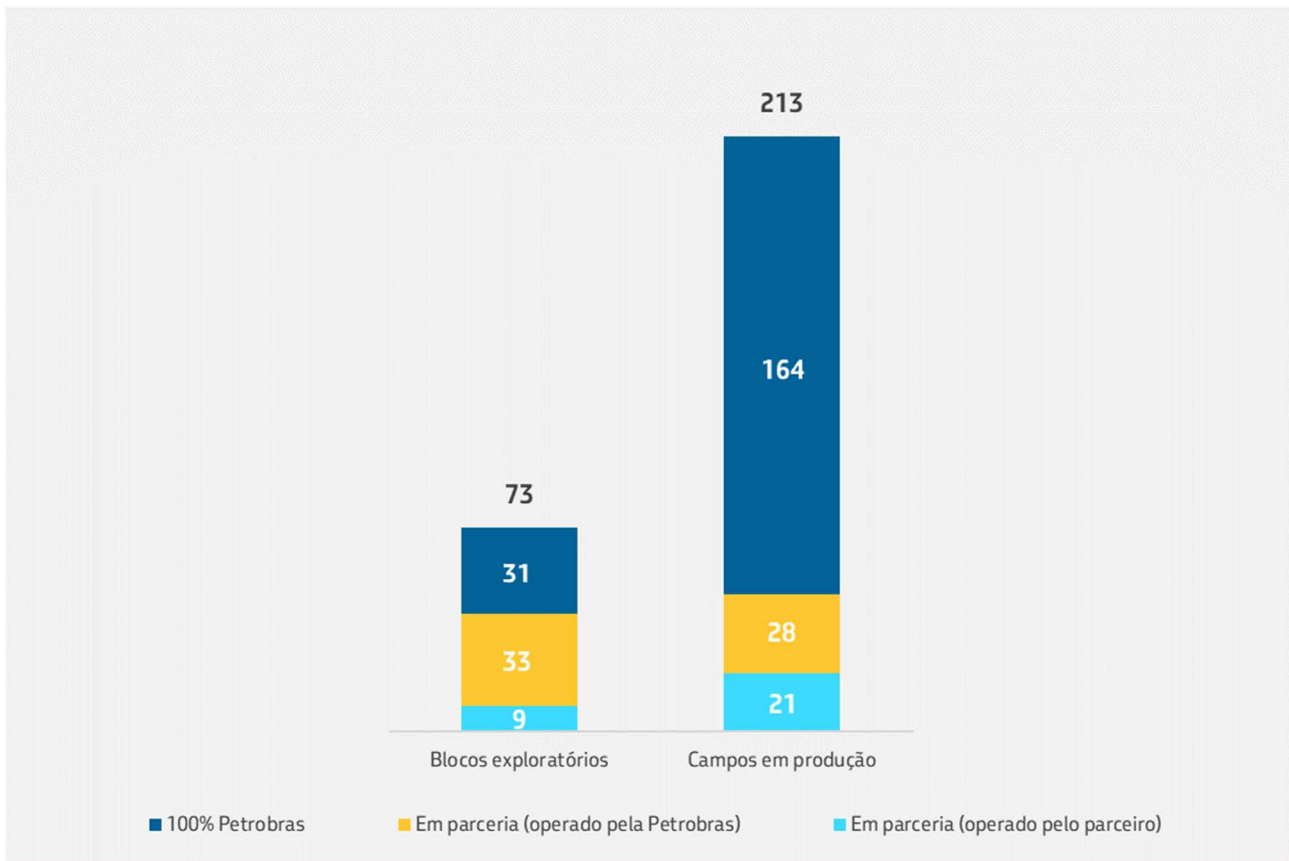
Visão geral

Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são os principais componentes de 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 representaram 95% de nossa produção total em 2021. Também temos atividades em campos maduros em terra e águas rasas, bem como fora do Brasil, conforme detalhado a seguir neste relatório anual. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 91% de nossos blocos e campos no mundo, 99% de nossa produção global de petróleo e 99,5% de nossas reservas de petróleo e gás natural.



Temos 286 blocos e campos em exploração e produção, incluindo 91 consórcios com outras empresas de óleo e gás. Dos 286 blocos e campos, 262 estão sob Contratos de Concessão, 14 são Contratos de Partilha de Produção e 10 são regulados por Contratos de Cessão Onerosa.

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


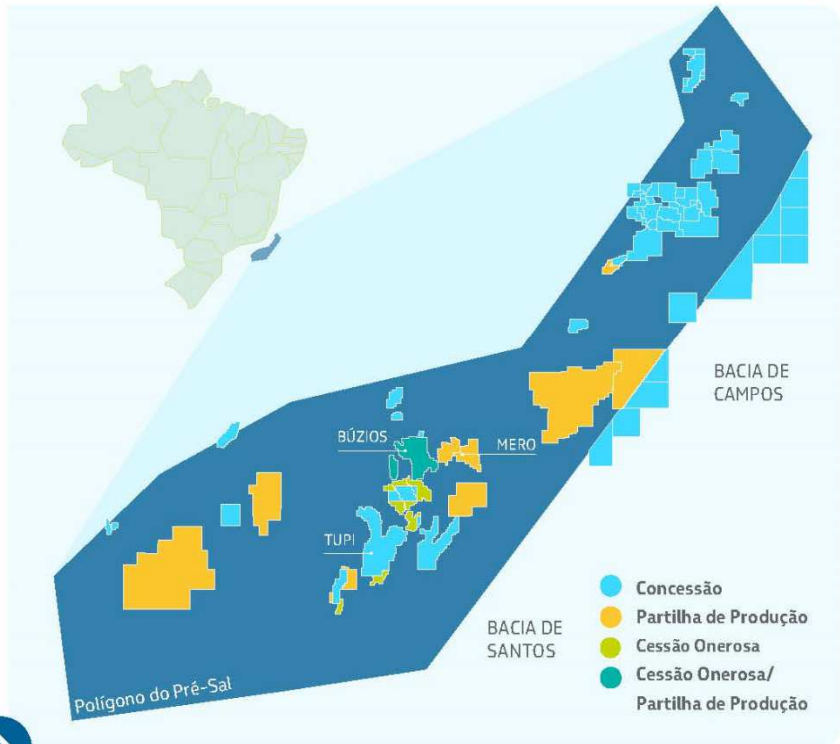
Como a maioria das grandes empresas de óleo e gás, atuamos em parcerias utilizando consórcios de E&P na exploração de blocos e na produção de campos de óleo no Brasil, principalmente em águas ultraprofundas. Lideramos e operamos consórcios de E&P responsáveis por alguns dos principais projetos em desenvolvimento, como Mero (Petrobras 40%, Shell 20%, TotalEnergies 20%, CNODC 10% e CNOOC 10%), Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu (todos com Petrobras 42,5%, Shell 25%, TotalEnergies 22,5% e Petrogal 10%).

Esses consórcios de E&P também incluem alguns dos maiores campos em produção do Brasil, como Tupi (Petrobras 65%, Shell 25%, Petrogal 10%), Sapinhoá (Petrobras 45%, Shell 30%, Repsol Sinopec 25%), Roncador (Petrobras 75%, Equinor 25%), Tartaruga Verde (Petrobras 50%, Petronas 50%) e Búzios (Petrobras 92.612%, CNOOC 3.694% e CNODC 3.694%). Também operamos esses campos na área do Polígono do Pré-sal.



Nossos principais blocos e campos no Polígono do Pré-sal

O polígono do pré-sal ocupa uma área de 150.000 km², dos quais temos direitos de exploração e produção de 16% (23.800 km² área bruta). Nesta região, novas áreas exploratórias só podem ser outorgadas sob regime de partilha de produção.



Bacia de Campos



100.000
km²



1971



25



Jubarte,
Roncador,
Marlim,
Marlim Sul e
Tartaruga Verde



592 mbb/d
Produção de Petróleo
em 2021



Pré-sal:
127 mbb/d

Pós-sal:
465 mbb/d

A Bacia de Campos é uma das principais e mais prolíficas bacias *offshore* de petróleo e gás do Brasil. Sua produção de petróleo começou na década de 1970 e, embora 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 da Bacia de Campos, por outro lado, são uma fonte crescente de produção. Nossa produção de petróleo do pré-sal começou em 2008 no campo de Jubarte.



Acreditamos que a Bacia de Santos é um dos locais de exploração *offshore* mais promissores do mundo, contendo a parte sul e mais prolífica da região do pré-sal. Nossas atividades do pré-sal na Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente temos 19 unidades de produção do pré-sal na Bacia de Santos. Com essas unidades, estamos aumentando a produção de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos desde seu primeiro óleo, em 2009.

Área total Início das atividades de exploração Plataformas de produção em campos operados (em 2021) Principais campos Produção de Petróleo

Outras Bacias

Produzimos óleo e gás e possuímos área de exploração em 17 outras bacias no Brasil. O potencial mais significativo para o sucesso exploratório em nossas outras bacias são a Margem Equatorial e a Margem Leste.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades na América do Sul e América do Norte. Temos nos concentrado em oportunidades para alavancar a experiência em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. No entanto, desde 2012, reduzimos substancialmente nossas atividades internacionais por meio da venda de ativos em linha com nosso gerenciamento de portfólio.

América do Sul

Conduzimos 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 do Rio Neuquén. Nossa produção não-convencional de gás e condensado está concentrada na Bacia de Neuquén. Em 2021, nossa produção de óleo e gás na Argentina, incluindo LGN, era de 7,9 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 serviço, que são operados principalmente para fornecer gás ao Brasil e à Bolívia. Em 2021, nossa produção de óleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 24,2 mboed. O retorno desses contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e temos uma participação de 44,44% no bloco de exploração *offshore* de Tayrona, que inclui a descoberta de gás Orca. Também operamos e detemos 50% de participação no bloco de exploração terrestre Villarica Norte.

América do Norte

Nos Estados Unidos, focamos em campos em águas profundas no Golfo do México, onde temos produção não consolidada da participação de 20% da Petrobras America Inc. ("PAI") na *joint venture* com a Murphy Exploration & Production Company ("Murphy"), a MPGOM LLC. Os principais contribuintes da produção são os campos de Chinook, Saint Malo e Dalmatian. Em 2021, nossa participação de 20% representa uma produção de 10,4 mboed, incluindo LGN.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, vide "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Principais Ativos

	2021	2020	2019
Exploração e Produção			
Poços em produção (óleo e gás natural) ⁽¹⁾	5.042	5.646	7.021 ⁽⁴⁾
Sondas flutuantes	18	20	16
Plataformas operadas em produção ⁽²⁾	57	67 ⁽³⁾	107

(1) Inclui a quantidade total de poços de coligadas (50, 100 e 164 poços em 2021, 2020 e 2019, respectivamente).

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

(3) Não inclui plataformas hibernadas, não produtoras e plataformas em campos operados por parceiros.

(4) Ajustado para incluir poços de empresas coligadas.

Exploração

A cadeia de valor da indústria de óleo e gás começa na fase exploratória, com a aquisição de blocos exploratórios por meio de rodadas de licitações realizadas por governos ou por compras de outras empresas.

No Brasil, o governo brasileiro possui os depósitos de petróleo, mas as empresas e consórcios podem extrair e explorar esse petróleo mediante pagamento de várias formas, como *royalties*. As formas de pagamento variam dependendo do modelo regulatório aplicado. As rodadas de licitações são o principal processo de aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios.

Existem atualmente três modelos regulatórios no Brasil: Contratos de Concessão, Cessão Onerosa e Partilha de Produção. O modelo de concessão regia integralmente a exploração e produção de petróleo e gás natural até 2010, quando o Governo Federal Brasileiro promulgou leis que estabelecem o Regime de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção no Polígono do Pré-sal.

Para informações sobre os modelos regulatórios aplicáveis às nossas atividades de exploração e produção, vide Legal e Tributário” neste relatório anual.

Rodadas de leilões

Nos últimos anos, atuamos seletivamente nas rodadas de licitações realizadas pela ANP, com o objetivo de reorganizar nosso portfólio exploratório e manter a relação entre nossas reservas e nossa produção, a fim de garantir a sustentabilidade de nossa futura produção de óleo e gás. Nossa atuação conjunta com grandes empresas de petróleo em consórcios também está alinhada ao nosso objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com o intuito de compartilhar riscos, aliar competências técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para alavancar resultados.

Em 2019, adquirimos dois novos blocos exploratórios *offshore*, com área total de 5.800 km². No Polígono do Pré-sal, adquirimos uma área em regime de partilha de produção, em parceria com a CNODC. Na Bacia de Campos, adquirimos um bloco adjacente ao Polígono do Pré-sal, em regime de concessão, em parceria com a BP. Adicionalmente, adquirimos 90% dos direitos de exploração e produção do volume excedente do campo de Búzios durante a Rodada de Licitações de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%). Durante a mesma rodada de licitações, também adquirimos 100% dos direitos de exploração e produção do volume excedente do campo de Itapu.

Em 2020, devido às limitações resultantes da pandemia de Covid-19, a 17ª Rodada de Licitações foi adiada. O 2º Ciclo da Oferta Permanente foi a única rodada de licitações do ano e ocorreu no dia 4 de dezembro de 2020. Não apresentamos nenhuma oferta durante esta rodada de licitações.

Em 2021, adquirimos os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa dos campos *offshore* de Atapu e Sêpia, na 2ª Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o Regime de Partilha de Produção. No campo de Atapu, adquirimos o direito de ser o operador com 52,5% de participação em seus volumes excedentes em parceria com Shell (25%) e TotalEnergies (22,5%). Quanto ao campo de Sêpia, exercemos nosso direito de preferência para ser o operador com 30% de participação na aquisição de seus volumes excedentes. Os outros membros do consórcio são TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e Qatar Petroleum (21%).

Atividades de Exploração

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 73 blocos exploratórios (incluindo 31 com 100% de participação), que tiveram quatro descobertas em 2021. Atuamos como operadora em 33 dos blocos exploratórios em parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2021:

NOSSA PARTICIPAÇÃO NAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO EM 2021

	Área exploratória líquida (km ²)			Blocos exploratórios (número)			Planos de avaliação (número)			Poços perfurados (número)		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Brasil	37.719	42.996	40.625	69	82	113	42	32	24	8	9	8
Outros América do Sul	5.466	5.751	6.081	4	4	4	1	2	1	1	0	1
América do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
África	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
TOTAL	43.185	48.747	46.706	73	86	117	43	34	27	9	9	9

Esses investimentos cobrem principalmente os custos de perfuração, pesquisas sísmicas e aquisição de blocos, que contribuirão para os empreendimentos seguintes.

Em 2021, nossos esforços exploratórios se concentraram na avaliação das províncias do Pré-sal da margem sudeste do Brasil, com os seguintes destaques:

Bacia de Santos

Dois poços perfurados no campo de Búzios confirmaram a presença de hidrocarbonetos. Estudos adicionais estão sendo realizados para fornecer melhores medições e avaliar o melhor uso desses poços ao longo da fase de produção.

O poço localizado no bloco de Aram, operado por nós, resultou em acúmulo de hidrocarbonetos, com sua perfuração concluída em dezembro de 2021. Outras avaliações da extensão e comercialidade do campo estão sendo feitas, começando com um teste de poço planejado para o segundo semestre de 2022.

Bacia de Campos

Nos blocos C-M-411 e C-M-346, ambos operados por nós, dois poços pioneiros resultaram em acumulações de gás. A comercialidade de ambas as descobertas está sendo avaliada.

Outros dois prospectos foram perfurados em águas ultra profundas da Bacia de Campos, um no bloco C-M-709, operado por nós, e o segundo no C-M-789, operado pela ExxonMobil. Enquanto o primeiro poço não resultou em descoberta, apesar de ter encontrado indícios de gás, o segundo ainda está em estudos adicionais para avaliar a viabilidade econômica desta área.

Bacia do Espírito Santo

Nas águas profundas da Bacia do Espírito Santo, no bloco ES-M-669, perfuramos com sucesso um dos poços mais profundos do Brasil. O poço também resultou na descoberta de gás, sendo necessários estudos adicionais para avaliar o potencial desta nova província.

Declarações de Comercialidade

Apresentamos à ANP declarações de comercialidade das acumulações de petróleo e gás localizadas nas áreas dos Planos de Avaliação da Descoberta incluídos nas concessões BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A, BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11, localizada na Bacia de Sergipe-Alagoas. A produção está prevista para começar em 2026.

Destaques dos Programas Estratégicos de E&P

Continuamos desenvolvendo o programa estratégico EXP100, que visa acessar e processar 100% dos dados técnicos disponíveis nos projetos de exploração, reduzindo incertezas e custos por antecipar o desenvolvimento da produção. Este programa visa melhor estimar e prever propriedades geológicas por meio de uma plataforma de dados integrada, utilizando ciência de dados e capacidade computacional de alto desempenho, que possibilitam a aplicação de algoritmos mais complexos no processamento de grandes volumes de dados. Diversas iniciativas já estão em andamento, com importantes avanços na integração e conexão de dados e soluções tecnológicas nos *workflows* de interpretação, facilitando o desenvolvimento de uma nova geração de projetos.

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

A partir de 2021, o PROD1000 visa nos colocar no primeiro quartil da indústria de óleo e gás. Nossos esforços nesse programa estão relacionados à integração de exploração e desenvolvimento de reservatórios, padronização de projetos, otimização e paralelização de processos, contratação mais rápida (licitações) e construção e montagem do FPSO. As áreas que mais contribuem atualmente para a redução do tempo de projeto são exploração, reservatório, sistemas de superfície e submarinos e suprimentos.

Como um exemplo de nossos esforços de padronização no design do FPSO, solicitamos uma patente para uma Balcão de *Risers* Polivalente, que pode ser aplicada a diferentes cenários de projeto e reduzir o tempo de engenharia e alterações tardias durante a fase de construção do FPSO. Com relação à paralelização de processos, reduzimos em mais de 50% o tempo de atividades entre ancoragem e conexão do primeiro poço no projeto de Sépia.

Produção

Desenvolvimento da Produção

Depois que um campo é declarado comercialmente viável, o processo de desenvolvimento da produção é iniciado. Os investimentos realizados nesta fase estão focados principalmente na concepção e contratação de sistemas de produção, o que inclui plataformas, sistemas submarinos, perfuração e completação de poços.

Continuamos a obter otimizações de custos substanciais relacionadas ao desenvolvimento de projetos por meio da implementação de programas estratégicos de construção de poços, que permitem a aplicação de novas tecnologias de perfuração e completação, configurações inovadoras de poços, otimização de campanhas e iniciativas de integração da cadeia de suprimentos. A título de exemplo, em 2021 a duração média da construção do poço (tempo total para perfuração mais completação) no campo de Búzios foi de 99 dias, o que, aliado a taxas diárias mais baixas, permitiu uma redução de 32% no custo médio de construção em relação a 2018 – dois anos antes da implementação de nossos programas estratégicos de construção de poços.

Além disso, reduzimos o custo médio de interligação de poços na área do pré-sal da Bacia de Santos em cerca de 7,5% ao ano nos últimos quatro anos.

Em relação à integridade dos sistemas submarinos, avançamos no desenvolvimento e aplicação de novas ferramentas de inspeção, levando a uma maior confiabilidade e disponibilidade de equipamentos, dutos e outros componentes, principalmente os submarinos expostos a eventos corrosivos. Em 2021, reduzimos as perdas de produção em 35% em relação ao previsto, por meio de campanhas de inspeção em dutos flexíveis e engenharia de extensão de vida. Continuamos a implementar iniciativas como a ampliação da base de fornecedores para desenvolver ferramentas especiais e tubos flexíveis imunes ao efeito da corrosão.

Com relação às plataformas, foi finalizado em 2021 o Projeto de Alta Capacidade para a nova geração de FPSOs do pré-sal, com capacidade de produção de petróleo de 225 kbpd e processamento de gás de 423 mmcf/d, representando a nova geração de nossas plataformas. Isso é resultado de mais de uma década de aprendizado nos ciclos de projeto, construção, startup e operação de plataformas de produção na camada pré-sal, com aumento da capacidade produtiva em relação aos projetos anteriores. A licitação do FPSO do Projeto de Búzios 9 está utilizando o Projeto de Alta Capacidade.

Investimos em soluções tecnológicas aliadas à 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 DA PRODUÇÃO

	FPSO ALL ELETRIC	OUTRAS TECNOLOGIAS EM FPSO'S	HISEP® - SISTEMA DE SEPARAÇÃO DE ALTA PRESSÃO SUBMARINA
O QUE É	<p>Plataforma flutuante de armazenamento e descarga de produção totalmente eletrificada. Esta configuração é mais eficiente e sustentável e permite utilizar menos combustível para gerar energia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> _CCUS – Captura, utilização e armazenamento de carbono _Expansão do uso do sistema de recuperação de gás de flare (FGRS) _Controle de Emissões Fugitivas 	<p>Tecnologia para separar, bombear e reinjetar o gás rico em CO₂ produzido em um ambiente submarino.</p>
OBJETIVO	<p>Reduzir a emissão tanto de gases de efeito estufa quanto de outros gases, como Óxidos de Nitrogênio - NOx. Estudos têm demonstrado que essa configuração aumenta a eficiência operacional e permite uma redução de até 20% das emissões em relação à configuração atualmente adotada.</p>	<ul style="list-style-type: none"> _Separação e reinjeção de CO₂ _Redução de queima de gás _Redução da emissão de Metano 	<p>Acelerar a produção, reduzir emissões, aumentar o fator de recuperação e viabilizar economicamente novas áreas com alto teor de RGO e CO₂.</p>
	<p>A expectativa é que o Projeto Básico <i>All Electric</i> seja concluído até o fim de 2022.</p>	<p>Para mais informações sobre nossas ações de transição para baixo carbono, consulte “Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono” neste relatório anual.</p>	<p>Para mais informações sobre esta tecnologia veja o Box do Campo de Mero nesta seção.</p>

Nos últimos três anos, instalamos vários sistemas importantes, principalmente na área do pré-sal da Bacia de Santos, o que ajudou a mitigar o declínio natural da Bacia de Santos. Em 2019, iniciamos quatro novos sistemas de produção: (i) as plataformas P-76 e (ii) P-77, localizadas no campo de Búzios; (iii) a plataforma P-67, localizada no campo de Tupi; e (iv) a P-68, localizada nos campos de Berbigão e Sururu. Em 2020, iniciamos a plataforma P-70, localizada no campo de Atapu. Em 2021, o FPSO Carioca iniciou as operações no campo de Sêpia. Esses seis novos sistemas adicionaram 48 novos poços (29 poços produtores e 19 poços injetores) em nossos sistemas de produção.

Em 2021, a plataforma P-70, no campo de Atapu, atingiu sua plena capacidade de 161 kbpd, em menos de 13 meses. Além disso, iniciamos o escoamento de gás na Plataforma P-76, no campo de Búzios, e na P-69, no campo de Tupi, possibilitando uma melhor gestão dos reservatórios e maior geração de valor.

Em 2021, nossas plataformas produtoras tiveram uma produção diária de 2,22 milhões de barris de óleo e 3.101,63 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontando o volume liquefeito). Em 2021, possuíamos 41 e afretávamos 16 plataformas de produção *offshore*. Além dessas plataformas *offshore*, existem 2 plataformas em campos operados por nossos parceiros e quatro unidades de armazenamento e transferência, totalizando 63 plataformas ativas.

Em 2022, instalaremos o FPSO Guanabara, primeiro sistema definitivo no campo de Mero. Este FPSO tem capacidade para processar 180 kbpd e 423,8 mmcf/d de gás natural por dia. Esperamos instalar 15 novos FPSOs nos próximos cinco anos.

SISTEMAS INSTALADOS DESDE 2010

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bb/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2021	Santos	Sêpia	Carioca	180.000	211,9	2.200	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
2020	Santos	Atapu	Petrobras 70	150.000	211,9	2.288	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Berbigão	Petrobras 68	150.000	211,9	2.280	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
2019	Santos	Búzios 4	Petrobras 77	150.000	247	1.980	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 3	Petrobras 76	150.000	247	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi Norte	Petrobras 67	150.000	211,9	2.130	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Tartaruga Verde	Cid. de Campos dos Goytacazes	150.000	117	765	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi Ext. Sul	Petrobras 69	150.000	211,9	2.170	Cessão Onerosa/Concessão	Pré-sal	FPSO
2018	Santos	Búzios 1	Petrobras 74	150.000	247	1.950	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 2	Petrobras 75	150.000	247	2.015	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
2017	Santos	Tupi Sul	Petrobras 66	150.000	211,9	2.150	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero	Pioneiro de Libra	50.000	141,3	2.040	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO

2016	Santos	Tupi Central	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi Alto	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
2015	Santos	Tupi	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.240	Concessão	Pré-sal	FPSO
2014	Santos	Sapinhoá	Cidade de Ilhabela	150.000	211,9	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Mangaratiba	150.000	282,5	2.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Roncador	Petrobras 62	180.000	211,9	1.560	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Jubarte	Petrobras 58	180.000	211,9	1.400	Concessão	Pré-sal	FPSO
2013	Campos	Roncador	Petrobras 55	180.000	141,3	1.795	Concessão	Pós-sal	SS
	Santos	Tupi	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.120	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Sapinhoá	Cidade de São Paulo	50.000	76,6	2.140	Concessão	Pré-sal	FPSO
2012	Campos	Jubarte	Cidade de Anchieta	100.000	123,6	1.220	Concessão	Pré-sal	FPSO
2011	Campos	Marlim Sul	Petrobras 56	140.000	211,9	1.645	Concessão	Pós-sal	SS
	Santos	Mexilhão	Mexilhão	20.000	529,7		Concessão	Pós-sal	Fixo
2010	Campos	Jubarte	Petrobras 57	180.000	70,6	1.260	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Tupi	Cidade de Angra dos Reis	100.000	176,6	2.150	Concessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Uruguá	Cidade de Santos	25.000	353,1	1.300	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	/Tambaú Jubarte	Cidade de Santos Capixaba	110.000	113,0	1.473	Concessão	Pós-sal	FPSO

PRINCIPAIS SISTEMAS A SEREM INSTALADOS ATÉ 2026

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo bruto (bbl/d)	Capacidade nominal de gás (mmcf/d)	Profundidade da água (metros)	Regime fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
Esperado em 2022	Santos	Mero 1	Guanabara	180.000	423,8	1.930	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2023	Santos	Búzios 5	Almirante Barroso	150.000	211,9	2.100	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO
	Campos	Marlim 1	Anita Garibaldi	80.000	247,3	670	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Campos	Marlim 2	Anna Nery	70.000	141,3	927	Concessão	Pós-sal	FPSO
	Santos	Mero 2	Sepetiba	180.000	423,8	2.050	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
	Santos	Itapu	Petrobras 71	150.000	211,9	2.010	Cessão Onerosa/Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2024	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	Mero 3	Marechal Duque de Caxias	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	Pré-sal	FPSO
Esperado em 2025	Santos	Búzios 6	Petrobras 78	180.000	254,3	2.030	Cessão Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Pré-sal	FPSO

	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180.000	254,3	1.700	Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Cessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Mero 4	Alexandre de Gusmão	180.000	423,8	1.890	Partilha de Produção		Pré-sal	FPSO
	Sergipe Águas Profundas	SEAP 1	Petrobras 81	120.000	353,1	2.400		Concessão	Pós-sal	FPSO
Prevista 2026	Santos	Búzios 9	Petrobras 80	225.000	423,8	2.100	Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Cessão	Pré-sal	FPSO
	Santos	Búzios 10	Petrobras 82	225.000	423,8	1.895	Onerosa/Partilha de Produção/Concessão	Cessão	Pré-sal	FPSO

Descomissionamento

O descomissionamento dos sistemas de exploração e produção de petróleo e gás significa a alienação da plataforma e do sistema submarino e o abandono de poços, mediante autorização dos órgãos reguladores, de acordo com os requisitos legais aplicáveis.

Em 2021, obtivemos a aprovação dos órgãos reguladores brasileiros para o plano de descomissionamento do FPSO Capixaba, no campo de Jubarte, e para as atividades iniciais de descomissionamento da P-33, no campo de Marlim, na Bacia de Campos.

Realizamos a retirada do FPSO Piranema em abril de 2021, das três plataformas fixas Unidades do campo de Cação em junho de 2021 e da P-15 em dezembro de 2021. Concluímos a retirada dos risers da P-07 em fevereiro de 2022.

Com relação aos abandonos de poços, obtivemos resultados substanciais em 2021 que nos permitiram consolidar uma redução de custo de 50% em relação ao custo médio do período 2018-2020.

Em 2022, criamos um Comitê Executivo de Descomissionamento, com o objetivo de acompanhar a evolução das melhores práticas mundiais e deliberar as diretrizes estratégicas para a implantação dos projetos de descomissionamento.

Recursos Críticos em Exploração e Produção

Procuramos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos que são necessários para cumprir nossas metas de produção. Sondas de perfuração, embarcações especiais, embarcações de abastecimento e helicópteros são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e são coordenadas centralmente para garantir as especificações técnicas e o tempo de execução adequado.

Desde 2008, crescemos de três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés) para 17 sondas com essa capacidade em 31 de dezembro de 2021. Continuaremos a avaliar nossas demandas de perfuração e embarcações especiais e ajustaremos o tamanho de nossa frota conforme necessário.

UNIDADES DE PERFURAÇÃO EM USO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021⁽¹⁾

	2021		2020		2019	
	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias
Brasil	18	0	20	0	18	0
<i>Onshore</i>	0	0	0	0	2	0
<i>Offshore, pela lâmina d'água (WD)</i>	18	0	20	0	16	0
Sonda auto elevatória	0	0	0	0	0	0
Sondas flutuantes	18	0	20	0	16	0
500 a 999 metros de lâmina d'água	1	0	0	0	0	0
1.000 a 1.999 metros lâmina d'água	0	0	1	0	1	0
2.000 a 3.200 metros de lâmina d'água	17	0	19	0	15	0
Exterior	0	0	0	0	1	0
<i>Onshore</i>	0	0	0	0	1	0
<i>Offshore</i>	0	0	0	0	0	0
Ao redor do mundo	18	0	20	0	19	0

(1) Em campos operados.

Para atingir nossas metas de produção, também garantimos uma série de embarcações especializadas (como embarcações de suporte de colocação de tubos ou "PLSVs") para conectar poços a sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 14 PLSVs. Da mesma forma que as sondas, ajustaremos o tamanho da nossa frota conforme necessário.

O abastecimento de mercadorias e o transporte de pessoas também são importantes para atingir nossos objetivos de exploração e produção. Por mar, transportamos materiais e produtos químicos. Por via aérea, transportamos nossos bens mais importantes: as pessoas. Tanto materiais como pessoas são transportados diariamente para que a exploração e produção de petróleo e gás seja orquestrada da forma mais contínua possível, mantendo a qualidade e o nível dos serviços.

Em 2021, entregamos mais de dois milhões de toneladas de materiais e transportamos mais de 650 mil passageiros para nossas plataformas em todo o litoral brasileiro. Para alcançar esses resultados, também temos um número seguro de embarcações de abastecimento (como *Platform Supply Vessels* ou "PSV") e helicópteros. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 67 VGV e 56 helicópteros e ambas as nossas frotas eram suficientes para atender às nossas necessidades.

Campo de Mero

Bloco de Libra e Campo de Mero

Em 2013, o consórcio formado por nós (Operadora – 40%), Shell Brasil (20%), TotalEnergies (20%), CNOOC (10%) e CNOOC Limited (10%) venceu a licitação para explorar e desenvolver o bloco de Libra por 35 anos. O consórcio também conta com a participação da estatal Pré-Sal Petróleo - PPSA, que atua como gestora do contrato. Em 30 de novembro de 2017, anunciamos a apresentação da Declaração de Comercialidade referente às acumulações de petróleo na porção noroeste do bloco de Libra, posteriormente denominada Mero.

O campo de Mero é um campo de classe mundial localizado nas águas ultra profundas da Bacia de Santos, a 180 km da costa do Estado do Rio de Janeiro e dentro da província do pré-sal brasileiro. Possui reservatório de alta produtividade com grande volume de óleo de alta qualidade. É um reservatório espesso (as colunas de óleo chegam a 420 metros), com alta produtividade e preenchido com grande volume de óleo de alta qualidade (29° API). Além disso, também merecem destaque os desafios associados ao desenvolvimento do projeto, considerando a alta razão gás/óleo (420 std m³/std m³), teor de CO₂ no gás associado (44%), lâmina d'água (2.100 metros) e distância da costa (180 km).

Desenvolvimento de projeto

O início da produção (primeiro óleo) ocorreu em 2017, através de Teste de Longa Duração (“TLD”), utilizando 2 poços (1 produtor e 1 injetor), e a unidade afretada “FPSO Pioneiro de Libra”, que tem capacidade de 50 mbbbl/d de óleo e quatro milhões de m³/dia de gás.

O Sistema de Produção Antecipada (“SPA”) já produziu uma produção acumulada de quase 40 mmbbl de petróleo, com pico de 44 mbbbl/d de um único poço. Além disso, a produção de gás associado representou mais de 2,6 bilhões de m³ de gás, dos quais 9,6% foram consumidos para geração de energia do FPSO e aproximadamente 88,5% foram reinjetados no reservatório junto com quase 1,8 milhão de toneladas de CO₂.

Em 2021, quatro anos após o início do SPA, foi aprovada a fase inicial de desenvolvimento da produção e chegamos à decisão final de investimento, com um CAPEX associado de US\$ 18 bilhões. Até o momento, cerca de 33% do CAPEX sancionado já foram investidos.

O arranjo de produção para o campo de Mero prevê os FPSOs Mero 1, Mero 2, Mero 3 e Mero 4. Cada FPSO terá capacidade para processar até 180 mbbbl/d e 12 milhões de m³ de gás por dia. Espera-se que o sistema de produção Mero 1 comece a operar em 2022, Mero 2 em 2023, Mero 3 em 2024 e Mero 4 em 2025.

O Projeto Mero estima um retorno de mais de três bilhões de barris de recuperação de petróleo até 2048 com um pico de produção anual de 650 mbbbl/d.

Devido às limitações do Contrato de Partilha da Produção, a antecipação da produção é uma importante alavanca para o valor do projeto e, por isso, o desenvolvimento de novas tecnologias é um forte direcionador no campo de Mero.

HISEP™

HISEP™ é uma tecnologia de separação submarina que separa, no fundo do mar, gás com alto teor de CO₂ sob alta pressão, seguido de reinjeção direta desse fluxo separado no reservatório por meio

de bombas centrífugas. A HISEP™ desengargala a planta de processamento de gás de *topsides* e amplia o patamar de produção de petróleo ao reduzir a razão gás-óleo do petróleo que chega ao FPSO.

Assim, o HISEP™ tem potencial para acelerar a produção de óleo, além de aumentar o fator de recuperação. Ele foi desenvolvido em um ambiente colaborativo e integrado reunindo grandes empresas petrolíferas, incluindo o engajamento de fornecedores de mercado renomados e experientes para implantar a solução e gerar grande valor para o campo de Mero e para a indústria de óleo e gás. O campo Mero será o primeiro campo a implementar a tecnologia HISEP™ para qualificação.

Acordo de Individualização da Produção

Em 9 de dezembro de 2021, a ANP aprovou o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da jazida compartilhada de Mero. O AIP ocorre nas situações em que os reservatórios se estendem além das áreas concedidas ou contratadas, conforme regulamentação da ANP. O Contrato entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022.

Nos termos do AIP, a jazida compartilhada de Mero compreende duas áreas, a saber (1) Área do Campo de Mero (conforme definido no Contrato de Partilha da Produção LIBRA-P1), representando 96,50% e (2) Área Adjacente (Governo Federal, representada pela PPSA), representando 3,50%.

O acordo estabelece as participações de cada parte e as regras de execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no reservatório conjunto. As participações de cada parte na jazida compartilhada foram então atualizadas da seguinte forma: Petrobras com 38,60% de participação, Shell Brasil 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 Pré-sal Petróleo – PPSA, representando o Governo Brasileiro, com uma participação de 3,50%.

Em decorrência do processo de individualização da produção da jazida, em dezembro de 2021, as referidas partes da jazida compartilhada de Mero negociaram a equalização entre as despesas incorridas e as receitas obtidas com os volumes produzidos até a data de vigência do AIP.

Produção

Em 2021, nossa produção total de óleo e gás, incluindo LGN, foi de 2.774 mboed, sendo 2.732 mboed produzidos no Brasil e 42 mboed produzidos no exterior, uma redução de 2% em relação a 2020. A redução é resultado de desinvestimentos, descomissionamentos e do declínio natural da produção.

Nosso desempenho operacional em 2021 foi resultado do *ramp-up* de novos sistemas de produção nos campos de Tupi, Berbigão e Sururu, Atapu e Sêpia, atenuando os contínuos efeitos negativos decorrentes da pandemia de Covid-19.

Nossa produção no pré-sal atingiu 1.616 mbb/d em 2021, representando um aumento de 5% em relação à nossa produção em 2020. Em 2021, a produção de óleo na camada pré-sal representou 73% de toda a produção de óleo no Brasil, ante 68% em 2020.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	2021	2020	2019	2021 vs. 2020
Óleo e gás natural - Brasil (mboed)	2.732	2.788	2.688	-2%
Terra (mdbl/d)	89	105	124	-15%
Águas rasas (mdbl/d)	9	32	66	-72%
Águas profundas e ultraprofundas do pós-sal (mdbl/d)	496	582	704	-15%
Pré-sal (mdbl/d)	1.616	1.546	1.277	5%
Óleo (mdbl/d)(1)	2.211	2.266	2.172	-2%
Gás natural (mboed)	521	522	516	0%
Óleo e gás natural - No exterior ⁽²⁾ (mboed)	42	48	82	-13%
TOTAL	2.774	2.836	2.770	-2%

(1) Incluindo LGN

(2) Inclui a produção proporcional de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial, com base em nosso percentual de participação nessas entidades.

A produção de óleo do pré-sal aumentou 5%, refletindo a alta eficiência e o *ramp-up* de novas unidades. A área do pré-sal é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. A produção de petróleo do pós-sal, em águas profundas e ultraprofundas, diminuiu 14,8%, resultado de desinvestimentos, descomissionamentos e do declínio natural da produção.

A produção de óleo em águas rasas diminuiu 71,9%, para 9 mdbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamentos e ao declínio natural da produção. A produção de óleo em terra diminuiu 15,2%, para 89 mdbl/d, devido a desinvestimentos, descomissionamentos e ao declínio natural da produção.

Produzimos 87,8 milhões de m³/d de gás em 2021. Desse volume, usamos 49,9 milhões de m³/d em nossos processos de produção (reinjetados, queimados, consumidos, liquefeitos) e destinamos 37,9 milhões de m³/d à venda.

Atingimento da Meta de Produção de 2021

Atingimos nossas metas de produção para 2021, estabelecidas no Plano Estratégico 2021-2025, conforme descrito abaixo:

METAS DE PRODUÇÃO PARA 2021

Produção	Resultado	Meta
Óleo e LGN (mmbpd)	2,22	2,21 ± 4%
Óleo, LGN e gás comercial (mmboed)	2,46	2,43 ± 4%
Produção total de Óleo, LGN e Gás (mmboed)	2,77	2,72 ± 4%

A conquista desse resultado demonstra nosso compromisso com o cumprimento de nossas metas, que foram alcançadas mantendo o foco de nossas atividades em ativos de águas profundas e ultraprofundas.

Revisão da meta de produção para 2022

Revisamos nossa meta de produção de óleo e gás para 2022, anteriormente incluída em nosso Plano Estratégico, para refletir o efeito do resultado da 2ª rodada de licitações de Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção.

Com a vigência do Regime de Partilha de Produção em Atapu e Sépia, prevista para o início de maio de 2022, nossas participações de cada parte nas jazidas compartilhadas, incluindo as parcelas do Contrato de Partilha de Produção e dos Contratos de Concessão, e excluindo a parcela da PPSA, serão respectivamente de 65,69 % para Atapu e 55,30% para Sépia.

O início da partilha de produção dos FPSOs P-70 e Carioca, operando nos campos de Atapu e Sépia, respectivamente, impactará nossa meta de produção divulgada no Plano Estratégico. No ano de 2022, teremos uma redução na quantidade de 70 mboed para a produção total de óleo e gás, e a mudança da faixa de 2,7 mmboed para 2,6 mmboed com variação de +/- 4%. A produção de óleo e a produção comercial tiveram um impacto de cerca de 60 mboed, mas mantiveram-se com as mesmas faixas, respectivamente, 2,1 mmbpd e 2,3 mmboed, com variação de +/- 4%. Para o período entre 2023 e 2026, o impacto médio estimado para a produção é uma redução de 0,1 mmboed.

Nossa previsão de investimentos para 2022, de US\$ 11 bilhões, continua inalterada. Em 2022, serão discutidos com nossos parceiros e com a PPSA os planos de desenvolvimento da produção dos volumes excedentes nos campos de Atapu e Sépia, que deverão incluir a implantação de um novo sistema de produção em cada campo. Esses ajustes serão refletidos e divulgados no Plano Estratégico 2023-2027.

Custo de Extração

Em 2021, nosso custo de extração, sem participação governamental ou afretamento, foi de US\$ 5,0 por boe, o que representa uma redução de 4% em relação ao custo de 2020 de US\$ 5,2 por boe. Incluindo afretamento, nosso custo de extração em 2021 foi de US\$ 6,6 por boe, o que representa uma redução de 3% em relação ao custo de 2020 de US\$ 6,8 por boe.



Jazidas compartilhadas entre diferentes campos

A participação de consorciados em quaisquer campos mencionados refere-se exclusivamente à participação de tais integrantes no contrato relacionado aos mesmos. Em determinadas ocasiões, alguns desses campos estão sujeitos a Acordos de Individualização da Produção ("AIPs"), resultando em jazidas compartilhadas entre diferentes campos. Nos AIPs, custos, investimentos e volumes de produção são compartilhados entre as partes.

Após a aprovação da ANP, os AIPs são divulgados ao mercado e publicados em nosso site de Relações com Investidores em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Abaixo estão os campos mais relevantes sujeitos a AIPs dos quais fazemos 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.

A jazida compartilhada compreende o reservatório de Tupi e é compartilhada entre:

- Contrato do consórcio BM-S-11 (Campo de Tupi), operado por nós (65%), em parceria com Shell (25%) e Galp (10%);
- Bloco Sul de Tupi da Cessão Onerosa (campo Sul de Tupi) operado por nós com 100% de participação; e
- Área Não Contratada, que pertence ao Governo Federal, representada pela Pré-Sal Petróleo – PPSA.

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

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Tupi são as seguintes:

Sócio	Participação (%)
Petrobras (operadora)	67,22
Shell	23,02
Galp	9,21
PPSA	0,55

MERO

O AIP da jazida compartilhada de Mero, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em dezembro de 2021.

A jazida compartilhada de Mero compreende:

- Contrato de Partilha de Produção LIBRA: operado por nós (40%) em parceria com Shell (20%), TotalEnergies (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%) e PPSA; e
- Área Não Contratada, que pertence ao Governo Federal, representada pela Pré-Sal Petróleo – PPSA.

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Mero são as seguintes:

Sócio	Participação (%)
Petrobras	38,60
Shell	19,30
TotalEnergies	19,30
CNODC	9,65
CNOOC	9,65
Pré-sal Petróleo - PPSA	3,50

ATAPU

O AIP da jazida compartilhada de Atapu, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em setembro de 2019.

A jazida compartilhada de Atapu compreende:

- BM-S-11A (Campo Oeste de Atapu), operado por nós (42,5%), em parceria com Shell (25%), TotalEnergies (22,5%) e Galp (10%);
- Bloco Entorno de Iara do Contrato de Cessão Onerosa (campo de Atapu), operado por nós, onde detemos 100% de participação; e
- A Área Não Contratada pertence à União Federal, representada pela PPSA.

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Atapu são as seguintes:

Sócio	Participação (%)
Petrobras (operadora)	89,26
Shell	4,26
TotalEnergies	3,83
Galp	1,70
PPSA	0,95

O Contrato de Partilha de Produção em Atapu deverá entrar em vigor no início de maio de 2022, com 39,5% de Contrato da Cessão Onerosa e 60,5% dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa.

A partir de maio de 2022, a participação de cada parte na jazida compartilhada de Atapu será:

Sócio	Participação (%)
Petrobras (operadora)	65,69
Shell	16,66
TotalEnergies	15,00
Galp	1,70
PPSA	0,95

SÉPIA

O AIP da jazida compartilhada de Sépia, localizada na Bacia de Santos, foi aprovado pela ANP em setembro de 2019.

A jazida compartilhada de Sépia compreende:

- BM-S-24 (Campo de Sépia Leste), operado por nós (80%), em parceria com a Galp (20%); e
- Bloco Nordeste de Tupi do Contrato de Cessão Onerosa (campo de Sépia), operado por nós (onde detemos 100% de participação).

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Sépia são as seguintes:

Sócio	Participação (%)
Petrobras (operadora)	97,59
Galp	2,41

O Regime de Partilha de Produção em Sêpia deverá entrar em vigor no início de maio de 2022, com 31,3% de Contrato de Cessão Onerosa e 68,7% dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa.

A partir de maio de 2022 a participação de cada parte na jazida compartilhada Sêpia será:

Sócio	Participação (%)
Petrobras (operadora)	55,30
TotalEnergies	16,91
Petronas	12,69
QP Brasil	12,69
Galp	2,41

BÚZIOS E TAMBUATÁ

A ANP aprovou o AIP de Búzios em outubro de 2019.

Em novembro de 2019, em parceria com a CNODC e a CNOOC obtivemos os direitos de exploração dos Volumes Excedentes do campo de Búzios.

O Regime de Partilha de Produção em Búzios entrou em vigor em setembro de 2021. As participações compartilhadas na jazida compartilhada são:

Sócio	Participação (%)
Petrobras	92,66
CNODC	3,67
CNOOC	3,67

As participações de cada parte na jazida compartilhada de Búzios são:

- 99,36% - Campo de Búzios;
- 0,64% - Campo Tambuatá operado por nós com 100% de participação.

TARTARUGA VERDE

Na área do Campo de Tartaruga Verde, Contrato de Concessão BM-C-36, existem duas jazidas produtoras: Jazida de Tartaruga Verde, que está totalmente contido nos limites do *ring fence*, e a jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça, que ultrapassa a área dos limites do *ring fence* no

polígono do pré-sal. Esta área foi integralmente adquirida por nós em 2018, através do bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde.

O AIP da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça foi assinado em outubro de 2014 entre nós e a PPSA, e está em vigor desde março de 2018.

Em dezembro de 2018, foi assinado o Contrato de Partilha de Produção (CPP de Tartaruga Verde _P5) para o bloco do Sudoeste de Tartaruga Verde. Este contrato foi assinado entre a PPSA e nós.

Em dezembro de 2018, declaramos a comercialidade da parcela da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça que se estende até o bloco do Sudoeste de Tartaruga Verde sob o nome de Campo de Tartaruga Verde Sudoeste. A comercialidade deste campo foi ratificada pela ANP em janeiro de 2019. A porção da jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça presente na CPP do Sudoeste de Tartaruga Verde passou a ser denominada como Campo de Tartaruga Verde Sudoeste.

Em janeiro de 2021, a ANP aprovou o Aditivo 2 ao AIP, passando a vigorar os seguintes percentuais para a divisão da jazida (*Tract Participation*):

- Área do Contrato de Concessão (BM-C-36) – 82,19%;
- Área do Contrato de Partilha (Bloco do Sudoeste de Tartaruga Verde) – 17,81%;

Em dezembro de 2019, cedemos à Petronas 50% de nossos direitos de concessão dos Campos de Tartaruga Verde (BM-C-36) e Módulo Espadarte III. Também estabelecemos um consórcio com a Petronas, por meio do qual realizamos atividades de operadora nas operações acima mencionadas. O Campo Tartaruga Verde Sudoeste, no âmbito do Contrato de Partilha de Produção, permaneceu integralmente conosco.

Ativos Compartilhados são usados para produzir as jazidas de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, que incluem o FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes.

SAPINHOÁ

Em setembro de 2000, nós, YPF Brasil Ltda (YPF) e BG E&P Brasil LTDA (BG) firmamos um acordo para a criação do consórcio BM-S-9. A YPF e a BG foram posteriormente adquiridas pela Shell e Repsol, respectivamente.

Em setembro de 2011, o consórcio informou à ANP que o campo de Sapinhoá poderia se estender para uma área não contratada.

A ANP aprovou o AIP da jazida compartilhada do campo de Sapinhoá, localizado na Bacia de Santos, em janeiro de 2016.

Em outubro de 2017, o mesmo consórcio adquiriu os direitos de produzir na área Entorno de Sapinhoá.

Em março de 2018, a ANP aprovou uma alteração da AIP, incluindo a área do Entorno de Sapinhoá com as seguintes participações:

Sócio	Participação (%)
Petrobras	45.00
Shell	30.00
Repsol Sinopec	25.00

PRINCIPAIS CAMPOS DE PRODUÇÃO

Bacia	Campo	Fonte principal	Unidades de produção				Grau API	Teor de Enxofre (% wt)	Produção de Óleo em 2021 (mmbbl/d)	
			Próprias	Capacidade (mmbbl/d)	Afretadas	Capacidade (mmbbl/d)				
Santos	Tupi	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (65%), Shell (25%), Petrogal (10%)	29,5 – 30,9	0,33 – 0,40	620
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	—	—	Petrobras (100%)(1)	28,5 – 28,8	0,32 – 0,33	513
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	—	—	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%), Shell (30%), Repsol Sinopec (25%)	29,8	0,4	93
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	186
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	—	—	Petrobras (75%), Equinor (25%)	17,7 – 28	0,54 – 0,73	112
Santos	Atapu	Pré-sal	1	1 unidade com 150	—	—	Petrobras (90,1%) Petrogal (1,7%) Shell (4,3%) TotalEnergies (3,9%)	27,7	0,4	15
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	—	—	Petrobras (100%)	17,6 – 24,6	0,59 – 0,73	110
Campos	Tartaruga Verde	Pós-sal	—	—	1	1 unidade com 150	Petrobras (50%) Petronas (50%) ¹	27,5	0,76	45
Campos	Marlim	Pós-sal	7	1 unidade com 50 1 unidade com 75 4 unidades com 100 1 unidade com 180	—	—	Petrobras (100%)	19,4	0,77	61
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	41
Outros campos do pré e pós-sal										317
Terra										89
Águas rasas										9
TOTAL										2.211

(1) Incluindo operações em 2021. Desde setembro de 2021, essas Participações foram alteradas para: Petrobras (91,8%), CNODC (3,67%), CNOOC (3,67%) e PPSA (0,87%).

PRODUÇÃO EM 2021

Campo de Búzios

O campo de Búzios iniciou a produção em abril de 2018 sob o Contrato de Cessão Onerosa e, em 31 de dezembro de 2021, atingiu uma produção total acumulada de 590,9 mmoed (ou 584,2 mmoed considerando nossa participação) sob o acordo de coparticipação.

O campo de Búzios é um ativo com reservas significativas, poços de alta produtividade, óleo leve, baixos custos de extração e baixas emissões. É economicamente resiliente a um cenário de preços baixos do petróleo.

Em 2019, adquirimos 90% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. ("CNODC") (5%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. ("CNOOC") (5%). Essa aquisição é consistente com nossa estratégia de focar nossos investimentos em ativos de classe mundial.

Em março de 2020, celebramos o Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa da Área de Búzios, tendo a CNOOC e a CNODC como parceiras privadas e a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) como sua gestora.

O acordo de coparticipação, que regulamenta a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e Contrato de Partilha de Produção para o excedente da Cessão Onerosa, foi aprovado pela ANP em 12 de agosto de 2021. Como consequência, recebemos uma compensação de US\$ 2,9 bilhões da CNOOC e CNODC. Desde 1º de setembro de 2021, temos participação de 92,6594% na jazida compartilhada de Búzios/Tambuatá e CNOOC e CNODC têm participação de 3,6703% cada.

Em setembro de 2021, a CNOOC manifestou interesse em exercer a opção de compra de uma participação adicional de 5% no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa. Essa opção de compra já estava prevista no contrato firmado com os sócios na licitação do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, realizado em 06 de novembro de 2019. A efetivação desta transação alterará a participação na jazida compartilhada de Búzios/Tambuatá da seguinte forma: Petrobras: 88,9891%, CNOOC: 7,3406% e CNODC: 3,6703%. A operação continua sujeita às aprovações do CADE, ANP e Ministério de Minas e Energia ("MME").

O valor estimado que receberemos em caixa no fechamento da transação da parcela da CNOOC, sujeito a ajustes de acordo com os contratos relevantes, é de US\$ 2,1 bilhões.

Atualmente, são quatro unidades em operação em Búzios. Uma quinta plataforma, o FPSO Almirante Barroso, está em construção, com 90% de avanço físico do projeto e com previsão de início de produção no primeiro trimestre de 2023. O FPSO Almirante Barroso será a primeira unidade afretada no Campo de Búzios, com capacidade para processar 150 mil barris de óleo bruto por dia.

O FPSO Almirante Tamandaré, unidade afretada que se tornará o sexto sistema de produção do campo, deve iniciar a produção em 2024. Além disso, P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83, cinco plataformas que serão de nossa propriedade, devem iniciar a produção em 2025, 2026 e 2027.

Em 2021, com menos de três anos de operação, o campo de Búzios ultrapassou a marca de produção de 655,9 kbpd, devido aos bons resultados operacionais e a um estudo técnico que permitiu que suas unidades operassem acima da capacidade nominal.

Em 2021, os investimentos no campo de Búzios somaram US\$ 2 bilhões. De acordo com o Plano Estratégico, US\$ 23 bilhões serão investidos por nós nos próximos cinco anos. A produção média diária de 2022 a 2026 deverá ser de 651,47 mbbl (nossa parcela), com Despesas Operacionais em torno de US\$ 6,2 bilhões no período (nossa parcela), incluindo afretamento de embarcações.

Também realizamos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, Brasil, e convertemos o querogênio (matéria orgânica sólida) desses depósitos em petróleo sintético e gás. Essa operação é conduzida em uma instalação integrada e seus produtos finais são gás combustível, gás liquefeito de petróleo ("GLP"), nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Nossas unidades de negócios no Brasil não utilizam o método de *fracking*, ou o método de fraturamento hidráulico, para a produção de petróleo, por não ser adequado ao contexto de nossas operações. Além disso, não injetamos água ou produtos químicos no solo em relação às nossas operações de mineração de xisto betuminoso a céu aberto. Nosso processo consiste na britagem, peneiramento e aquecimento posterior de todo o xisto em altas temperaturas (pirólise) e possuímos um processo de segregação adequado para os subprodutos derivados desse processo.

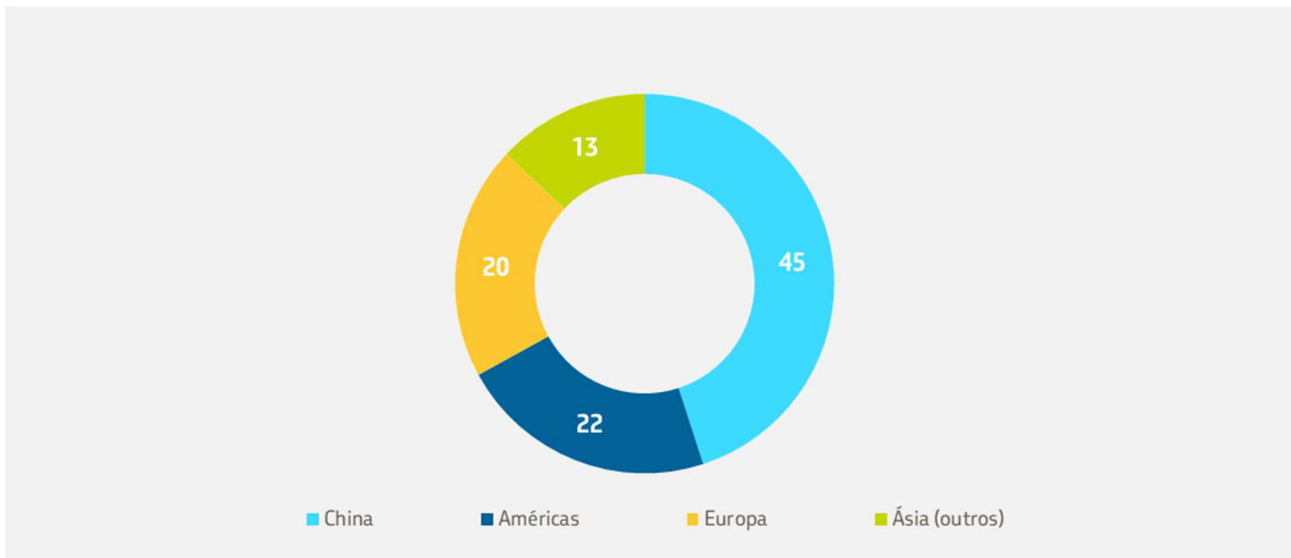
Para mais informações sobre nossa produção de óleo bruto, gás natural, petróleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2021, 2020 e 2019, vide o Anexo 15.3 deste relatório anual.

Cientes e Concorrentes

Um de nossos negócios mais representativos em termos de volume e lucratividade é o petróleo bruto. Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e no mercado à vista e, em 2021, o volume de petróleo bruto comprometido por meio de contratos de longo prazo com quantidade fixa sujeita a acordo final em termos comerciais foi de aproximadamente 130.000 bbl/d.

Nosso portfólio no exterior inclui aproximadamente 30 clientes, como refinarias que processam ou processam petróleos brasileiros regularmente, distribuídos pela China, Américas, Europa e outros países da Ásia.

CLIENTES DE PETRÓLEO (% vol)



O óleo combustível é um dos tipos de derivados de petróleo mais representativos em termos de volume exportado. Em 2021, exportamos principalmente óleo combustível com baixo teor de enxofre e óleo combustível com alto teor de enxofre para vários destinos. Nosso óleo combustível está disponível nos principais hubs do mercado, como Cingapura, Golfo Árabe (AG), Mediterrâneo e Noroeste da Europa, Costa do Golfo dos EUA, costa oeste da África, Panamá e Caribe. Nossa lista de contrapartes consiste nas principais empresas, empresas comerciais e empresas de barças. Vendemos óleo combustível para mais de 40 empresas diferentes este ano.

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

Reservas

+ Preparação das estimativas de reservas

Aplicamos os regulamentos da SEC (Regra 4-10(a) do Regulamento S-X e Subparte 229.1200 do Regulamento S-K) para estimar e divulgar as quantidades de reservas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual. De acordo com essas 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 anterior ao final do período de referência, exceto para as reservas dos campos da Amazônia, para os quais os volumes são estimados usando os preços do gás conforme estabelecido em nossos acordos contratuais para vendas de gás. Os volumes de reservas provadas relacionadas a reservas não tradicionais, como petróleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual de acordo com a regulamentação da SEC.

Estimamos as reservas com base em previsões de produção dos campos, que dependem de uma série de informações técnicas, como levantamentos sísmicos, perfis e testes de poços, amostras de rochas e fluidos e dados de geociências, de engenharia e econômicos. Todas as estimativas de reserva 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, portanto, feitas usando os dados e a tecnologia mais confiáveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas da indústria de petróleo e gás e as normas 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 coordenadores de reservas em cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativa fornecem orientação para as estimativas de reservas em conformidade com os requisitos da SEC para as equipes dos ativos. Os gerentes gerais em nossas unidades de negócios no Brasil e os presidentes das empresas fora do Brasil nas quais temos participações são responsáveis pelas estimativas de reservas regionais em conformidade com os requisitos da SEC. A equipe de reservas corporativa é responsável por consolidar nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados relacionados às reservas provadas de petróleo e gás e outras informações relacionadas às 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 por supervisionar a preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativas, formado em engenharia e com 19 anos de experiência na indústria de petróleo e gás.

DeGolyer and MacNaughton ("D&M") conduziram uma avaliação de 97,5% de nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2021 no Brasil. A quantidade de reservas revisada pela D&M corresponde a 97,0% do total de nossas reservas provadas em toda a empresa em uma base de barril de óleo equivalente. Para a qualificação do principal técnico da D&M responsável por supervisionar a avaliação de nossas reservas, vide o Anexo 99.1 deste relatório anual.

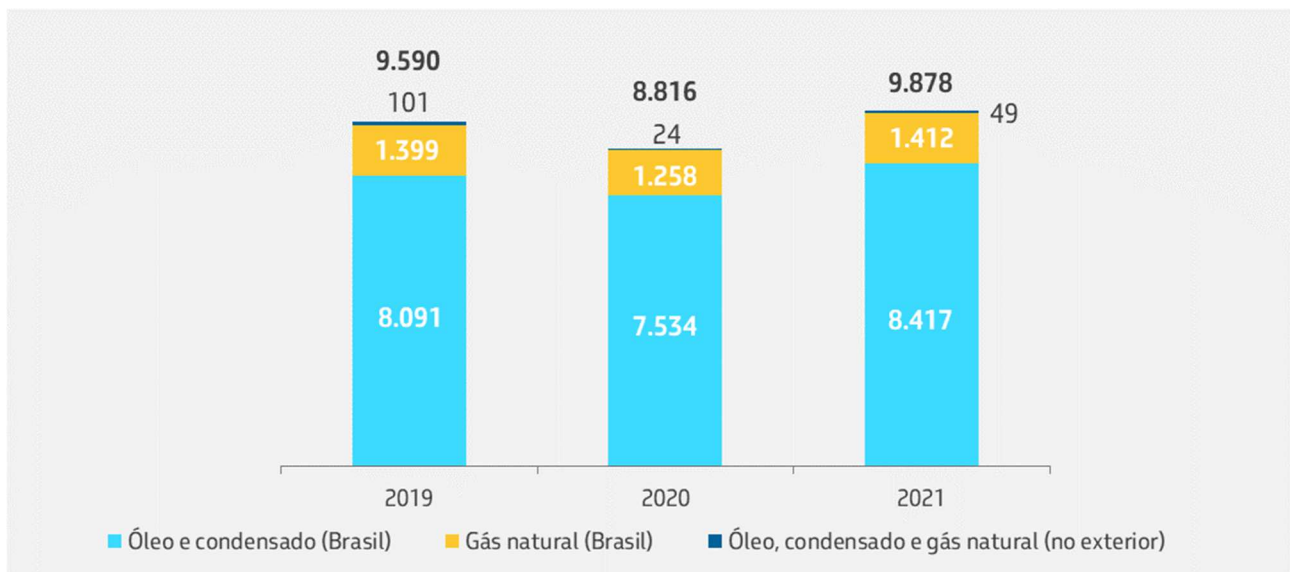
Para obter uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e às nossas estimativas de reservas, vide "Riscos" neste relatório anual.

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

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

Nossas reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2021 foram estimadas em 9.878 milhões de boe. Essa estimativa inclui nossa participação em nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial, que representa 0,2% de nossas reservas líquidas.

RESERVAS PROVADAS ⁽¹⁾ (milhões boe)



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

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

RESERVAS PROVADAS ⁽¹⁾ (milhões boe)


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

(2) O volume de produção de 896 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Portanto, exclui LGN, uma vez que estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência localizado antes das plantas de processamento de gás, exceto para os Estados Unidos da América e Argentina. A produção não considera volumes de gás injetado, produção de 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 2021, incorporamos 1.969 milhões de boe de reservas provadas, incluindo:

- adição de 1.376 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos. Os novos projetos no campo de Búzios foram viabilizados pela aquisição do Excedente da Cessão Onerosa e pela aprovação do Termo de Coparticipação de Búzios;
- acréscimo de 429 milhões de boe referente a revisões econômicas, principalmente devido ao aumento do preço do petróleo; e
- adição de 164 milhões de boe decorrente de revisões técnicas, principalmente devido ao bom desempenho e ao aumento da experiência de produção nos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos;

As adições em nossas reservas provadas foram parcialmente reduzidas em 11 milhões de boe devido à venda de reservas provadas.

ÍNDICES DE RESERVAS EM 2021


Reservas Provadas Não Desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2021, nossas reservas provadas não desenvolvidas foram estimadas em 4.192 milhões de boe, um aumento líquido de 41% em comparação com o final do ano de 2020.

Em 2021, incorporamos 1.977 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas, incluindo:

- adição de 1.374 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos. Os novos projetos no campo de Búzios foram viabilizados pela aquisição do Excedente da Cessão Onerosa e pela aprovação do Termo de Coparticipação de Búzios;
- adição de 312 milhões de boe decorrente de revisões técnicas, principalmente devido ao bom desempenho e ao aumento da experiência de produção nos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos; e
- acréscimo de 291 milhões de boe referente a revisões econômicas, principalmente devido ao aumento do preço do petróleo.

As adições em nossas reservas provadas não desenvolvidas foram parcialmente reduzidas pela conversão de 767 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas para reservas provadas desenvolvidas, principalmente como resultado da entrada em operação da plataforma FPSO Carioca na Bacia de Santos e operações de perfuração e *tieback offshore*, e pela retirada de 1 milhão de boe devido à venda de reservas provadas não desenvolvidas.

VARIAÇÕES NAS RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS ⁽¹⁾ (milhões boe)



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

Em 31 de dezembro de 2021, 33% (1.395 milhões de boe) de nossas reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente de projetos de desenvolvimento em águas ultra profundas em campos gigantes, particularmente nas Bacias de Santos e Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2021, investimos um total de US\$ 6,1 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 99% foi investido no Brasil.

A maior parte de nossos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidos, à infraestrutura para

águas profundas e ultra profundas e à complexidade dos recursos de produção. Nestes casos, o desenvolvimento integral das reservas relativas a esses investimentos pode exceder cinco anos.

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

Informações Adicionais de Petróleo e Gás

As tabelas a seguir mostram (i) o número de poços produtivos brutos e líquidos de petróleo e gás natural e (ii) área total bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida de petróleo e gás natural em que tínhamos participação em 31 de dezembro de 2021. Um poço ou uma área bruta é um poço ou área em que possuímos uma participação operacional, enquanto o número de poços ou área líquidos é a soma das participações operacionais fracionárias em poços ou áreas bruto. Não temos nenhuma área material com contrato expirando antes de 2025.

POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS

	Em 31 de dezembro de 2021							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruta	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	4.518	4.488	218	211	0	0	0	0
América do Sul (exceto Brasil)	54	22,8	202	97,7	0	0	0	0
Total consolidado	4.572	4.510,8	420	308,7	0	0	0	0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial								
América do Sul (exceto Brasil)	0	0	0	0	0	0	0	0
América do Norte	43	3,29	7	0,84	0	0	0	0
Total Investidas pelo método de equivalência patrimonial total	43	3,29	7	0,84	0	0	0	0
POÇOS PRODUTIVOS BRUTOS E LÍQUIDOS TOTAIS	4.615	4.514,09	427	309,54	0	0	0	0

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

	Em 31 de dezembro de 2021			
	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
	Bruta	Líquido	Bruta	Líquido
Consolidado				
Brasil	4.232.089,9	3.769.751,4	884.053,1	732.672,7
América do Sul (exceto Brasil)	2.304,0	774,1	2.310,0	776,2
Total consolidado	4.234.393,9	3.770.525,5	886.363,1	733.448,9
Investidas pelo método de equivalência patrimonial				
América do Norte	22.897,0	1.985,2	147.157,1	10.969,3
Total Investidas pelo método de equivalência patrimonial total	22.897,0	1.985,2	147.157,1	10.969,3
ÁREA TOTAL	4.257.290,9	3.772.510,7	1.033.520,2	744.418,2

Para números “líquidos”, usamos nossa participação acionária detida em 31 de dezembro de 2021. A divisão em petróleo e gás na tabela de área não foi incluída porque, normalmente, petróleo e gás são produzidos na mesma área. 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 de exploração e desenvolvimento produtivos líquidos e secos perfurados nos últimos três anos.

POÇOS EXPLORATÓRIOS E DE DESENVOLVIMENTO PRODUTIVOS LÍQUIDOS E SECOS

	2021	2020	2019 ⁽¹⁾
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	3,4	4,6	5,5
América do Sul (exceto Brasil)	0,32	0	1,0
Total de subsidiárias consolidadas	3,72	4,6	6,5
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
África	—	—	—
Poços exploratórios produtivos totais perfurados	3,72	4,6	6,5
Poços exploratórios secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			

	2021	2020	2019 ⁽¹⁾
Brasil	0,4	1,5	1,0
América do Sul (exceto do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	0,4	1,5	1,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
África	—	—	—
Total de poços exploratórios secos perfurados	0,4	1,5	1,0
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	4,12	6,1	7,5
Poços de desenvolvimento produtivo líquido perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	26,23	79,0	102,0
América do Sul (exceto Brasil)	4,7	0,336	—
Total de subsidiárias consolidadas	30,9	79,3	102,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	0,2042	0,306	0,14
África	0	0	0,6
Poços de desenvolvimento produtivo total perfurados	31,1	79,64	102,7
Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados			
Subsidiárias consolidadas			
Brasil	—	—	—
América do Sul (exceto do Brasil)	—	—	—
Total de subsidiárias consolidadas	—	—	—
Investidas pelo método de equivalência patrimonial			
América do Norte ⁽²⁾	—	—	—
África	—	—	—
Poços de desenvolvimento secos totais perfurados	—	—	—
NÚMERO TOTAL DE POÇOS DE DESENVOLVIMENTO LÍQUIDOS PERFURADOS	31,1	79,64	102,7

(1) Os dados de 2019 foram ajustados para refletir a inclusão de poços injetores e produtores.

(2) Devido à joint venture formada pela PAI e Murphy, as informações sobre as reservas provadas, área e poços nos Estados Unidos estão apresentadas na seção "investidas pelo método de equivalência patrimonial". Para valores "líquidos", usamos a participação de trabalho detida em 31 de dezembro de 2021.

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2021.

NÚMERO DE POÇOS SENDO PERFURADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021

	Bruta	Líquido
Subsidiárias consolidadas		
Brasil	7,0	4,0
Internacional		
América do Sul (exceto Brasil)	0	0
América do Norte	0	0
PERFURAÇÃO TOTAL DE POÇOS	7,0	4,0

A tabela a seguir apresenta nossos preços médios de venda e custos médios de produção por área geográfica 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)	
2021			
Preços médios de venda			
Petróleo e NGL, por barril	67,48	34,43	67,45
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	7,61	3,21	7,43
Petróleo sintético, por barril	57,46	-	57,46
Gás sintético, por mil pés cúbicos	5,20	-	5,20
Custos médios de produção, por barril - total	3,66	5,05	3,68
2020			
Preços médios de venda			
Petróleo e NGL, por barril	39,96	36,89	39,95
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	5,63	3,65	5,47
Petróleo sintético, por barril	33,2	—	33,2
Gás sintético, por mil pés cúbicos	2,52	—	2,52
Custos médios de produção, por barril - total	4,11	4,35	4,11
2019			
Preços médios de venda			
Petróleo e NGL, por barril	61,25	36,89	61,25
Gás natural, por mil pés cúbicos ⁽¹⁾	7,72	3,65	7,55

Petróleo sintético, por barril	50,55	—	50,55
Gás sintético, por mil pés cúbicos	3,53	—	3,53
Custos médios de produção, por barril - total	7,05	4,69	7,02

- (1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponível para venda e 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: 1 bbl = 6 pés cúbicos.

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

Refino, Transporte e Comercialização

Processamos 73% de toda a nossa produção de petróleo, que inclui petróleo e LGN e exclui gasolina natural ("C5+"), em nossas refinarias. O restante foi exportado. Em 2021, produzimos 1,852 milhão bbl/d de derivados de petróleo, a partir do processamento de petróleo brasileiro (91,5% da matéria-prima) e petróleo importado (8,5% da matéria-prima). Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

Além disso, atuamos no setor petroquímico com participações societárias, bem como na produção de biocombustíveis por meio de nossa subsidiária integral, Petrobras Biocombustível S.A. ("PBIO").

Visão geral

Possuímos e operamos 12 refinarias no Brasil, com capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 1.897 mbbbl/d. Isso representa 86% de toda a capacidade de refino do Brasil, de acordo com o anuário estatístico de 2021 publicado pela ANP. Até novembro de 2021, também possuíamos e operávamos a refinaria RLAM com capacidade de 279 mbbbl/d. A venda da refinaria RLAM foi concluída em 30 de novembro de 2021. A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nossos oleodutos de petróleo bruto, instalações de armazenamento, oleodutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso a suprimentos de petróleo bruto e usuários finais.

Também operamos uma grande e complexa infraestrutura de dutos e terminais e uma frota marítima para transportar derivados de petróleo e petróleo bruto para os mercados brasileiro e global. Operamos 40 terminais próprios por meio de nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. ("Transpetro") e temos contratos para o uso de parte da capacidade de armazenamento de 13 terminais de terceiros.



Início da operação Capacidade de destilação bruta Grau API

1) Operado pela Transpetro, uma subsidiária 100% Petrobras.
2) Signing da REMAN em agosto de 2021 e SIX em novembro de 2021.
3) Ativo Industrial de Guamaré. (Antiga Refinaria Potiguar Clara Camarão).

Nosso Refino, Transporte e Comercialização também inclui atividades como (i) petroquímica (ii) extração e processamento de óleo de xisto e (iii) produção de biocombustíveis.

Estamos nos reposicionando no negócio de refino por meio de desinvestimentos, estratégia que nos permite compartilhar riscos e estabelecer uma indústria dinâmica, competitiva e eficiente, gerando liquidez.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE que consolida nosso entendimento sobre a realização de desinvestimento de ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é proporcionar condições competitivas, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado *downstream*, bem como suspender o inquérito administrativo do CADE relacionado ao suposto abuso de posição dominante no segmento de refino. O acordo considera o desinvestimento de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino que, na data de assinatura do acordo compreendia sete unidades de refino (REMAN, LUBNOR, RNEST, RLAM, REGAP, REPAR e REFAP) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE sobre nossos desinvestimentos em ativos de refino, vide “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em agosto de 2021, assinamos um acordo com a Ream Participações S.A. para vender a REMAN e seus ativos logísticos associados. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, como a aprovação pelo CADE. Até que as condições precedentes sejam atendidas e a transação seja fechada, manteremos as operações regulares da refinaria e todos os ativos associados.

Em novembro de 2021 concluímos a venda da refinaria RLAM.

Em novembro de 2021, assinamos um acordo com a Forbes & Manhattan Resources Inc. (“F&M Resources”), para a venda das ações da empresa que será proprietária da Unidade de Industrialização de Xisto (“SIX”), localizada em São Mateus do Sul/PR.

Em janeiro de 2022, aprovamos a venda de nossa participação no Polo Potiguar, que inclui, entre seus ativos, a AIG (Antiga RPCC). Até que as condições precedentes sejam cumpridas e a transação seja concluída, continuaremos a operar os ativos.

Para mais informações sobre o progresso de nossos desinvestimentos, vide “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Principais Ativos

	2021	2020	2019
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	7.719	7.719	7.719
Próprios	6.812	7.499	7.499
Terceiros ⁽¹⁾	907	220	220
Frota de embarcações (própria e afretada)	123	131	128
Próprias	26	30	45
Afretadas	97	101	83
Terminais	59	61	63
Próprios	40	44	44
Terceiros ⁽²⁾	19	17	19
Refino			
Refinarias	12	13	13
Brasil ⁽³⁾	12	13	13
Exterior	-	-	-
Capacidade nominal instalada (mbl/d)	1.897	2.176	2.176
Brasil	1.897	2.176	2.176
Exterior	-	-	-

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

(2) Terminais de terceiros que possuem contratos vigentes de uso do serviço de armazenamento, incluindo seis terminais operados pela Transpetro.

(3) *Signing* da REMAN em agosto de 2021.

RefTOP - Programa de Refino de Classe Mundial

Em maio de 2021, lançamos o programa RefTOP – Refino de Classe Mundial com o objetivo de estar entre as melhores empresas de refino de petróleo do mundo em termos de confiabilidade, produtividade, desempenho operacional e eficiência energética. O RefTOP consiste em um conjunto de iniciativas que buscam implementar melhorias para aumentar a eficiência e o desempenho operacional das refinarias que não estão na carteira de desinvestimentos - RPBC, REDUC, RECAP, REPLAN e REVAP - e nos posicionar de forma mais competitiva na abertura do mercado de refino de petróleo no país. Avaliamos benchmarks mundiais dos principais indicadores de refino para definir os objetivos do programa.

O RefTOP prevê iniciativas para aumentar o desempenho energético das refinarias, aproveitando melhor insumos como gás natural, energia elétrica e vapor em suas próprias operações.

O programa promoverá o uso intensivo de tecnologias digitais, automação e robotização em nossas refinarias. Um dos exemplos de tecnologias digitais que já estão sendo adotadas por nós e que serão ampliadas com o RefTOP são os Gêmeos Digitais - representações digitais das instalações operacionais - para monitoramento em tempo real, redução de falhas e facilidade na tomada de decisões. Outro importante impulsionador do programa é o aumento da produção de derivados de petróleo de alto valor agregado, como diesel e propeno - matéria-prima da indústria petroquímica para a produção de embalagens e peças automotivas, por exemplo. Alavancaremos o processamento de petróleos do pré-sal, que possuem baixo teor de enxofre, trazendo vantagens competitivas e oportunidades para aumentar nossa margem de refino, favorecendo a produção de diesel S-10 e *bunker*.

Os investimentos no RefTOP até 2025 são de aproximadamente US\$ 300 milhões e estão incluídos nos US\$ 7,1 bilhões de investimentos previstos para Refino, Gás e Energia no Plano Estratégico.

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 política de preços, busca otimizar nossas margens, considerando diferentes custos de oportunidade do petróleo nacional e importado, derivados de petróleo nos diferentes mercados, bem como os custos correlatos de transporte, armazenamento e processamento.

Em 2021, processamos 1.780 mbbbl/d de petróleo em nossas 12 refinarias e RLAM (até sua venda em novembro de 2021). Os gráficos a seguir mostram a matéria-prima processada e o desempenho de nossas refinarias.

Em 2021, nossas refinarias bateram recorde interno de produção de diesel S-10 Diesel com baixo teor de enxofre, produzindo 21,2 milhões de m³ do produto, volume 10% superior ao de 2020, quando a produção atingiu 19,2 milhões de m³.

MATÉRIA-PRIMA PROCESSADA (mbl/d)


Os recordes do Diesel S-10 acompanham a evolução dos motores dos veículos pesados e utilitários movidos a diesel, responsáveis pela maior parte da circulação de mercadorias no Brasil. Existem dois tipos de diesel rodoviário no Brasil, o S-500 e o S-10, sendo o primeiro utilizado por veículos fabricados antes de 2012.

Em 2021, houve aumento da produção de derivados e do fator de utilização do sistema de refino em relação a 2020. Apesar da concentração de paradas para manutenção em 2021 e do desinvestimento da RLAM em novembro de 2021, a produção aumentou à medida que o mercado se recuperou, após a baixa demanda em 2020 devido à pandemia de Covid-19.

A produção de diesel aumentou em 2021, devido ao crescimento econômico, principalmente no setor industrial, e redução de importações de terceiros.

A produção de gasolina aumentou em 2021 como resultado do aumento do mercado devido ao ganho de participação da gasolina sobre o etanol hidratado nos veículos *flex*, a redução das importações de terceiros e a baixa demanda em 2020 devido à pandemia de Covid-19.

Em 2021, houve um aumento na produção de querosene de aviação após a recuperação do mercado doméstico, após o impacto da pandemia de Covid-19 na demanda de querosene de aviação comercial em 2020.

A produção de nafta diminuiu em 2021, acompanhando a queda nas vendas no mercado interno, devido aos novos contratos em vigor com a Braskem desde 23 de dezembro de 2020.

A produção de GLP diminuiu em 2021 devido a menores vendas resultantes de preços mais altos de vasilhames e menor consumo de GLP residencial, que havia aumentado em 2020 como resultado da pandemia de Covid-19.

Nos últimos 11 anos, fizemos investimentos substanciais em nossas refinarias existentes para aumentar nossa capacidade de processar economicamente o petróleo bruto brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade de nossos derivados para atender aos 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 hidrotratamento de diesel na Refinaria de Paulínia ("REPLAN"), atualmente em processo de licitação.

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

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

A tabela a seguir mostra o desempenho de nossas refinarias.

DESEMPENHO DAS REFINARIAS

Refinaria	Capacidade de destilação bruta (mbl/d)	Índice de complexidade de Nelson	Rendimento médio ⁽¹⁾ (mbl/d)			Disponibilidade operacional (%)			Fator de utilização total ⁽⁴⁾ (%)		
	2021	2021	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
LUBNOR	8	3,5	8	8	7	97,8	97,3	95,3	94,5	103,4	86,9
RECAP	57	6,8	54	39	50	96,4	96,8	96,2	95,5	68,5	87,8
REDUC	239	15	186	178	190	96,4	96,8	96,9	79,0	76,2	80,4
REFAP	201	6	145	129	138	95,8	97,6	93,7	75,5	67,3	71,4
REGAP	157	7,9	134	123	134	96,5	97,4	96,3	87,4	79,3	88,2
REMAN	46	1,8	30	27	32	98,0	97,9	97,9	66,2	59,3	69,1
REPAR	208	7,8	181	179	168	97,7	97,8	94,2	87,8	86,4	81,2
REPLAN	434	6,9	355	306	326	96,8	96,8	96,2	82,5	71,1	76,1
REVAP	252	8,6	227	216	185	96,8	97,1	94,5	92,1	87,0	74,3
RLAM	279	7,7	179 ⁽²⁾	239	206	95,1	94,1	92,9	72,1	88,8	80,8
RPBC	170	10,2	149	143	133	95,3	96,2	95,3	88,2	84,5	78,5
AIG (Antiga RPCC)	38	1	29	29	32	—	—	—	—	—	—
RNEST	88	10,7	63	93	74	92,2	96,8	97,8	78,9	115,3	94,5
Produção média de petróleo bruto	—	—	1.740	1.709	1.675	—	—	—	—	—	—
Produção média de LGN	—	—	40	45	45	—	—	—	—	—	—
Produção média	—	—	1.780	1.754	1.720	—	—	—	—	—	—
Capacidade de destilação bruta	1.897 ⁽³⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

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

(2) Média até novembro de 2021.

(3) Em 31 de dezembro de 2021 (não considera RLAM).

(4) O fator de utilização total considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+ e reprocessamento (de petróleo e outros produtos).

PRINCIPAIS PRODUTOS, MERCADOS E CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE NOSSAS REFINARIAS⁽¹⁾

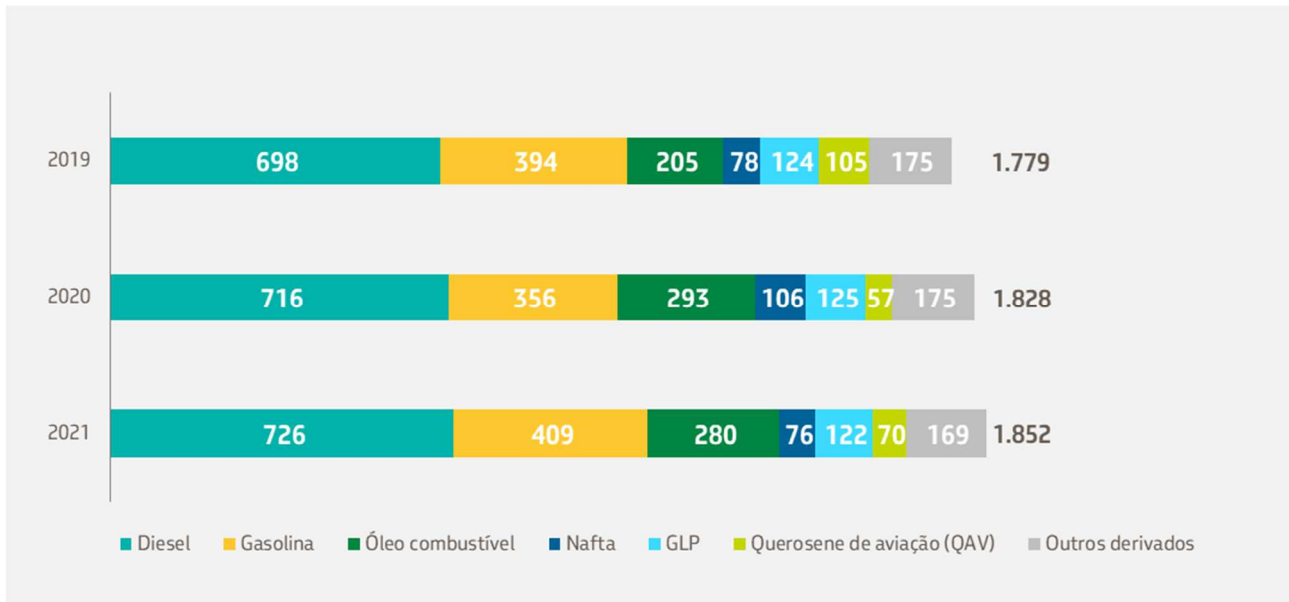
Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mbl)	
			Petróleo bruto	Derivados de petróleo
LUBNOR	Asfalto (45%); Óleo Combustível (35%); Lubrificantes (13%); Diesel (7%)	Petróleo Lubrificante - vendido para distribuidoras e comercializado nacionalmente 0,3 0,6 Asfalto - estados do Norte e Nordeste do Brasil e Minas Gerais	0,3	0,6
RECAP	Diesel (42%); Gasolina (33%); GLP (9%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0,5	1,8
REDUC	Diesel (25%); Gasolina (14%); Óleo Combustível (19%); GLP (12%); Querosene de Aviação (4%); Nafta (12%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5,7	12,5
REFAP	Diesel (47%); Gasolina (20%); Nafta (14%); GLP (7%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados por meio de cabotagem	3,2	1,4
REGAP	Diesel (48%); Gasolina (24%); Querosene de Aviação (4%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, eventualmente, o estado do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro	1,7	6,0
REMAN	Gasolina (31%); Diesel (26%); Nafta (9%); Querosene de Aviação (7%); Óleo Combustível (15%)	Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Amapá e Pará	0,7	1,5
REPAR	Diesel (47%); Gasolina (27%); GLP (8%)	Paraná, Santa Catarina, Sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	2,9	1,9
REPLAN	Diesel (46%); Gasolina (21%); GLP (7%); Querosene de Aviação (3%)	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	6,7	12,9
REVAP	Diesel (32%); Gasolina (19%); Nafta (10%); Querosene de Aviação (10%); Óleo Combustível (14%)	Vale do Paraíba, litoral norte do estado de São Paulo, sul de Minas Gerais, região metropolitana de São Paulo, Centro-Oeste do Brasil e Sul do Rio de Janeiro. Atende 80% da demanda de querosene de aviação do mercado paulista e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	3,3	12,0
RPBC	Diesel (45%); Gasolina (25%); Óleo Combustível (13%); GLP (6%)	A maioria dos produtos é destinada à capital paulista. Parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil	2,5	6,8
AIG (Antiga RPCC)	Óleo Combustível (76%); Diesel (9%); Querosene de Aviação (5%); Gasolina (6%)	Rio Grande do Norte e Sul do Ceará	0,12	0,12
RNEST	Diesel (50%); Nafta (13%); Coque (8%); Óleo Combustível (27%)	Norte e Nordeste do Brasil	— ⁽²⁾	0,7

(1) A RLAM foi alienada em 30 de novembro de 2021.

(2) O petróleo bruto é fornecido diretamente às fazendas de tanques da RNEST de 5,1 mbl, sem armazenamento externo de petróleo bruto.

Com relação a derivados de petróleo, produzimos 1.852 mbbbl/d de derivados de petróleo em 2021, conforme mostrado no gráfico a seguir:

PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (mbbl/d)



Empreendimentos em andamento

Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o Polo GASLUB é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras utilidades subjacentes. Com relação à UPGN, todas as licitações críticas para as utilidades foram concluídas com sucesso durante 2019. Em 2020, alguns sistemas dessas utilidades foram concluídos com sucesso. Em 2021, diversos sistemas, principalmente nas utilidades, foram autorizados a funcionar e testados para operação. O *start up* da unidade está previsto para o quarto trimestre de 2022 (primeiro trem de processamento). Ainda estão em andamento os estudos de novas alternativas de projeto para o Polo GASLUB, que incluem a integração com a refinaria que opera em Duque de Caxias (REDUC) para a produção de lubrificantes básicos G-II e combustíveis de alta qualidade e a construção de uma Usina Termelétrica a Gás Natural.

Com relação à expansão da capacidade de produção de diesel de ultrabaixo teor de enxofre (ULSD ou S-10), além da nova unidade de hidrotreatamento da REPLAN, com capacidade de produção adicional de 63 mbpd de ULSD, também temos um investimento em andamento na REDUC. Esse investimento foi focado em modificações em uma unidade de hidrotreatamento de diesel existente (U-2700) para melhorar a produção de S-10 em 28.000 mbpd, atendendo às especificações de mercado e exigências ambientais. Este projeto encontra-se atualmente em fase de execução, com início previsto para 2023. Um investimento muito semelhante está planejado para a REVAP, com modificações em uma unidade de hidrotreatamento de diesel existente (U-272D) para melhorar a produção de S-10 em 41.000 mbpd. Este projeto está atualmente em desenvolvimento de engenharia básica e está previsto para começar em 2025.

Nosso Plano Estratégico incluiu investimentos adicionais na RNEST, visando agregar valor global à instalação. Vide "Plano Estratégico" neste relatório anual.

⊕ Organização Marítima Internacional

Em 2016, a Organização Marítima Internacional (“IMO”) decidiu reduzir o limite superior permitido para o teor de enxofre nos combustíveis marítimos (*bunker oil*) de 3,5% para 0,5% a partir de 1º de janeiro de 2020.

De 2017 ao primeiro trimestre de 2019, realizamos estudos e análises a fim de preparar nossas refinarias e logística para produzir e entregar um combustível compatível. Além disso, nossa crescente produção de petróleo do pré-sal tem baixo teor de enxofre, o que nos permite obter óleo combustível que já atende praticamente às especificações do *bunker*, sem a necessidade de adição de grandes quantidades de diluentes, o que nos dá uma vantagem competitiva no mercado global.

Temos uma vantagem competitiva na produção do combustível naval conforme IMO 2020, o que nos permite antecipar as tendências do mercado e satisfazer as necessidades dos nossos clientes.

No último trimestre de 2019, a demanda por óleo combustível com baixo teor de enxofre aumentou em todos os portos onde oferecemos o produto enquanto os preços internacionais aumentaram significativamente.

Em 2020, devido ao aumento do valor do LSFO, batemos três vezes novos recordes mensais de exportações do Brasil, sendo o último em setembro, quando 1,14 MtM de óleo combustível (principalmente grau LSFO) deixou os portos brasileiros. Mesmo com o aumento das quantidades exportadas em 2020, a média de grades de LSFO do Brasil foi comercializada em um *cracksread* positivo contra o Brent.

Em 2021, voltamos a exportar grande quantidade de óleo combustível (aproximadamente oito milhões de toneladas), com as cargas LSFO sendo comercializadas com *cracksread* positivos. O Extremo Oriente foi, mais uma vez, o principal destino das exportações brasileiras de óleo combustível.

Logística

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

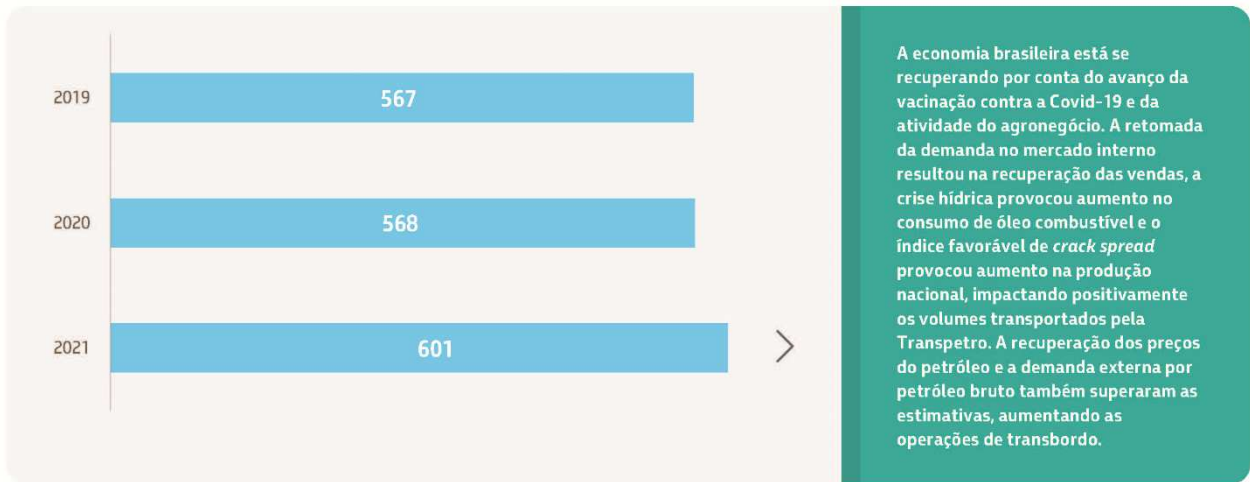


Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Transpetro.

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

A operação de terminais e dutos é um importante elo de nossa cadeia de suprimentos. O petróleo é transportado dos campos de produção até os terminais da Transpetro por meio de dutos ou navios. De lá, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o refino, os derivados são novamente escoados por dutos até os terminais para serem entregues às distribuidoras de combustíveis, que atendem os mercados brasileiro e mundial.

A operação abrange uma malha de 7.719 km de dutos e 46 terminais, sendo 25 marítimos e 21 terrestres. Os terminais têm uma capacidade nominal total de armazenamento de 10,73 milhões de m³. Em 2021, a Transpetro movimentou 600,8 milhões de m³ de petróleo e derivados, totalizando 8.707 operações com navios petroleiros e barcas de petróleo.

VOLUME MOVIMENTADO EM TERMINAIS E GASODUTOS (milhões de m³)

Roubo de combustível em oleodutos terrestres

Com o objetivo de fortalecer nosso compromisso com a vida, o meio ambiente e a segurança operacional, em 2021 reforçamos nosso relacionamento com o Ministério Público e as autoridades de segurança pública. Com a nossa admissão no ICL (Instituto Combustível Legal) e com a participação ativa da Transpetro, passamos a tratar da questão do furto de combustível em dutos, também conhecido como torneiras ilegais. Com essas ações e os constantes investimentos em sistemas de detecção e monitoramento de dutos, aliados aos esforços permanentes de diversos departamentos da Transpetro, conseguimos reduzir o número de torneiras ilegais em mais de 49% em relação a 2020 e uma redução significativa no volume de produto roubado. A maior agilidade na localização de torneiras ilegais minimiza os riscos à população, contribui para a preservação ambiental, para a integridade dos dutos, bem como para evitar a interrupção das operações dos dutos, reduzindo perdas financeiras e impactos em nossa imagem.

Em 2021, registramos uma perda de 1.800 m³ de petróleo e derivados, uma redução de 64% em relação ao volume perdido em 2020, quando registramos uma perda de 4.973 m³. O número de ocorrências de furtos de petróleo e derivados chegou a 102, um decréscimo de mais de 49% em relação ao ano anterior quando foram registradas 201 ocorrências. Do total de casos, 81% ocorreram no estado de São Paulo, 10% no estado do Rio de Janeiro, 5% no estado de Minas Gerais e o restante em outros estados. Esses três estados responderam por 96% das ocorrências em 2021.

Em 2021, demos continuidade à implantação do Programa Petrobras de Proteção Integrada de Dutos (Pró-Dutos), lançado em 2019 e que realizamos em parceria com a Transpetro. O programa visa ampliar e integrar todas as ações planejadas para mitigar os riscos causados pelo furto de petróleo e derivados em oleodutos. Também seguimos o Plano de Ação Emergencial onde conseguimos atingir 93% das ações planejadas. Os programas são multidisciplinares e focam em diversas áreas: inteligência, legislação, responsabilidade social, comunicação, tecnologia e contingência.

Também lançamos uma nova campanha publicitária para conscientizar o público sobre os riscos de roubo de combustível, mais focado em áreas sensíveis e para incentivar o público a denunciar atividades suspeitas por meio de nosso canal de comunicação. Continuamos a avaliar nossos procedimentos de crise e respostas a emergências resultantes de roubo de combustível de oleodutos por meio de um exercício de emergência simulado de mesa para testar nossas capacidades operacionais de negócios.

TERMINAIS

Local	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m³)
Alagoas	Maceió	Marítimo	58.266
Amazonas	Manaus (REMAN)	Marítimo	–
	Coari	Marítimo	86.147
Ceará	Mucuripe	Marítimo	–
Espírito Santo	Barra do Riacho	Marítimo	107.834
	Norte Capixaba	Marítimo	85.205
	Vitória	Marítimo	10.710
Distrito Federal	Brasília	Onshore	72.326
Goiás	Senador Canedo	Onshore	127.778
Maranhão	São Luís	Marítimo	78.897
Minas Gerais	Uberaba	Onshore	54.812
	Uberlândia	Onshore	45.876
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	Onshore	547.284
	Ilha Redonda	Marítimo	78.662
	Japeri	Onshore	37.650
	Volta Redonda	Onshore	25.502
	Cabiúnas	Onshore	483.134
	Guamaré	Marítimo	258.309
Rio Grande do Norte	Niterói	Marítimo	21.189
	Rio Grande	Marítimo	101.695
	Osório	Marítimo	842.394
Rio Grande do Sul	Biguaçu	Onshore	36.214
	Itajaí	Onshore	56.482
	Guaramirim	Onshore	18.644
	São Francisco do Sul	Marítimo	473.166
	Aracaju	Marítimo	156.940
Sergipe	Santos	Marítimo	389.080
	São Sebastião	Marítimo	2.057.557
	Barueri	Onshore	206.461
	Cubatão	Onshore	161.102
	Guararema	Onshore	1.026.935
	Guarulhos	Onshore	164.181
	Paulínia	Onshore	274.608
	Ribeirão Preto	Onshore	50.886
	São Caetano do Sul	Onshore	227.501
	São Paulo	São Caetano do Sul	Onshore
TOTAL	40	–	9.975.399

Em 2020, com o objetivo de otimizar a frota operacional e seguindo as melhores práticas do mercado naval, a Transpetro fez uma análise de sua carteira de navios e decidiu se desfazer de ativos com mais de 25 anos. Dessa forma, a Transpetro criou um plano de desinvestimentos que foi concluído em 2021. Esse plano de ação, com o objetivo de melhorar o indicador de disponibilidade operacional, resultou na redução da idade média da frota de 13,57 anos para 7,31 anos em 2021.

Para mais informações sobre as embarcações fretadas ou de nossa propriedade e a Transpetro, vide o Anexo 15.4 deste relatório anual.

Marketing



Principais Fontes

Do Fornecimento Total de Derivados de Petróleo



1.852
mmbbl/d

Vem da produção de nossas refinarias



213
mmbbl/d

Foram importados



Consumo

Vendemos Uma média de



1.806
mmbbl/d

De derivados de petróleo para o mercado brasileiro

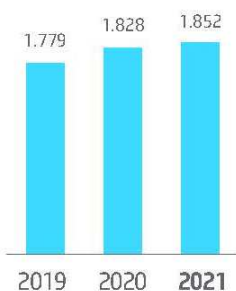


236
mmbbl/d

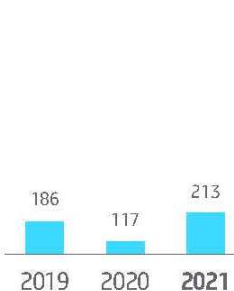
Para o mercado externo

87% das vendas totais de nossos derivados de petróleo foram destinados ao mercado brasileiro e foram oriundas de nossas refinarias e importações.

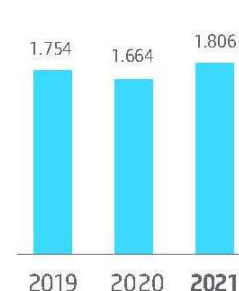
Produção de Derivados de Petróleo (mmbbl/d)



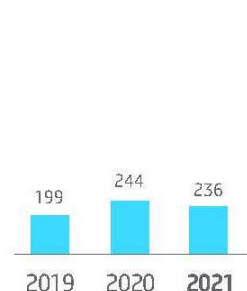
Importação de Derivados de Petróleo (mmbbl/d)



Vendas no Mercado Brasileiro (mmbbl/d)



Exportação de Derivados de Petróleo (mmbbl/d)



VOLUME DE VENDAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO PARA O MERCADO BRASILEIRO, POR PRODUTO E TOTAL NO ANO (mmbbl/d)



Diesel

O diesel é um destilado de petróleo médio usado como combustível em veículos com motores de combustão interna com ignição por compressão (motores de ciclo Diesel). É usado principalmente para transporte rodoviário de carga e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo o diesel vendido a usuários finais no Brasil deve ser misturado ao biodiesel. Em março de 2021, o nível obrigatório de biodiesel no combustível aumentou de 12% para 13%. No entanto, devido à falta de matéria-prima para a fabricação do combustível renovável e ao aumento dos preços, a agência reguladora nacional (“ANP”) reduziu temporariamente esse percentual para 10% de maio a agosto, subiu para 12% em setembro e outubro, e reduziu novamente para 10% em novembro e dezembro. Para 2022, o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) decidiu manter o teor de biodiesel de 10% no diesel para todo o ano.

O aumento das vendas de diesel em 2021 foi associado principalmente ao aumento de sua participação de mercado, fruto de ações comerciais. Outro fator importante foi a recuperação econômica, especialmente no setor industrial, embora esse crescimento tenha sido em grande parte devido à base depreciada em 2020, notadamente após o início da pandemia de Covid-19. Setores como a indústria transformadora e o comércio a retalho, tiveram um papel importante no aumento do consumo deste produto. Outros pontos positivos para o crescimento do consumo foram o aumento das vendas para uso em termelétricas e, claro, a redução do teor médio de biodiesel.

Em 2021, atingimos um recorde anual de produção e vendas de diesel S-10 com baixo teor de enxofre. Houve um aumento de 34,7% nas vendas do produto em relação a 2020, com a venda de 25,8 milhões de m³, e um aumento de 10% na produção, que atingiu 21,2 milhões de m³. Atualmente, a venda do S-10 corresponde a mais da metade de nossas vendas totais de diesel.

O recorde de vendas do S-10 Diesel e o crescimento das vendas totais do Diesel refletem as ações comerciais e operacionais que implementamos para mitigar os efeitos da pandemia de Covid-19 na demanda de combustível e os esforços bem-sucedidos para ampliar a oferta do produto com menor teor de enxofre, substituindo o S-500 Diesel.

Gasolina



A gasolina é um destilado de petróleo leve usado em veículos com motores de combustão interna em motores com ignição por centelha (motores de ciclo de Otto). As refinarias no Brasil produzem um destilado denominado “gasolina A”, que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) nas instalações das distribuidoras 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 CNG (vendido pelas distribuidoras diretamente aos postos). Em 2021, a participação da “gasolina A” no mercado brasileiro de Ciclo-Otto era de cerca de 53%.

Os principais fatores para o crescimento das vendas foram o ganho de participação da gasolina sobre o etanol hidratado no consumo dos veículos flex fuel, associado à queda da safra de cana que limitou a oferta de etanol, e a baixa base de comparação em 2020, devido à mobilidade restrições impostas pela pandemia de Covid-19 em 2020.

Outro fator muito importante foi o aumento de nossa participação no mercado brasileiro de gasolina, fruto de ações comerciais.



GLP

O gás liquefeito de petróleo (GLP) é um destilado leve composto por propano e butano. É utilizado como combustível para aparelhos de aquecimento, como equipamentos de cozinha, caldeiras rurais e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 70% do GLP é comercializado pelas distribuidoras envasados em botijões de até 13 kg e utilizados principalmente na cocção residencial e sua demanda é impulsionada diretamente pelo crescimento da população e da renda real. Por outro lado, o consumo está inversamente correlacionado com as temperaturas locais e a taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. O restante da demanda de GLP (30%) vem principalmente dos setores industrial e de serviços, cuja demanda é impulsionada pelo crescimento econômico. A queda nas vendas de GLP em 2021 foi associada principalmente ao aumento da oferta de outros players, e ao efeito positivo da pandemia de Covid-19 no consumo de GLP para cozinhar em 2020, o que contribuiu para aumentar a base de comparação.

Querosene de aviação



Querosene de aviação é um destilado de petróleo médio usado como querosene 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 de Covid 19, os voos domésticos representavam até 60% da demanda brasileira de querosene de aviação, e os 40% restantes da demanda de querosene de aviação vinham de voos internacionais. A demanda por querosene de aviação está fortemente relacionada ao crescimento do PIB, pois afeta diretamente a demanda por viagens - negócios e lazer.

O principal fator por trás do aumento das vendas em 2021 foi a diminuição das restrições à mobilidade impostas pela pandemia de Covid-19, que impactou fortemente o mercado brasileiro. Em abril de 2020, por exemplo, o volume de vendas foi inferior a 10% em relação ao ano anterior.

As vendas de voos domésticos recuperaram gradativamente devido à queda de casos e óbitos causados pela pandemia de Covid-19 no Brasil, principalmente no segundo semestre de 2021. A reabertura das fronteiras internacionais ao país também contribuiu para o aumento dos voos internacionais.

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 demanda por óleo combustível para consumo industrial depende principalmente do crescimento do PIB e da disponibilidade de gás natural (seu principal produto concorrente).

As termelétricas a óleo combustível participam marginalmente do abastecimento de energia do país, entrando em operação apenas quando o nível da água nos reservatórios está muito baixo. Em 2021, o uso industrial de óleo combustível representava cerca de 60% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representava apenas 40%.

Em 2021, o principal fator para o expressivo crescimento das vendas foi o aumento das entregas de óleo combustível para uso em termelétricas. O objetivo foi recuperar reservatórios de água do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, bem como complementar o fornecimento de energia em momentos de baixa geração eólica na Região Nordeste do Brasil.

Nafta



A nafta é um destilado de petróleo leve 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, propeno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos).

A queda nas vendas de nafta em 2021 foi associada principalmente à queda nas entregas para as plantas da Braskem no Rio Grande do Sul e na Bahia, devido aos novos contratos com os petroquímicos vigentes com a Braskem desde dezembro de 2020, onde as quantidades comprometidas foram inferiores às previamente negociado. No polo paulista, onde somos o único fornecedor da Braskem, houve queda nas vendas devido à parada programada da planta para manutenção nos meses de abril e maio.

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

VOLUMES DE VENDAS E EXPORTAÇÕES BRASILEIRAS (mmbbl/d)

	2021	2020	2019
Total de derivados de petróleo	1.806	1.663	1.738
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos	28	8	7
Gás natural	352	292	350
Mercado brasileiro total	2.186	1.963	2.095
Exportações ⁽¹⁾	811	957	735
MERCADO BRASILEIRO TOTAL E EXPORTAÇÕES	2.997	2.920	2.830

(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 com base em sua gravidade API. Tradicionalmente, os petróleos brutos mais leves têm maior valor agregado do que os mais pesados, pois podem gerar produtos de maior valor. Recentemente, no entanto, os brutos pesados mostraram um forte valor de mercado devido à possibilidade de produção de margem elevada quando estes brutos são processados em refinarias de hardware de maior complexidade. Além disso, petróleos com rendimentos e propriedades físicas semelhantes têm maior valor de mercado se tiverem menor teor de enxofre. Diferentes refinarias atribuem valores distintos a um mesmo petróleo bruto, dependendo de sua capacidade de conversão e o valor dos produtos que pretendem produzir para abastecer seus mercados específicos. As refinarias podem processar uma variedade de petróleos brutos, o que traz competição entre diferentes graus.

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

Os derivados de petróleo refinado são commodities e seus preços em diferentes regiões do mercado global são impulsionados pelo equilíbrio local entre oferta e demanda, preços do petróleo bruto e *crack spread*. O *crack spread* se refere à diferença geral de preços entre um barril de petróleo bruto e produtos derivados de petróleo dele refinados. É um tipo de margem bruta de processamento específico do setor. “Crack” é um termo utilizado na indústria do petróleo que representa a capacidade de um petróleo bruto produzir diferentes 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 lucratividade 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 demanda por determinados derivados resultam em mudanças de preços que podem impactar as margens de lucro do barril de petróleo bruto para o refinador.

Como os produtos petrolíferos são comercializados globalmente e podem ser transportados entre mercados, os preços em todo o mundo tendem a flutuar de acordo com as condições locais.

Nossa atual política de preços no Brasil leva em consideração as condições do mercado doméstico e busca alinhar o preço dos derivados com os preços internacionais, evitando a transferência imediata da volatilidade das cotações internacionais e da taxa de câmbio causadas por questões conjunturais. Especificamente, os preços de diesel, gasolina, GLP, querosene de aviação, óleo combustível e outros preços de produtos menores são definidos levando em consideração o preço de paridade de importação internacional, margens para remunerar os riscos inerentes às nossas operações e o nível de participação de mercado.

Em 2021, ajustamos nossos preços de combustível de acordo com a paridade de preços internacionais, uma vez que os preços globais do petróleo mudaram e se estabeleceram em novos níveis.

Diesel e Gasolina

Os preços do diesel e da gasolina no mercado brasileiro são definidos levando-se em consideração o preço de paridade de importação e as margens para remunerar os riscos inerentes à operação.

De acordo com nossa política de preços, reajustes de preços do diesel e da gasolina são realizados sem frequência definida, de acordo com as condições de mercado e análises do ambiente externo, o que nos permite competir com mais eficiência e flexibilidade.

Ao longo de 2021, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em aumentos de preços de 68,2% para a gasolina e 65,1% para o diesel, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2021 com os vigentes em 31 de dezembro de 2020.

GLP

Os preços do GLP no mercado brasileiro são definidos levando em consideração o preço de paridade de importação e as margens para remunerar os riscos inerentes à operação, nos segmentos de GLP residencial e industrial/comercial. De acordo com nossa política de preços, reajustes de preços são

feitos sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análises dos ambientes interno e externo.

Ao longo de 2021, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em aumentos de preços de 47,6% para o GLP, quando comparamos os preços vigentes em 31 de dezembro de 2021 com os vigentes em 31 de dezembro de 2020.

Importações, Exportações e Vendas Internacionais

Nossas importações e exportações de petróleo e derivados são impulsionadas por fatores econômicos que envolvem nosso refino doméstico, os níveis de demanda brasileira e os preços internacionais. A maior parte do petróleo bruto que produzimos no Brasil é classificada como densidade API média. 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 cumprir nossos contratos, a fim de equilibrar qualquer déficit entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado para cada produto.

Em 2021, as exportações líquidas diminuíram 299 bbl/d, atingindo 444 bbl/d. Esta diminuição resultou principalmente da redução das exportações de petróleo bruto e do aumento das importações de diesel.

EXPORTAÇÕES E IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO E DERIVADOS (mmbbl/d)

	2021	2020	2019
Exportações			
Petróleo bruto	575	713	536
Óleo combustível	197	194	133
Outros derivados de petróleo	39	50	66
Total de exportações	811	957	735
Importações			
Petróleo bruto	154	97	168
Diesel	118	18	70
Gasolina	20	10	28
Outros derivados de petróleo	75	89	88
Total de importações	367	214	354

Nossas atividades de comercialização de petróleo bruto, derivados de petróleo e GNL visam atender às nossas demandas internas ou potenciais oportunidades de negócios identificadas por 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, como Houston, Cingapura e Rotterdam, e são compostas por petróleo bruto e comerciantes de produtos, transportadores e operadores de suporte.

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

Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para várias empresas de distribuição no Brasil. Até julho de 2019, tínhamos 71,25% de participação na BR Distribuidora, uma das maiores distribuidoras do país. Como resultado de uma oferta pública secundária (follow-on) encerrada em julho de 2019, passamos a deter uma participação de 37,5% na BR Distribuidora em 31 de dezembro de 2020.

Em julho de 2021, concluímos a venda de toda a nossa participação remanescente na BR Distribuidora, deixando o setor de distribuição no Brasil. Após a venda, a BR Distribuidora mudou sua razão social para Vibra Energia S.A. (“Vibra”).

Mesmo após concretizar a venda de nossa participação acionária na Vibra, continuamos detentores das principais marcas por ela utilizadas, incluindo aquelas que identificam postos, combustíveis, programa de fidelidade, segmentos de aviação e programa de certificação, entre outras.

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, incluindo, mas não se limitando a “Petrobras,” “Petrobras Podium,” “Petrobras Premmia,” “De Olho no Combustível,” “BR Aviation” e “Petrobras Grid.” O contrato de licença de marca foi renegociado em 2019 e alterado em junho de 2021 para incorporar as mudanças necessárias para ambas as empresas. O contrato termina em junho de 2029 e é renovável por um período adicional de 10 anos, mediante acordo entre as partes.

Nos termos deste contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de estações de serviço e aviação, para os quais a Vibra usará exclusivamente as marcas por nós licenciadas. Enquanto isso, durante a vigência do contrato de licença de marca, nos comprometemos a não operar no setor de postos em todo o território brasileiro. A definição de uma “estação de serviço” nos termos deste contrato é qualquer instalação onde produtos e serviços de petróleo e gás e/ou serviços relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não) destinados a alimentar veículos automotores e embarcações são oferecidos à Empresa para o Público consumidor (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

Também participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul, como segue:

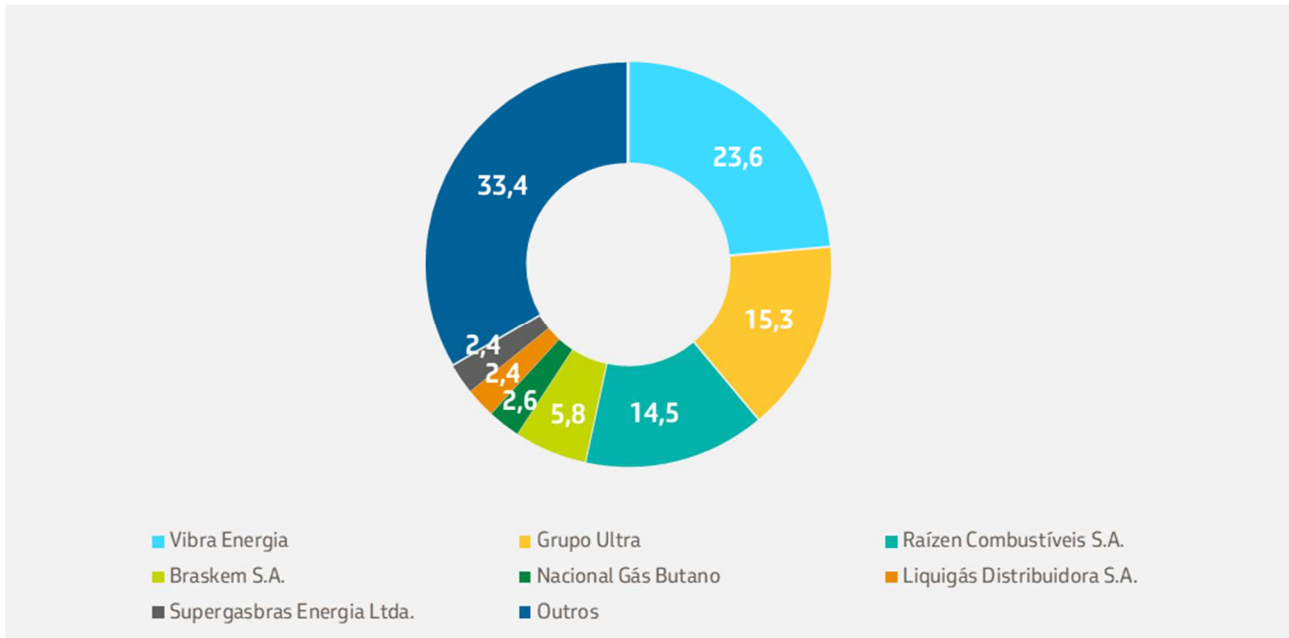
- **Colômbia:** Nossas operações por meio da Petrobras Colombia Combustibles S.A. (PECOCO) incluem 125 postos de serviço e uma fábrica de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m³/ano. Em junho de 2020, anunciamos a fase vinculante do processo de desinvestimento da PECOCO;
- **Uruguai:** Até fevereiro de 2021, nossas operações incluíam 88 postos de atendimento. Em fevereiro de 2021, vendemos nossa participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA) e encerramos as operações de distribuição neste país.
- **Chile:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca no país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, uma empresa que atua como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustíveis;
- **Paraguai:** Após a venda de nossas operações de distribuição no Paraguai, concluída em março de 2019, celebramos um contrato de licenciamento de marca no Paraguai. Nossas operações foram vendidas para a Paraguay Energy, uma subsidiária do Grupo Copetrol. O contrato de venda também incluiu o licenciamento do uso exclusivo de nossas marcas pela Nextar (sucessora da Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL) em postos no Paraguai, pelo prazo inicial de cinco anos.

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

Cientes e Concorrentes

Interagimos com cerca de 470 clientes no Brasil, no que diz respeito aos derivados líquidos, sete dos quais respondem por 67% do volume total comercializado.

CLIENTES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LÍQUIDOS (% vol)



A comercialização de derivados de petróleo para as distribuidoras é realizada por meio de contratos firmados de acordo com a regulamentação da ANP.

Oferecemos uma plataforma comercial virtual, denominada *Canal Cliente*, para empresas do mercado brasileiro. A plataforma funciona 24 horas por dia, sete dias por semana. Por meio dessa plataforma online, os clientes podem fazer pedidos de produtos, agendar saques e acompanhar todo o processo do negócio até a fase de pagamento.

De acordo com informações fornecidas pela ANP, temos uma participação dominante no mercado brasileiro de refino. Possuímos e operamos 12 refinarias no Brasil e uma unidade de industrialização de xisto ("SIX"). A SIX é apresentada na seção Industrialização de Xisto deste relatório anual.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE que consolida o entendimento entre as partes sobre a efetivação do desinvestimento de ativos de refino e SIX no Brasil.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE e sobre nossos desinvestimentos em ativos de refino, vide "Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais" e "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Com relação à comercialização de derivados de petróleo no mercado brasileiro, enfrentamos concorrência de importadores, formuladores, outros produtores nacionais e unidades petroquímicas. Em 2021, nossa participação nos mercados de diesel e gasolina aumentou em relação ao ano anterior, principalmente devido a ações comerciais.

Outras Atividades

Petroquímicos

Atuamos no setor petroquímico por meio das seguintes empresas:

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS PETROQUÍMICAS NO BRASIL E SEUS PRINCIPAIS PRODUTOS

Empresa/produtos principais	Local	Capacidade nominal (mmt/y)	Nossa participação	Outra participação
Braskem				
Etileno	Brasil	5,00		Novonor (38,32%)
Polietileno	Brasil	3,06		Outros (25,53%)
Polipropileno	México	1,05	36,15%	
	Brasil	1,85		
	EUA	2,02		
	Alemanha	0,63		
DETEN Química S.A.				
LAB ⁽¹⁾	Brasil	0,22	27,88%	Petresa (69,78%); Outros (2,34%)
LABSA ⁽¹⁾		0,12		
METANOR S.A./COPENOR S.A.⁽²⁾				
Formaldeído	Brasil	0,09	34,34%	Dexxos Participações (45,47%); Outros (19,99%)
Hexamina		0,01		
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.				
Catalisadores	Brasil	0,04	50,00%	Albemarle (50,00%)
Aditivos		0,01		
PETROCOQUE S.A.				
Coque de petróleo calcinado	Brasil	0,55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Matéria-prima para produção de detergentes biodegradáveis.

(2) A Copenor S.A. é uma subsidiária da Metanor S.A.

Em setembro de 2021, anunciamos a fase vinculante da Deten Química S.A. Para mais informações vide "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Em dezembro de 2021, aprovamos o modelo de venda de até 100% de nossas ações preferenciais da Braskem S.A. (Braskem), por meio de oferta(s) pública(s) secundária(s) de ações (follow-on), em conjunto com Novonor S.A. - Em Recuperação Judicial e NSP Investimentos S.A. - Em Recuperação Judicial (ambos denominados Novonor).

Em janeiro de 2022, decidimos com a Novonor o cancelamento da oferta pública de distribuição secundária de ações, devido à instabilidade das condições do mercado de capitais, onde os níveis de demanda e preço não eram adequados para o prosseguimento da transação.

Industrialização de Xisto

Operamos o processamento de xisto por meio de nossa unidade de industrialização de xisto (“SIX”), uma unidade operacional com capacidade instalada de 5.880 t/d, localizada em São Mateus do Sul, Brasil. Desenvolvemos uma tecnologia que cobre todas as etapas do processo de fabricação. Os produtos obtidos do processamento do xisto são óleo combustível, nafta, gás combustível, gás liquefeito e enxofre.

Em linha com nossa política de gestão de riscos associada à gestão de contingências e com a estratégia de geração de valor por meio da negociação de valores em disputa, nós e a ANP chegamos a um acordo no final de 2021 para encerrar todos os processos judiciais e administrativos relacionados à cobrança de royalties e multas administrativas decorrentes da mineração de xisto betuminoso realizada por nós na SIX. A assinatura do contrato definitivo com a ANP está sujeita a aprovações regulatórias após audiência pública a ser realizada pela ANP. Esperamos assinar este acordo até maio de 2022.

O contrato abrange tanto a conclusão de disputas administrativas e judiciais quanto a celebração de um contrato de concessão, visando regular a outorga de exploração de xisto e direitos minerários concedidos a nós.

No contrato, a ANP se compromete a adotar uma alíquota de royalties de 5% a partir da vigência do contrato de concessão (por 27 anos, renovável por mais 27 anos) e a não mais exigir de nós quaisquer royalties relativos à SIX, bem como quaisquer multas e/ou penalidades e/ou acréscimos de atraso no pagamento anteriores à assinatura do contrato

Nos termos do acordo, a partir de dezembro de 2021 nos comprometemos a pagar US\$ 103 milhões representando um desconto de 48% em relação ao valor total em disputa.

Na condução de nossa operação, trabalhamos na recuperação de áreas mineradas por meio de um programa ambiental que consiste no reflorestamento com espécies nativas e na devolução da fauna para áreas reabilitadas.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em 2019 assinamos um compromisso com o CADE que consolidou nosso entendimento sobre a realização de desinvestimentos de ativos de refino no Brasil e iniciamos os processos de desinvestimento de sete unidades de refino (REMAN, LUBNOR, RNEST, RLAM, REGAP, REPAR e REFAP) e SIX.

Em novembro de 2021, assinamos um acordo com a Forbes & Manhattan Resources Inc. para a venda da SIX. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como aprovação pelo CADE e pela ANP. Até que as condições precedentes sejam atendidas e a operação seja fechada, manteremos a operação normal da unidade.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE sobre nossos desinvestimentos em ativos de refino, vide “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Para mais informações sobre o progresso de nossos desinvestimentos, vide “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Biocombustíveis

BioRefino 2030

Em 2020, lançamos o Programa BioRefino 2030, que visa transformar nossos processos de refino em uma indústria mais sustentável, alinhada a uma economia de baixo carbono. Em 2021, aceleramos nossos projetos de geração de novos combustíveis modernos e sustentáveis, como diesel renovável e biojet.

O diesel com conteúdo renovável é um biocombustível avançado, produzido a partir do coprocessamento de diesel convencional com petróleos vegetais usando nossa tecnologia proprietária HBIO™. A parte renovável do combustível resultante (Petróleo Vegetal Hidrotratado – ou “HVO”) apresenta a mesma estrutura do diesel convencional e, segundo relatórios da Associação dos Produtores de Biodiesel, reduz em 70% a emissão de gases de efeito estufa em relação ao 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 do veículo e reduzindo os custos de transporte. A autorização para comercialização desse biocombustível no Brasil dependerá de nova regulamentação a ser editada pela ANP.

O BioQAv (também conhecido como Synthetic Aviation fuel ou BioJet fuel) será usado mundialmente para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de aviação. Isso foi determinado pela Organização da Aviação Civil Internacional e será obrigatório no Brasil em 2027. O processo de produção do BioQAv, através da hidrogenação, utiliza as mesmas matérias-primas necessárias para a produção do HVO, que também é produzido como coproduto deste processo.

Também atuamos na produção de biodiesel por meio de nossa subsidiária integral PBIO, que administra nossas atividades de produção, logística e comercialização desses produtos.

O Brasil é líder global no uso e produção de biocombustíveis. O teor de etanol anidro exigido para a gasolina vendida no Brasil é de 27%.

Historicamente, o Brasil é um grande produtor de etanol e açúcar e algumas empresas que atuam nesse mercado chegam a vender o excedente de eletricidade gerado a partir da queima do bagaço da cana.

Existe uma mistura obrigatória de biodiesel em todo o diesel comercializado no Brasil. Em 2021, o CNPE fixou uma mistura de 13% a partir de março de 2021, com aumentos programados graduais de 1% ao ano, até atingir os 15% obrigatórios em 2023. No entanto, em novembro de 2021 o CNPE publicou a Resolução nº 25, que alterou o percentual anterior de blend ao estabelecer um blend obrigatório de 10% para 2022.

A PBIO possui e opera três usinas de biodiesel. No entanto, a usina de biodiesel de Quixadá está em estado de hibernação desde novembro de 2016. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas plantas em operação é de 8,63 mbbbl/d. Em 2021, atendemos 4% da demanda brasileira de biodiesel, de acordo com a ANP.

A PBIO tinha uma participação de 50% na BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. (“BSBios”), que possui duas usinas de biodiesel. Em fevereiro de 2021, anunciamos a venda da totalidade da participação da PBIO na BSBios para a RP Participações em Biocombustíveis S.A. (“RPBio”), que detinha os 50% restantes da BSBios.

⊕ Principais Ativos

	2021	2020	2019
Biocombustíveis			
Unidades de produção de biodiesel - PBIO	3	3	3
Capacidade de produção de biodiesel (mbl/d) - PBIO	10,5	10,5 ⁽²⁾	10,0 ⁽²⁾
Unidades de produção de biodiesel - BSBios	N/A ⁽¹⁾	2	2
Capacidade de produção de biodiesel (mbl/d) - BSBios	N/A ⁽¹⁾	14,3 ⁽³⁾	12,1 ⁽³⁾

(1) Em fevereiro de 2021, foi concluída a venda da totalidade da participação da PBIO na BSBios para a RPBio.

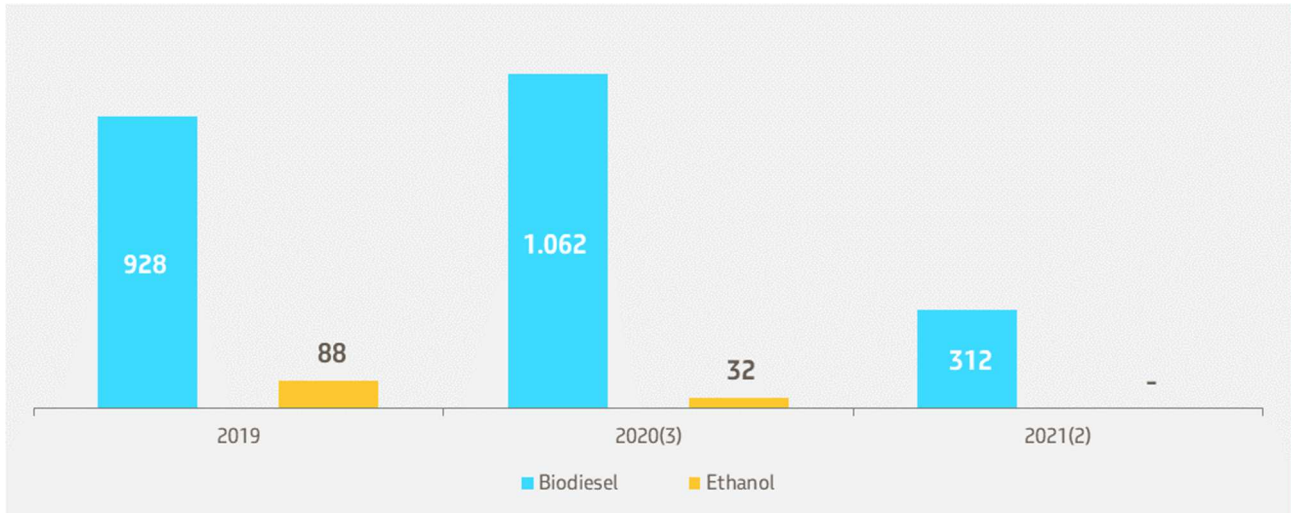
(2) Inclui a capacidade da usina de biodiesel de Quixadá, que está em estado de hibernação desde novembro de 2016.

(3) Inclui a capacidade total de produção em duas plantas nas quais temos 50% de participação por meio da BSBios Sul Brasil.

Com relação aos desinvestimentos, em julho de 2020 anunciamos a venda da totalidade da participação da PBIO na Bambuí Bioenergia S.A. ("Bambuí"). Essa participação representava 8,40% das ações da Bambuí, e foi vendida para a Turdus Participações S.A. ("Turdus"), que detinha os 91,60% restantes do capital da empresa. Antes do desinvestimento, Turdus e Bambuí iniciaram um processo de arbitragem contra a PBIO; posteriormente, nós substituímos a PBIO como parte ré no processo de arbitragem, que ainda está em andamento. Além disso, estamos em processo de alienação de nossa participação na PBIO. Em setembro de 2020, anunciamos o início da fase vinculante da venda de todas as nossas ações nesta subsidiária integral.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, vide "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

De acordo com nosso Plano Estratégico, decidimos sair do mercado de produção de biodiesel e etanol. Mesmo assim, estamos trabalhando para produzir diesel renovável e BioQav, em resposta às políticas de sustentabilidade da matriz energética brasileira.

PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS⁽¹⁾ (milhares m³)


- (1) Inclui 100% do volume de nossas investidas pelo método de equivalência patrimonial (produção líquida de PBIO em biodiesel, considerando a participação de PBIO na investida, foi de 67,4% em 2019, 64,5% em 2020 e 75,4% em 2021; produção líquida de PBIO em etanol foi de 8,4% do total)
- (2) O valor da produção de biodiesel para 2021 é atualizado em 9 de fevereiro de 2020, data em que vendemos nossa participação na BSBios
- (3) Os números de produção de etanol de 2020 são de 10 de julho de 2020, data em que vendemos nossa participação na Bambuí, nossa investida neste segmento

Gás e Energia

Visão geral

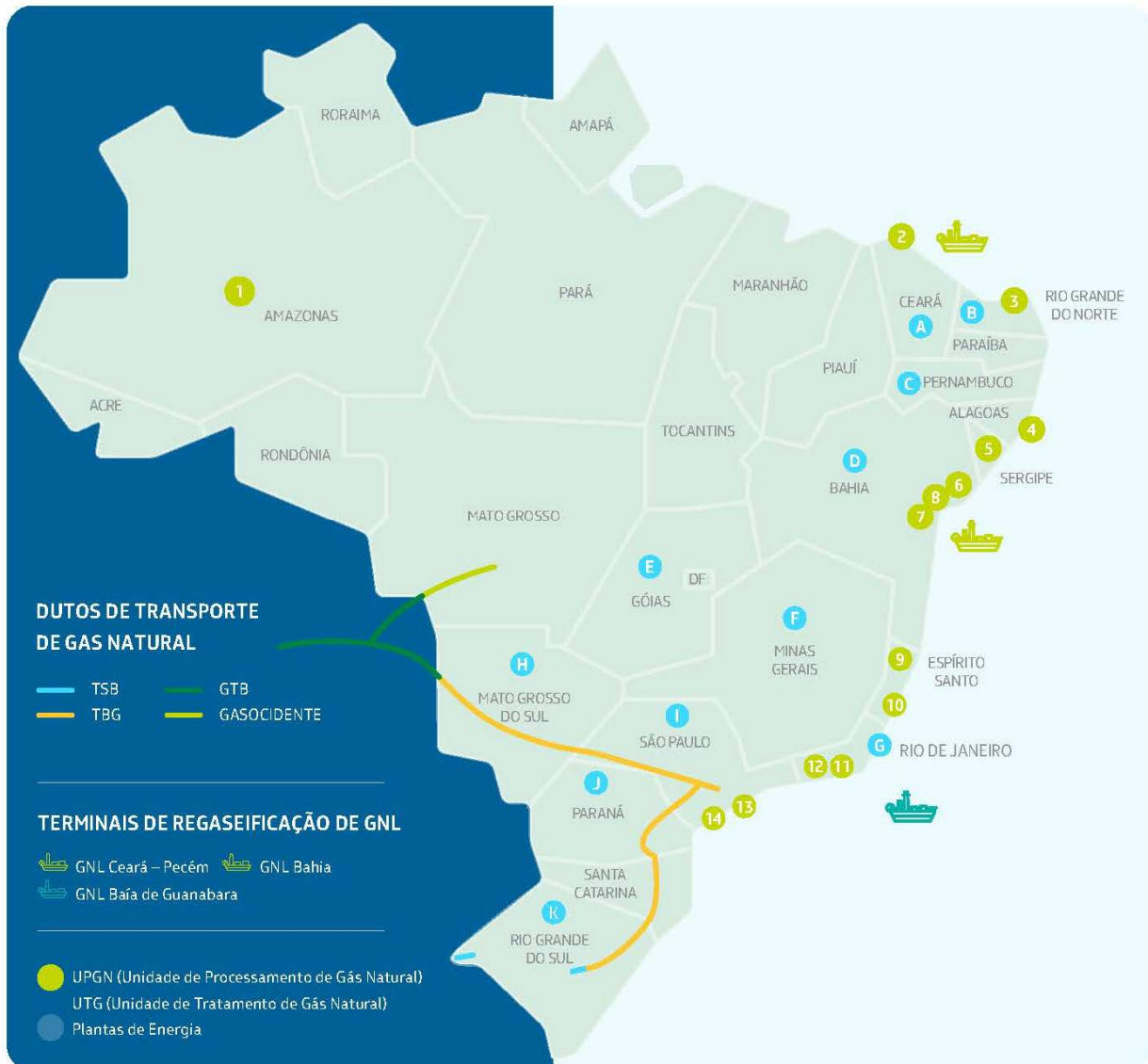
Processamos o gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas unidades de processamento de gás natural (“UPGNs”) que têm capacidade para tratar 103,6 milhões de m³/d de gás natural no Brasil. Comercializamos esse gás natural, juntamente com o gás importado da Bolívia e o GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termelétricas.

Também atuamos na geração e comercialização de energia elétrica por meio de usinas termelétricas movidas a gás natural, diesel e óleo combustível.

+ Principais Ativos

	2021	2020	2019
Gás natural			
Gasodutos no Brasil (km)	2.643 ⁽²⁾	4.686 ⁽¹⁾	9.190
Unidades de Processamento	22	22	22
Brasil	19	19	19
Bolívia	3	3	3
Capacidade de processamento (milhões de m ³ /dia)	149	149	149
Brasil	105	105	105
Bolívia	44	44	44
Terminais de regaseificação	3	3	3
Capacidade de regaseificação (milhões de m ³ /dia)	47	47	47
Energia			
Número de usinas termelétricas	15 ⁽³⁾	20	20
Capacidade instalada (mil MW)	5,4	6,1	6,1

- (1) Em julho de 2020, celebramos um contrato de compra e venda de ações para nossa participação remanescente de 10% na TAG, que possui 4.504 km de dutos.
- (2) Em abril de 2021, concluímos a venda de nossa participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), que possui 2.043 km de dutos.
- (3) Em novembro de 2021, concluímos a venda de nossa participação na Breitener Energética S.A, que possui duas usinas termelétricas: Jaraqui e Tambaqui. Em dezembro de 2021, concluímos a venda de três usinas termelétricas: Bahia 1, Muricy e Arembepe.



- | | |
|-----------------------------|--------------------------|
| 1 UPGN Urucu (4 unidades) | 8 EVF Manati |
| 2 UPGN Lubnor | 9 UTGC (Cacimbas) |
| 3 UPGN Guamaré (3 unidades) | 10 UTGSUL (Sul Capixaba) |
| 4 UPGN Pilar | 11 UTGCAB (Cabiúnas) |
| 5 UPGN Atalaia | 12 UPGN REDUC |
| 6 UPGN Catu | 13 UTGCA (Caraguatatuba) |
| 7 UPGN Candeias | 14 UPGN RPBC |

- | | |
|--|---|
| A TERMOCEARÁ | G BAIAXADA FLUMINENSE
SEROPÉDICA
TERMORIO
TERMOMACAÉ |
| B VALE DO AÇU
PARQUE EÓLICO GUAMARÉ | H TRÊS LAGOAS |
| C SUAPE II
TERMOCABO | I CUBATÃO
NOVA PIRATININGA
PIRATININGA |
| D TERMOBAHIA
TERMOCAMAÇARI | J ARAUCÁRIA |
| E GOIÂNIA II | K CANOAS |
| F IBIRITÉ
JUIZ DE FORA | |



Gás natural

Nosso segmento de Gás e Energia compreende o processamento, transporte e distribuição de gás, regaseificação de GNL (estados do Ceará, da Bahia e do Rio de Janeiro), geração de energia a gás, a óleo diesel e bicombustível.

A estratégia do segmento de gás e energia é:

- Atuar de forma competitiva na comercialização do seu próprio gás e retirar-se totalmente da distribuição e transporte de gás.
- Otimizar o portfólio termelétrico com foco no autoconsumo e comercialização do gás próprio.

Processamento de Gás Natural

O gás natural de nossas atividades de exploração e produção precisa ser processado em unidades de processamento para ser transformado em produtos comercializáveis. Esses produtos servem como combustível e matéria-prima para diversos usos, como veicular, industrial e residencial, bem como na indústria de fertilizantes e geração de energia termelétrica.

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

Em janeiro de 2022, aprovamos a venda de nossa participação no Polo Potiguar, que inclui, entre seus ativos, a AIG (Antiga RPCC). Até que as condições precedentes sejam cumpridas e a transação seja concluída, continuaremos a operar os ativos.

A atual capacidade de processamento e produção de nossas UPGNs no Brasil é:

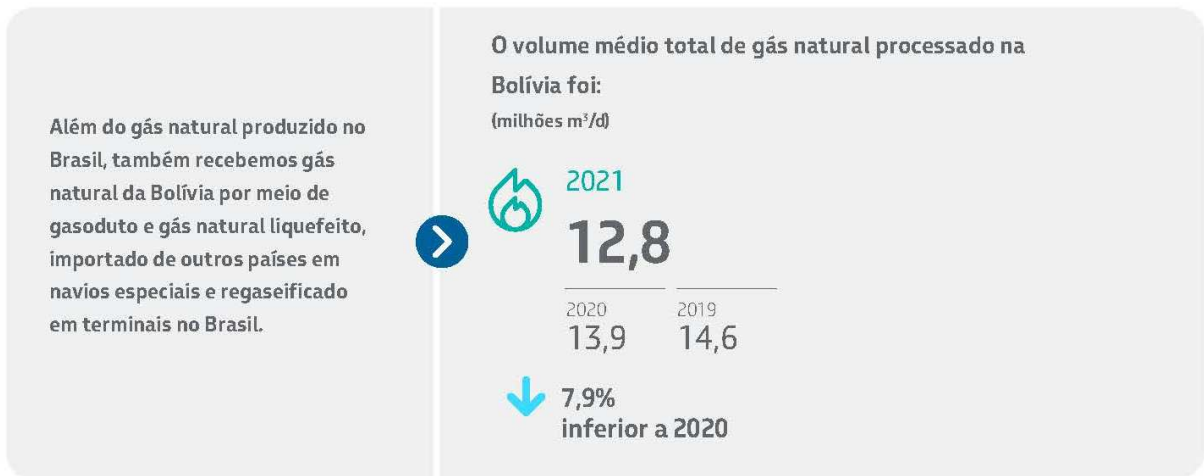
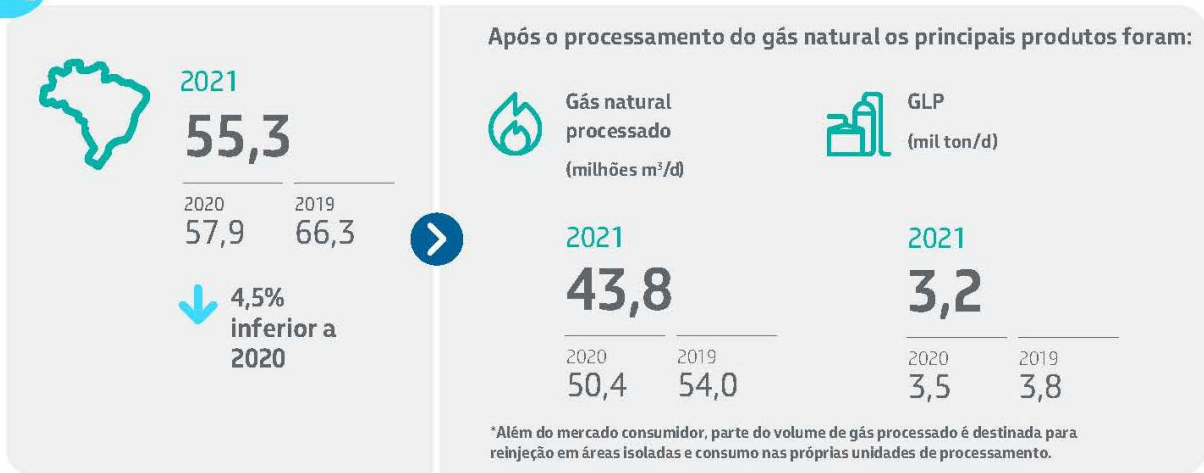
CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E PRODUÇÃO DE NOSSAS UPGNs NO BRASIL

Local	Número de unidades	Capacidade de processamento de 2021 (milhões de m³/d)	2021			2020			2019			
			Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	Gás natural não processado	Gás natural processado	GLP	
			(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)	(milhões de m³/d)	(milhões de m³/d)	(milhares de t/d)	
UTGCAB	Rio de Janeiro	1	24,6	21,65	15,55	0,86	22,58	17,54	0,98	23,37	17,35	0,71
UTGCA	São Paulo	1	20,0	11,17	10,64	0,72	12,43	11,84	0,62	14,68	14,03	0,70
UTGC	Espírito Santo	1	18,1	3,29	2,97	0,44	3,98	3,50	0,59	4,89	4,36	0,82
UTGSUL	Espírito Santo	1	2,5	0,31	0,26	-	0,48	0,46	-	0,58	0,57	-
REDUC	Rio de Janeiro	1	2,2	1,19	0,90	0,02	1,05	0,93	0,05	1,46	1,02	0,06
RPBC	São Paulo	1	2,2	-	-	-	0,08	-	-	0,46	0,43	-
LUBNOR	Ceará	1	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
URUCU	Amazonas	4	12,20	11,85	11,09	1,00	11,61	10,81	1,08	12,10	11,56	1,21
GUAMARÉ	Rio Grande do Norte	3	5,70	0,53	0,47	0,09	0,69	0,63	0,1	1,36	1,25	0,15
PILAR	Alagoas	1	1,80	1,03	0,98	0,05	1,24	1,20	0,07	1,24	1,19	0,07
ATALAIA	Sergipe	1	3,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,20	0,02	0,78	0,73	0,06
CATU	Bahia	1	2,00	1,16	0,95	0,00	1,22	1,06	-	1,57	1,45	-
CANDEIAS	Bahia	1	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EVF MANATI	Bahia	1	6,00	3,12	-	-	2,32	2,20	-	3,54	-	-
TOTAL		19	103,55	55,30	43,81	3,18	57,89	50,37	3,51	66,33	53,95	3,78

(1) O projeto da unidade UTGC foi estimado em uma riqueza de gás de aproximadamente 14%. No entanto, na verdade apresentou uma riqueza aproximada de 8,5%. Assim, surgiu a oportunidade de aumentar a capacidade nominal da planta sem impactar o processo, pois a riqueza real era menor que a projetada.



Volume total médio de gás natural processado em nossas unidades (milhões m³/d)



Logística

Utilizamos um sistema de dutos para transportar o gás natural das unidades de processamento, terminais de regaseificação e da fronteira com a Bolívia até as distribuidoras locais, bem como para o consumo interno de nossas unidades. O Brasil tem um sistema integrado de gasodutos centrado em duas redes principais de gasodutos interligados, um gasoduto de conexão com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil (todos juntos medindo mais de 9.190 km).

NOSSA PARTICIPAÇÃO EM EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

Empresa	Extensão do gasoduto (km)	Nossa participação	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 and Power Brazil (25%)
TOTAL	2.643	—	—

Em 2021, concluímos a venda de nossa participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, vide "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Além disso, fora do Brasil, detemos uma participação de 11% na Gás Transboliviano S.A. ("GTB"), que é responsável pelo lado boliviano do gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.

Gás do Pré-Sal



ROTA 1 E GASMEX Extensão 359 Km Capacidade ROTA 1 10 MM m³/d Capacidade GASMEX 20 MM m³/d	ROTA 2 Extensão 401 Km Capacidade 16 MM m³/d	ROTA 3 Extensão 355 Km Capacidade 18 MM m³/d (em construção)
--	--	---

UNIDADES E PRINCIPAIS CAMPOS

1 CIDADE DE ILHABELA SAPINHOÁ 2 CIDADE DE SÃO PAULO SAPINHOÁ 3 CIDADE DE ANGRA DOS REIS UPI	4 P-66 UPI 5 FPSO CIDADE DE SAQUAREMA UPI 6 FPSO CIDADE DE MARIÇÁ UPI 7 FPSO CIDADE DE PARATY UPI 8 FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ UPI 9 FPSO CIDADE DE MANGARATIBA UPI 10 P-74 3ÓZIOS 11 P-69 UPI 12 P-76 3ÓZIOS
---	---

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 oleodutos submarinos (rotas) integrados às unidades de processamento, que buscam otimizar o aproveitamento do natural gás.

Investimos nas seguintes rotas de fluxo:

ROTA 1 E GASMEX: O gasoduto de 359 km consiste em dois trechos: Rota 1, que é o trecho que conecta a Plataforma de Tupi à Plataforma de Mexilhão, com capacidade de escoamento de até 10 milhões de m³/d, e GASMEX, que é o trecho que liga a plataforma de Mexilhão à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (“UTGCA”), na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade para escoar até 20 milhões de m³/d de gás produzido no pré-sal da Bacia de Santos. Nós possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes.

ROTA 2: O mineroduto de 401 km liga o pré-sal da Bacia de Santos ao ativo de processamento da Unidade de Tratamento de Gás e Cabiúnas (“UTGCAB”), na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Tinha uma capacidade inicial de escoamento de até 13 milhões de m³/d, depois aumentou

para 16 milhões de m³/d. Em julho de 2019, a ANP autorizou o mineroduto a operar com 20 milhões de m³/d. Nós possuímos 65% da Rota 2 Tupi-Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal possui os 10% restantes. Nós possuímos 55% da Rota 2 Cernambi-TECAB, a Shell possui 25%, Petrogal possui 10% e Repsol possui os 10% restantes.

ROTA 3: O gasoduto de 355 km conectará o pré-sal à planta de processamento de gás natural localizada em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, para o escoamento de até 18 milhões de m³/d. Trezentos e sete km do gasoduto serão offshore e 48 km, onshore. A planta de processamento de gás natural terá duas unidades com capacidade total de processamento de 21 milhões de m³/d de gás natural, o que aumentará a oferta de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) ao mercado. A construção da Rota 3 está prevista para começar em 2022. Somos proprietários de 100% da Rota 3.

As unidades recém-instaladas e futuras do pré-sal da Bacia de Santos serão progressivamente conectadas à Rota 2 (P-68) e à Rota 3 assim que entrar em operação (P-67, P-75, P-77, P-70, FPSO Carioca e FPSO Almirante Barroso). Todos os projetos poderão fluir por qualquer uma das três rotas de fluxo, uma vez que o sistema esteja totalmente implementado.

Marketing e Vendas

O volume total de gás natural que entregamos em 2021 foi de 84,5 mmm³/d. O volume de nosso consumo de gás natural por clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, comerciais e de varejo em 2021 foi de 71,9 mmm³/d, representando um aumento de aproximadamente 31,4% em relação a 2020. Este aumento deve-se principalmente a uma relativa recuperação econômica em 2021, devido à diminuição dos casos de Covid-19 e ao aumento da demanda por geração termelétrica a gás, devido aos baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos (ano de 2021 com a pior estação seca em 90 anos). Em 2021, o consumo de gás natural por nossas refinarias foi de 12,6 mmm³/d, representando um pequeno decréscimo em relação a 2020.

Abaixo apresentamos nossas fontes e consumo em 2021:

Fontes*

OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL

43,1

(milhões m³/d)

originados da produção brasileira

19,7

(milhões m³/d)

importados da Bolívia

22,6

(milhões m³/d)

importações de GNL sujeitas à regaseificação nos terminais de GNL de Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Bahia (BA)

Consumo

FORNECEMOS (milhões m³/d)

A média de

84,5

gás natural

12,6

para o consumo interno de nossas unidades

71,9

ao mercado

1,0

foi consumido pelas transportadoras de gás natural contratadas por nós para a prestação do serviço de transporte

VENDEMOS

Através de

34

contratos com

19

empresas de distribuição

tanto para o segmento termelétrico, quanto para o segmento não térmico, incluindo unidades de cogeração. Além disso, atendemos dois consumidores livres.

VOLUME TOTAL ENTREGUE (milhões m³/d)

Entregamos

31,7

para o mercado termelétrico (inclui nossas unidades e unidades de terceiros)

12,6

às unidades de refino e fabricantes de fertilizantes

40,1

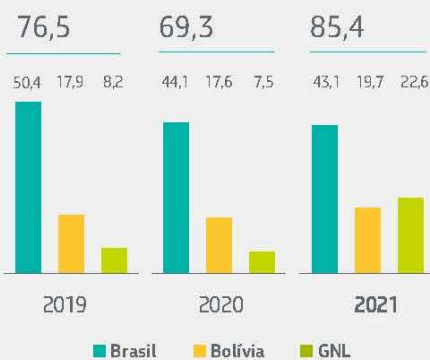
aos distribuidores de gás para o abastecimento do mercado não termelétrico

1,0

para os transportadores de gás natural



Oferta de Gás Natural (milhões m³/d)



Demanda de gás natural (milhões m³/d)



*Aparentes diferenças na soma dos números devem-se a arredondamentos.

Abrindo o mercado de gás

Em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE, que consolida os entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Este acordo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outras questões, aumenta a flexibilidade para terceiros terem acesso às nossas plantas de processamento e liberação de capacidade em certos contratos de transporte de gás dos quais fazemos parte. O objetivo do acordo é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural incentivando a entrada de novos agentes neste mercado, bem como suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo

tribunal do CADE para apuração de nosso negócio de gás natural. O infográfico abaixo mostra todas as iniciativas implementadas em 2021 e aquelas ainda em andamento em 2022.

ABERTURA DO MERCADO DE GÁS

Cumprimento integral dos compromissos firmados com o CADE, antecipando os prazos inicialmente acordados

Ações Concluídas em 2021

- ABR/21** ● Desinvestimento de nossa participação acionária de 10% na NTS (*Closing*)
- JUL/21** ● Desinvestimento de nossa participação acionária de 51% na GASPETRO (*Signing*).
- SET/21** ● Arrendamento do Terminal de Regaseificação na Bahia (TR-BA)
- Publicação de um site externo para divulgação de informação sobre o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento de gás natural.

- NOV/21** ● Assinatura do contrato de processamento e acesso de Guamaré, permitindo que o sistema de escoamento de gás natural de Guamaré possa ser acessado por terceiros.
- DEZ/21** ● Acordo de redução de flexibilidade da Petrobras assinado com a TAG.
- Assinatura de Acordo e Aditamentos ao GTA Malha NE, GTA Pilar Ipojuca e GTA Gasene com o objetivo de reduzir a flexibilidade contratada¹ pela Petrobras nesses contratos e permitir que a TAG ofereça a capacidade remanescente do gasoduto para outras empresas. Como resultado, a TAG firmou contratos de entrada e saída com 9 empresas no valor total de 11.256 milhões de m³/dia.

Ações em Andamento em 2022



Negociações com o NTS sobre a redução da flexibilidade contratada pela Petrobras nos GTAs para refletir a indicação das capacidades do sistema de Entrada/Saída².



Negociação de acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás.



Negociação de acesso de terceiros às estações de tratamento de gás, para permitir que parte das instalações de processamento e retirada de gás natural possam ser acessadas por outros players do mercado.

¹)A flexibilidade contratada é a capacidade adicional de retirada e processamento não utilizada pela Petrobras que pode ser tomada por terceiros.

²)Como parte dos compromissos assumidos com o CADE, com o objetivo de ampliar a abertura de mercado, a Petrobras deixa de ser o embarcador exclusivo, passando a indicar as necessidades de injeção e retirada de gás natural em diferentes locais, permitindo que as transportadoras ofereçam a outros embarcadores o acesso a a capacidade restante do gasoduto.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE, vide “Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais” e “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Adicionalmente, em 2020, iniciamos o Programa GAS+, que visa aumentar nossa competitividade no segmento de gás natural dentro das atuais condições de abertura de mercado do Brasil. Este programa inclui o lançamento de novos produtos comerciais, novas formas de relacionamento com clientes, novas ferramentas (como contratos digitais e vendas por meio de plataformas automatizadas) e novos modelos de negócios (como acesso negociado à infraestrutura de escoamento e processamento de gás em nossa Unidades de Tratamento), bem como direcionar o portfólio para ativos de alta performance.

O Programa Gás + inclui iniciativas que visam aumentar a eficiência e rentabilidade do nosso segmento de Gás e Energia, contribuindo para o nosso alto desempenho em um mercado competitivo, e prevê a incorporação de iniciativas de transformação digital, utilizando os avanços tecnológicos como importante recurso para melhorar desempenho em todos os processos, seja a nível industrial ou empresarial.

Ao longo de 2021, foram implementadas diversas iniciativas do Programa GAS+. O desenvolvimento dessas iniciativas é monitorado periodicamente, em diferentes níveis de gestão, seguindo a estrutura de gestão de projetos estabelecida. As principais realizações do período referenciado são destacadas abaixo.

Associado à frente de relacionamento com o mercado:

- Desenho de uma estrutura de acesso negociado à nossa infraestrutura de processamento de gás.
- Desenvolvimento de novos produtos comerciais para clientes de gás natural, produtos de balanceamento de rede, oferta de produtos flexíveis e de curto prazo.
- Prospecção de fornecimento de GNL para leilão de energia A-4 / A-5.

Associado à transformação digital de ativos e frente de negócios:

- Avanço na implantação do novo CRM - *Customer Relationship Management* (Projeto Evoluir).
- Implantação de ferramentas digitais para suporte operacional como sistema de gestão de alarmes (BR *Alarm*) e assistentes pessoais digitais – PDAs (“Conf Online”) em 13 ativos.

Associado à frente de ativos de alta performance:

- Licenciamento do terminal de regaseificação de GNL Baía de Guanabara para operação em 30 mmm³/d.
- Conclusão da atualização técnica da turbina a gás da Usina Termobahia.
- Andamento dos projetos de *retrofit* na unidade de tratamento de gases de Cabiúnas.

Contratos de venda de gás natural e compra de gás de longo prazo e compromissos de transporte

Vendemos nosso gás principalmente para empresas locais de distribuição de gás e usinas movidas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento de médio prazo padrão take-or-pay. Isso representa 64% dos volumes de demanda total. As fórmulas de preço sob esses contratos estão alinhadas principalmente com os preços do petróleo Brent e do dólar americano. Eles foram negociados sob a nova lei do gás.

Ao longo de 2021, firmamos novos compromissos de fornecimento de gás natural, totalizando um compromisso para 2022 em torno de 26,4 milhões de m³/dia com distribuidoras locais e 3,1 milhões de m³/dia com Consumidores Livres.

Quando iniciamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (“GASBOL”) em 1996, celebramos um Contrato de Fornecimento de Gás de longo prazo (“GSA”), com a estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”), para comprar determinados volumes mínimos de gás natural a preços vinculados ao preço global do óleo combustível. O fornecimento de gás sob o GSA começou em 1º de julho de 1999.

O GSA terminará com a entrega à YPFB de toda a quantidade contratada. Considerando o saldo contratual em 31 de dezembro de 2021, e dependendo do nível de gás retirado, estimamos que o GSA terminará entre maio de 2024 e abril de 2025. As análises para esta estimativa consideraram a retirada máxima da quantidade contratada (20 milhões de m³/dia) e a obrigação mínima de compra (14 milhões de m³/dia).

Em outubro de 2021, nós e a YPFB celebramos o Aditivo nº 09 ao GSA, que previa a inclusão provisória por nós, até o final de 2021, de um segundo ponto de entrega para fornecimento de gás natural à Usina Termoelétrica de Cuiabá, no Mato Grosso Estado.

A tabela abaixo mostra esses compromissos contratuais nos termos dos acordos acima para o período de cinco anos de 2022 a 2026.

COMPROMISSOS FUTUROS SOB CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL (milhões m³/d)

	2022	2023	2024	2025	2026
Para clientes não térmicos:					
Partes relacionadas ^{(1) (2) (3)}	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Terceiros ^{(2) (3)}	29,53	26,09	7,64	6,99	0
Para usinas movidas a gás:					
Partes relacionadas ^{(1) (2) (3)}	9,89	8,00	8,20	6,46	7,25
Terceiros ^{(2) (3)}	7,95	5,82	5,69	5,61	5,60
Total^{(1) (2) (3)}	47,36	39,91	21,53	19,05	12,85
Valores estimados a serem faturados (US\$ bilhões) ⁽³⁾⁽⁴⁾	6,72	5,68	2,50	1,95	1,27
Compromissos de Compra					
Compromissos de compra para YPFB					
Obrigações de volume (mmm ³ /d) ⁽⁵⁾	14,00	14,00	14,00	14,00	0
Obrigações de volume (mmcf/d) ⁽⁵⁾	494,41	494,41	494,41	494,41	0
Projeção do petróleo bruto Brent (US\$) ⁽⁶⁾	77,43	79,49	60,00	55,00	0
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁷⁾	1.098,96	1.124,79	883,31	232,58	0
Compromissos de Transporte					
Contrato ship-or-pay com GTB					
Compromisso de volume (mmm ³ /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) ⁽⁸⁾	0,40	0,40	0,40	0,40	0,48
Contrato de envio ou pagamento com a TBG ⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾					
Compromisso de volume (mmm ³ /d) ⁽⁹⁾	11,20	11,20	11,20	11,20	11,20
Compromisso de volume (mmcf/d)	395,53	395,53	395,53	395,53	395,53
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	5,89	5,95	5,97	5,95	6,74
Contrato ship-or-pay com NTS ⁽¹⁰⁾					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	158,21	158,21	158,21	158,21	114,40
Compromisso de volume (mmcf/d)	5.586,96	5.586,96	5.586,96	5.586,96	4.040,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾	1.329,62	1.364,75	1.394,80	1.390,99	1024,76
Contrato ship-or-pay com TAG ⁽¹⁰⁾					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	74,28	73,58	73,58	73,58	52,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	2.623	2.598,4	2.598,4	2.598,4	1.836,19
Pagamentos estimados (US\$ milhões) ⁽⁸⁾⁽¹²⁾	1.587,16	1.630,2	1.666,11	1.661,56	1.302,65

(1) Para fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas locais de distribuição de gás e usinas de geração de energia nas quais temos participação acionária e "terceiros" referem-se àquelas nas quais não temos participação acionária.

(2) Os volumes estimados são baseados em contratos assinados em 31 de dezembro de 2021.

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

(4) Os preços podem ser reajustados no futuro, conforme fórmula definida em contrato, e os valores reais podem variar.

(5) 23,95% do volume contratado fornecido pela Petrobras Bolívia.

(6) Previsão do preço do petróleo bruto Brent com base em nosso Plano Estratégico.

(7) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão de preço do petróleo bruto Brent. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro com base nas cláusulas contratuais e as quantidades de gás natural adquiridas por nós podem variar anualmente.

(8) Valores calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

(9) Inclui contratos de envio ou pagamento relacionados ao aumento de capacidade da TBG.

(10) Realizamos processos de desinvestimento para a TAG em 2019 e 2020. Os contratos ship-or-pay mostrados com TBG, NTS e TAG não estão incluídos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, uma vez que tais contratos são transações entre empresas.

(11) Foi considerada a soma dos contratos ponto a ponto legados (TCO, TCX e CPAC) com os novos contratos de entrada e saída, objeto da chamada pública nº 001/2019.

(12) Os pagamentos estimados da Petrobras à TAG serão reduzidos mensalmente para refletir os pagamentos feitos por outras empresas à TAG nos contratos de transporte de gás firmados em decorrência do acordo de redução de flexibilidade firmado entre Petrobras e TAG em dezembro de 2021.

Distribuição

Os distribuidores fornecem gás por meio de suas redes de distribuição para consumidores comerciais, residências, indústrias, veículos e termelétricas.

Detemos 51% de participação na Gaspetro, *holding* que, em março de 2022, consolida nossa participação acionária em 18 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural. A Mitsui detém os 49% restantes. Em abril de 2021, anunciamos a venda da participação da Gaspetro em uma dessas distribuidoras (GASMAR) para a Termogás S.A., que ocorreu em fevereiro de 2022. Seguindo nosso compromisso com o CADE, em julho de 2021, assinamos a venda de nossa participação na Gaspetro para a Compass Gás e Energia S.A. A conclusão da venda está condicionada à aprovação do CADE. Uma vez concluída a venda, deixaremos de exercer atividades no setor de distribuição de gás.

Para mais informações sobre nossos processos de desinvestimentos, vide “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Em 2021, do total de 38,49 m³/d de gás comercializado para distribuidoras, 39% foram distribuídos por distribuidoras cuja participação é parcialmente detida pela Gaspetro.

Energia

As necessidades brasileiras de eletricidade são atendidas principalmente por usinas hidrelétricas e outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, diesel, gás natural usado em termelétricas e outras). 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 chuva. Quando as chuvas são abundantes, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade. Como consequência, nessas circunstâncias, há menor demanda de geração de energia por termelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica a partir de um complexo gerador que consiste em 15 usinas termelétricas que possuímos ou arrendamos, operando sob o regime de autorização como produtor independente de energia. São movidos a gás natural ou diesel, com capacidade instalada total de 5.375 MW. Essas usinas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2021, a eletricidade total gerada no Brasil, segundo o ONS, foi de 68.694 MW médios. Nossas usinas termelétricas contribuíram com 3.419 MW médios (1.756 MW médios em 2020 e 2.028 MW médios em 2019). Esse aumento no total de eletricidade gerada deveu-se a uma forte estiagem em 2021, levando os reservatórios das hidrelétricas a níveis baixos que exigiam geração térmica.

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

VENDAS E GERAÇÃO DE ELETRICIDADE⁽¹⁾

	2021	2020	2019
Vendas de Eletricidade (ACL) - MW médio ⁽²⁾	1.150	837	1.168
Vendas de Eletricidade (ACR) - MW médio	2.439	2.404	2.788
Geração de eletricidade - MW médio	3.419	1.756	2.028

(1)O valor de geração na tabela acima inclui apenas as usinas onde administramos a operação.

(2)Inclui vendas de eletricidade do segmento de Gás e Energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade de geração futura

De acordo com o regime de preços de energia do Brasil, uma usina termelétrica só pode vender eletricidade que seja 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 no sistema brasileiro de complementar a energia hidrelétrica durante os períodos de chuvas desfavoráveis. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada por 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 distribuidoras de energia (disponibilidade em modo de espera) e por meio de contratos bilaterais celebrados com clientes livres e utilizados para atender às necessidades de energia de nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitado pelo ONS. Além do pagamento de capacidade, as usinas termelétricas também recebem reembolso de custos variáveis (declarados ao MME para cálculo da capacidade comercial certificada) incorridos sempre que são solicitadas a gerar eletricidade.

Em 2021, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos era de 3.461 MW médios. Nossa capacidade total de geração era de 5.490 MW médios. Do total de 4.248 MW médios de capacidade comercial disponível para venda em 2021, aproximadamente 58% foram vendidos como disponibilidade modo de espera em leilões públicos no mercado regulado (contra 57% em 2020) e cerca de 27% foram comprometidos em contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas a partes relacionadas (em comparação com 20% em 2020).

De acordo com os termos dos contratos de disponibilidade de reserva, recebemos um valor fixo, independentemente de gerarmos ou não energia. Além disso, sempre que temos que entregar energia de acordo com esses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia entregue que é definido na data do leilão e é revisado mensalmente ou anualmente, com base nos índices internacionais de preços de combustível ajustados pela 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 E UTILIZAÇÃO DE ENERGIA INSTALADA

	2021	2020	2019
Capacidade instalada (MW)	5.490	6.131	6.148
Capacidade comercial certificada (Mw médio)	3.461	3.524	3.770
Compras no mercado livre (Mw médio)	787	693	391
Capacidade comercial disponível (Lastro) (Mw médio)	4.248	4.193	4.161

A tabela abaixo mostra a alocação de nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:

ELETRICIDADE VENDIDA

	2021	2020	2019
Compromissos de venda totais (MWavg)	3.605	3.242	3.958
Contratos bilaterais	778	496	812
Consumo interno	372	342	356
Leilões públicos para empresas de distribuição	2.455	2.404	2.788
Volume de geração (MWavg)	3.419	1.756	2.028
Receitas (US\$ milhões)⁽¹⁾	3.710	1.855	2.334

(1) Inclui receitas de vendas 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 (MW)

	Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽¹⁾	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Ativos sob Gestão da Petrobras (próprio, arrendado ou controlado)	1	Sudeste/ Centro-Oeste	Ibirité	NG	226	100%	226	-
	2		Fluminense	NG	530	100%	530	-
	3		Seropédica	NG/DO	386	100%	386	-
	4		Cubatão	NG	219	100%	219	-
	5		Nova Piratininga	NG	386	100%	386	-
	6		Piratininga	NG	190	100%	190	-
	7		Termorio	NG	1.058	100%	1.058	-
	8		Juiz de Fora	GN/ET	87	100%	87	-

	Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível ⁽¹⁾	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
9			Três Lagoas	GN	386	100%	386	-
10			Termomacacé	GN	923	100%	923	-
11		Sul	Canoas	DO/GN	249	100%	249	-
12			Termobahia	GN	186	100%	186	-
13		Nordeste	Vale do Açu	GN	323	100%	323	-
14			Termoceará	GN/DO	220	100%	220	-
Gestão da Petrobras					5.369	100%	5.369	
19	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-
Gestão da Petrobras Subtotal					5.370		5.370	

	Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
Participações da Petrobras	1	Sudeste/ Centro-Oeste	Goiânia II	DO	140,3	30%	42	Enegen Participações S.A.: 70%; Petrobras: 30%
	2	Sul	Araucária	GN	484	18,80%	91	Copel: 20,3%; Copel GeT: 60,9%; Petrobras: 18,8%
	3		Suape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%, Petrobras: 20%
	4	UTE	Nordeste	Termocabo	OC	50	12%	6

Tipo ⁽¹⁾	Região	Central Elétrica	Combustível	Capacidade Instalada	Participação ou PIE	Capacidade da Petrobras	Parceiros
							Participação Ltda: 2%
Subtotal de Participações da Petrobras				1.055		215	
TOTAL				6.424		5.584	

(1) GN - Gás Natural; OC — Óleo Combustível; DO — Diesel; ET — Etanol; PIE — Produtor de Energia Independente; UTE - Usina Termelétrica; PCH — Pequena Central Hidrelétrica; FV — Fotovoltaico.

Em novembro de 2021, anunciamos a venda de nossa participação na Breitener Energética S.A., que possui duas usinas termelétricas (Jaraqui e Tambaqui). Em novembro de 2021, também vendemos nossa participação na Companhia Energética Manauara (“CEM”), que possui uma usina termelétrica e na TEP Termoelétrica Potiguar S.A. (“TEP”), que possui duas usinas hidrelétricas e participação na CEM.

Para mais informações sobre nossos processos de desinvestimentos, vide “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

Os contratos de nossa usina termelétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ou “ACR”) e sua respectiva energia contratada e data de vencimento do contrato estão listados na tabela abaixo.

NOSSOS CONTRATOS NO AMBIENTE DE MERCADO REGULADO

Região	Central Elétrica	Contratado energia (MWavg)	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	704,0	2022 (352 MW), 2024 (352 MW)	
	Três Lagoas	127,0	2023	
	Ibirité	48,5	2022	
Nordeste	Termomacaé	200,0	2025	
	Termo Ceará	141,0	2023 (64MW) e 2024 (77MW)	
	Termobahia	100,0	2021	
	Vale do Açu	90,0	2021	

Além da venda em leilões de energia tradicional no ACR, em dezembro de 2021, participamos do Leilão de Reserva de Capacidade 2021, vendendo 1.120 MW de energia disponível das usinas termelétricas de Termorio (RJ) e Ibirité (MG).

Os 922,35 MW da UTE Termorio foram vendidos ao preço de US\$ 152.759,21/MW/ano, convertido pelo câmbio da data do leilão (R\$ 876.685,12/MW/ano) e 197,87 MW da UTE Ibitaré ao preço de US\$ 153.014,84 /MW/ ano, convertido pelo câmbio da data do leilão (R\$ 878.152,17/MW/ano). Esse preço garantiu uma receita fixa total de US\$ 157,1 milhões/ano (R\$ 901,7 milhões/ano) no período de julho de 2026 a junho de 2041, além das receitas variáveis que virão do despacho dessas termelétricas durante o período do contrato.

Esperamos assinar os contratos definitivos 25 dias úteis após a publicação do aviso de homologação dos resultados, o que deve ocorrer até 14 de abril de 2022.

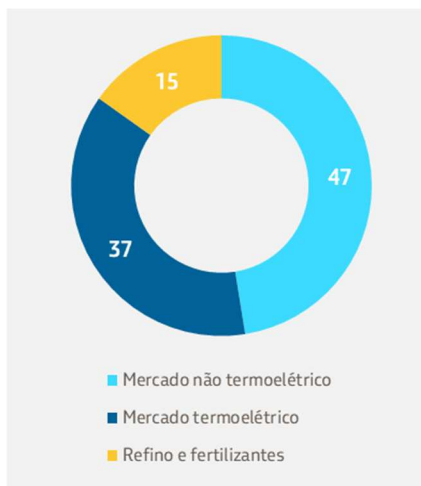
Também investimos, de forma independente e em parceria com outras empresas, em fontes renováveis de geração de energia no Brasil. Detínhamos participações indiretas em duas pequenas centrais hidrelétricas (Areia e Água Limpa) por meio de nossa coligada TEP Termoelétrica Potiguar S.A. ("TEP") e participávamos de joint ventures em quatro usinas eólicas (Mangue Seco 1, 2, 3 e 5). Em 2021, concluímos a venda desses ativos, deixando o setor de geração eólica e hidrelétrica. Desde maio de 2021, possuímos apenas uma usina solar, Unidade Fotovoltaica de Alto Rodrigues com 1 MW de capacidade solar.

Nós e nossos parceiros vendemos energia dessas usinas diretamente ao Governo Federal Brasileiro por meio de leilões.

Cientes e Concorrentes

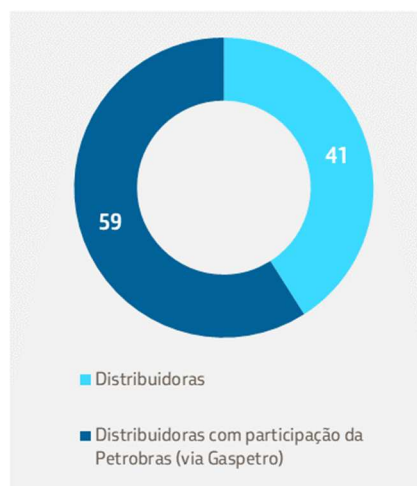
O gás natural é comercializado para 21 clientes, a maioria distribuidores. Toda a demanda de gás natural inclui nossos mercados não termelétricos, termelétricos, refino e fertilizantes, bem como o consumo das transportadoras de gás natural por nós contratadas para a prestação de serviços de transporte.

CLIENTES DE GÁS (% vol)



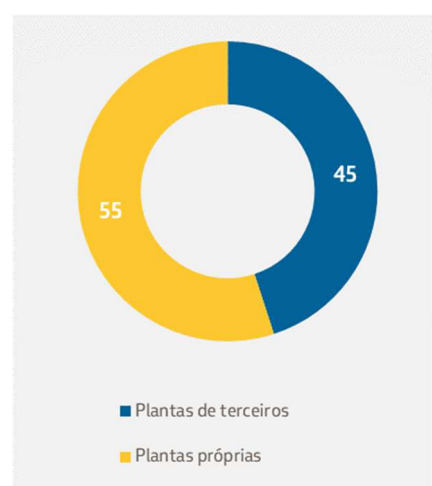
MERCADO

NÃO TERMOELÉTRICO (% vol)



MERCADO

TERMOELÉTRICO (% vol)



No segmento de energia, atuamos no mercado regulado (distribuidoras de energia) e no mercado livre (comerciantes e consumidores livres/grandes consumidores). Contamos com 133 clientes e fornecedores, sendo 35 distribuidores, 28 comercializadores, 14 geradores e 56 consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, agente do setor responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender nosso produto diretamente às distribuidoras ou termelétricas. Esperamos um aumento da concorrência devido ao novo regulamento em discussão que visa melhorar o enquadramento regulatório do setor de gás

natural e estabelecer diretrizes para um novo formato de mercado que permita a entrada de novos agentes no setor, de forma a promover a concorrência.

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

No segmento de distribuição de gás natural, atuamos por meio de participação indireta em empresas estaduais, onde cada distribuidora detém o monopólio de sua área de concessão, e não há concorrência, uma vez que a constituição federal brasileira prevê que o segmento de distribuição de gás natural só pode ser exercido por meio de concessão pelo poder público de cada estado.

Concluímos a transição para novos contratos de venda de gás natural para distribuidoras locais em que os preços da molécula passaram a estar atrelados à variação do preço do petróleo Brent, substituindo a cesta de cotações internacionais de petróleos combustíveis que até então prevaleceu. Esta melhoria trouxe maior transparência à atualização dos preços contratuais e permitiu que os preços de venda respondessem mais rapidamente às referências internacionais, tornando-os mais competitivos, conforme observado no ano de 2020.

Em 2021, principalmente no primeiro trimestre, algumas distribuidoras locais declararam força maior em seus respectivos contratos de compra de gás, devido a uma segunda onda da pandemia de Covid-19. Os efeitos dessas declarações terminaram em maio de 2021.

Adicionalmente, em 2021, o mercado de GNL apresentou um cenário global em que os preços do GNL aumentaram acentuadamente devido principalmente à recuperação da demanda global. A importação de GNL é indispensável para cumprir os compromissos assumidos com o mercado.

As empresas de distribuição locais lançaram chamadas públicas para compra de gás a partir de 2022. Oferecemos a essas distribuidoras produtos com prazos de seis meses, um ano, dois anos e quatro anos e mecanismos contratuais para reduzir a volatilidade de preços, como indexadores de referência vinculados a GNL e Brent, opções de parcelamento e possibilidade de redução de volumes em prazos mais longos contratos.

Embora tenhamos oferecido essas possibilidades contratuais para empresas de distribuição locais, em dezembro de 2021 algumas liminares foram impetradas para manter nosso fornecimento de gás natural a um preço reduzido a partir de 2022.

Obtivemos a suspensão de decisão preliminar do fornecimento de gás natural para a Ceara Gás (CEGAS). Continuamos recorrendo de todas as demais decisões preliminares.

No segmento de energia, atuamos na geração e comercialização. Na geração, competimos com usinas termelétricas de terceiros, bem como outros geradores com outras fontes de energia (hidrelétrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, competimos com outros comerciantes de energia.

Fertilizantes

Temos três fábricas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia, ("FAFEN-BA"), outra no estado de Sergipe ("FAFEN-SE") e uma 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 milhões de t/ano de ureia, 1.406 milhões de t/ano de amônia, 319.000 de t/ano de sulfato de amônio e 800.000 de 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 interrompida em dezembro de 2014, com cerca de 81% da construção física concluída.

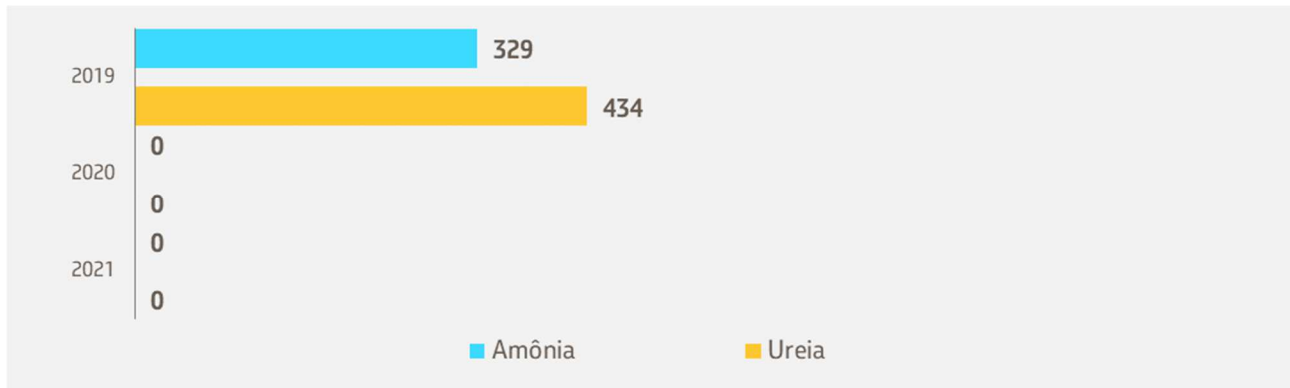
Seguimos com nossa estratégia de sair do mercado de fertilizantes e focar em ativos que gerem maior retorno financeiro e sejam mais aderentes ao nosso negócio. Para tanto, desde agosto de 2020, após hibernação em 2019, nossas plantas localizadas na Bahia e Sergipe estão operando sob contrato de

arrendamento com a Proquigel Química SA (“Proquigel Química”), empresa do Grupo Unigel por um prazo inicial de 10 anos, prorrogáveis por mais 10 anos.

Em janeiro de 2020 a ANSA foi hibernada, e em setembro de 2020 iniciamos seu processo de desinvestimento, que atualmente está em fase vinculante.

Adicionalmente, desde 2020 iniciamos o processo de desinvestimento da UFN-III.

PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES (mil toneladas)



Gestão de Portfólio

Nossa gestão ativa de portfólio abrange investimentos e desinvestimentos e é impulsionada por nosso processo de parceria e desinvestimento, que visa melhorar nossas eficiências operacionais e retorno sobre o capital e para gerar valor para nossos negócios. Atualmente, nossas parcerias e desinvestimentos compreendem a venda de participações minoritárias, majoritárias ou totais em algumas de nossas subsidiárias, coligadas e ativos para investidores estratégicos ou financeiros ou por meio de ofertas públicas.

Nosso portfólio de desinvestimentos contém mais de 50 ativos em diferentes estágios do processo de venda. Além de contribuir para a meta de alavancagem da empresa, os desinvestimentos ajudam a melhorar a alocação de capital e, conseqüentemente, a gerar valor para o acionista.

Em linha com o TCU, diretrizes e legislação vigente, são divulgadas ao público as seguintes etapas de nossos projetos de desinvestimento:

<p>Divulgação de Oportunidade (Teaser)</p>	<p>Etapa em que é tornada pública a intenção do desinvestimento e os potenciais interessados são convidados a participar do processo competitivo.</p>
<p>Início da Fase Não Vinculante (Quando Aplicável)</p>	<p>Etapa opcional, realizada para identificar e selecionar os participantes realmente interessados na aquisição e que enxergam maior valor nos ativos/empresas.</p>
<p>Início da Fase Vinculante</p>	<p>Etapa onde é feita a seleção da melhor oferta feita pelos potenciais interessados, de forma a maximizar o valor das vendas.</p>
<p>Concessão de Exclusividade na Negociação (Quando Aplicável)</p>	<p>Etapa opcional, que ocorre quando a exclusividade é formalmente concedida a um potencial comprador, após a fase vinculante.</p>
<p>Aprovação da Transação pela Alta Administração (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) e Assinatura de Acordos</p>	<p>Etapa na qual são celebrados os acordos de compra e venda (ou cessão de direitos) contendo as condições da transação, incluindo as condições precedentes para o fechamento.</p>
<p>Fechamento da Transação</p>	<p>Etapa em que a transação é concluída com o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato.</p>

De 1 de janeiro de 2021 a 23 de fevereiro de 2022, concluímos, entre outros, os seguintes desinvestimentos.

Data de assinatura	Data de conclusão	Principais transações	Transação nominal valor ⁽¹⁾ (US\$ bilhões)
11/28/2019	02/05/2021	Venda da totalidade da participação da concessão do Frade, localizada na Bacia de Campos no litoral norte do estado do Rio de Janeiro	0.100
10/2/2020	02/05/2021	Venda da totalidade da participação detida na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)	0.062
01/07/2021	04/09/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 1	0.008
01/07/2021	04/05/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 3 e Eólica Mangue Seco 4	0.017
04/30/2021	04/30/2021	Venda da participação restante (10%) detida na Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS")	0.333
02/26/2021	05/31/2021	Venda da totalidade da participação detida na Eólica Mangue Seco 2	0.007
06/30/2021	07/05/2021	Petrobras Distribuidora S.A. Oferta Pública Secundária (venda de 37,5% das ações da Petrobras)	2.238
08/21/2020	07/14/2021	Venda de toda a participação mantida em oito concessões de exploração e produção <i>onshore</i> , localizadas no estado da Bahia, conjuntamente conhecidas como o Rio Ventura <i>Complex</i>	0.094
12/21/2018	08/31/2021	Cessão dos direitos de 10% do campo Lapa para Total, no Bloco BM-S-9. Exercício da opção de venda do restante das nossas participações previstas no contrato firmado em janeiro de 2018 quando a Total adquiriu 35% da nossa participação no âmbito da parceria estratégica, assumindo as operações do campo	0.049
07/29/2021	11/05/2021	Venda de toda a participação detida em cinco empresas de geração de eletricidade: TEP Termoelétrica Potiguar S.A. ("TEP") e Companhia Energética Manauara ("CEM")	0.032
27/08/2021	10/11/2021	Alienação da totalidade da participação detida na Breitener Energética S.A. ("Breitener")	0.058
24/03/2021	30/11/2021	Venda de ativos de refino e logística associada no Brasil da Refinaria Landulpho Alves ("RLAM") na Bahia	1.650
05/03/2021	12/06/2021	Venda da totalidade da participação nas três usinas termelétricas Bahia 1, Muricy e Arembepe localizadas em Camaçari – BA	0.018
02/24/2021	12/06/2021	Venda de toda a participação detida em nove campos <i>onshore</i> , localizados na Bahia, conjuntamente conhecidos como Complexo Miranga	0.220
12/23/2020	12/22/2021	Venda da totalidade da participação detida em 12 concessões de exploração e produção <i>onshore</i> , localizadas no estado da Bahia, conjuntamente conhecidas como Complexo Remanso	0.030
8/27/2020	12/28/2021	Cessão total de direitos em 27 campos maduros <i>onshore</i> , localizados no Espírito Santo, conjuntamente conhecidos como Complexo de Cricaré	0.155
07/05/2021	02/04/2022	Venda da totalidade da participação detida em sete campos <i>onshore</i> e em águas rasas localizados no estado de Alagoas, em conjunto denominados Alagoas	0.300
TOTAL			5.369

(1) Considerando os valores acordados na assinatura da transação.

De 1 de janeiro de 2019 a 23 de fevereiro de 2022, assinamos contratos para transações que estão atualmente pendentes de fechamento. A conclusão de tais transações está sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes contratuais e legais.

Data de assinatura	Principais transações	Transação nominal valor ⁽¹⁾ (US\$ bilhões)
7/9/2020	Venda de toda participação no campo offshore de Pescada, Arabaiana e Dentão, localizados no estado do Rio Grande do Norte	0.002
8/14/2020	Venda de toda a participação no campo <i>onshore</i> de Fazenda Belém e Icapuí, localizado no estado do Ceará	0.035
12/17/2020	Venda de toda a participação detida em 14 concessões de exploração e produção <i>onshore</i> , localizadas no estado da Bahia, conhecidas como Complexo do Recôncavo	0.250
01/29/2021	Venda da totalidade das participações nos campos de águas rasas de Peroá e Cangoá e na concessão BM-ES-21 de águas profundas, conjuntamente conhecidos como Complexo de Peroá	0.055
07/12/2021	Venda de toda a participação detida no campo Papa-Terra, localizado em águas profundas na Bacia de Campos	0.106
07/28/2021	Venda da participação (51%) detida na Petrobras Gas S.A. ("Gaspetro")	0.394
08/25/2021	Venda de ativos de refino e logística associada da Refinaria Isaac Sabbá ("REMAN") no Amazonas	0.190
11/11/2021	Venda da Unidade de Industrialização de Xisto (SIX) no Paraná	0.033
12/23/2021	Venda de toda a participação realizada em 11 campos <i>onshore</i> localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas, conjuntamente conhecidos como Grupo Carmópolis	1.100
01/31/2022	Venda da totalidade da participação detida em 26 campos <i>onshore</i> e de águas rasas e da totalidade da participação detida em Clara Camarão na Bacia Potiguar, conhecidos em conjunto como Grupo Potiguar	1.385
02/23/2022	Venda da totalidade da participação detida em 4 campos <i>onshore</i> localizados na Bacia do Espírito Santo, conjuntamente conhecidos como Grupo Norte Capixaba	0.544
TOTAL		4.093

(1) Valores acordados na assinatura de cada operação, sujeitos a ajuste no fechamento.

(2) Essas operações foram negociadas em R\$. Dessa forma, para fins de composição da tabela, os valores foram convertidos pela taxa de câmbio (PTAX) da data da assinatura.

Contratos com o CADE

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, que consolida os acordos entre as partes relacionadas à (i) realização de desinvestimento de ativos de refino e (ii) promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Em 2021, assinamos três aditivos a esses contratos, alterando os prazos de assinatura para desinvestimento de alguns ativos.

Contrato de refino

Com a assinatura do contrato de refino, entre outros compromissos relacionados, assumimos o compromisso de desinvestir aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino a contar da data

de assinatura do acordo, o que representa a venda integral de sete refinarias (REPAR, REFAP, RLAM, RNEST, REGAP, LUBNOR, REMAN) e de uma unidade de industrialização de xisto (SIX) com a logística associada.

O contrato prevê ainda que, dos seguintes subgrupos (i), (ii) e (iii) abaixo, as empresas listadas não podem ser adquiridas pelo mesmo comprador ou por empresas do mesmo grupo econômico, visto que as empresas listadas em cada subgrupo são consideradas concorrentes entre si: (i) RLAM e RNEST; (ii) REPAR e REFAP; e (iii) REGAP e RLAM. Um agente externo por nós contratado, de acordo com especificações a serem estabelecidas de comum acordo, acompanha o cronograma e o cumprimento dos compromissos assumidos com o CADE.

Em agosto de 2021, finalizamos a venda da REMAN para a Ream Participações S.A. Em novembro de 2021, desinvestimos da SIX ao vender nossa participação na empresa para a Forbes & Manhattan Resources Inc. e concluímos a venda da RLAM para o grupo Mubadala Capital. A venda da SIX e da REMAN ainda está sujeita a condições precedentes, como aprovação do CADE ou acordo com a ANP.

Por outro lado, encerramos o processo de desinvestimento da REPAR, RNEST e REFAP em fevereiro, agosto e outubro de 2021, respectivamente. Planejamos reiniciar o processo de desinvestimento em uma data posterior.

Os desinvestimentos da LUBNOR e REGAP ainda estão em andamento. Atualmente, a celebração de contratos de compra e venda é o foco dessas transações.

Estamos negociando novos termos com o CADE para as refinarias que ainda não foram vendidas, reafirmando nosso compromisso com o desinvestimento.

Contrato de gás natural

O acordo de gás natural inclui a venda de nossa participação acionária em empresas dos segmentos de transporte e distribuição de gás:

- 10% de participação na NTS;
- 10% de participação na TAG;
- 51% de participação na TBG; e
- participação indireta em empresas de distribuição de gás, seja por meio da venda de nossa participação de 51% na Gaspetro, seja por meio da venda de participação indireta em empresas de distribuição.

O processo de fechamento deste acordo está em estágio avançado. Em julho de 2020, vendemos nossa participação restante de 10% na TAG. Em abril de 2021, anunciamos a conclusão da venda de nossa participação remanescente de 10% na NTS e em julho de 2021 assinamos a venda de nossa participação de 51% na Gaspetro. Adicionalmente, anunciamos o início da fase vinculante de nossa participação de 51% na TBG.

Em nossos sistemas de transporte, trabalhamos para especificar os volumes máximos de injeção e retirada em cada ponto de recebimento e área de entrega para ajustes adicionais nos atuais contratos de serviço de transporte para que as transportadoras, sob supervisão da ANP, possam oferecer a capacidade restante aos mercados, permitindo assim que outras empresas utilizem o restante da rede de transporte. Além disso, estamos comprometidos com outras ações para permitir maior competitividade no mercado de gás natural, tais como: (i) negociar o acesso aos ativos de saída e processamento, (ii) abster-se de adquirir novos volumes de gás de parceiros/terceiros, exceto em determinadas situações previstas no contrato; e (iii) arrendamento do terminal de regaseificação no estado da Bahia.

Em 2021, avançamos em várias frentes, incluindo a locação de um terminal de regaseificação no estado da Bahia e a assinatura de um contrato de uso de uma planta de processamento de gás natural na UPGN Guimarães.

Em relação ao compromisso de negociar o acesso aos sistemas de processamento, iniciamos a operação comercial com a Potiguar E&P em Guamaré em 1º de janeiro de 2022. Também avançamos nas negociações com Shell, Petrogal, Equinor, Petroreconcavo, Origin e Repsol, e propusemos uma solução provisória. Nesse contexto, em dezembro de 2021, assinamos contratos de swap com essas empresas. Os contratos de swap são de curto prazo e preveem a antecipação do acesso à infraestrutura necessária. De acordo com esses contratos de swap, processamos o gás produzido, sendo posteriormente readquirido pelas empresas, permitindo que elas acessem diretamente o gás natural e o mercado a partir de 1º de janeiro de 2022.

O objetivo do contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado, bem como suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apuração do nosso negócio de gás natural.

Além disso, temos em nosso portfólio outros projetos em fase de estruturação e acreditamos em uma estratégia de gerenciamento de nosso portfólio que foca em ativos essenciais, a fim de melhorar nossa alocação de capital, possibilitar a redução de custos de capital e, por fim, aumentar a geração de valor para nós e nossas ações.

Divulgamos os teasers, fases não vinculantes e vinculantes relacionadas aos seguintes ativos que atualmente fazem parte do nosso portfólio de desinvestimentos.

Fase	Resumo do escopo das principais transações ⁽¹⁾
Não vinculante	<p>Venda da totalidade da participação (20%) detida na MP Golf of Mexico LLC. (MPPG) localizada no Texas, EUA, proprietária de campos de petróleo offshore no Golfo do México</p> <hr/> <p>Venda integral da participação acionária (51%) na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG)</p> <hr/> <p>Venda integral da participação (25%) na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação realizada em 28 campos <i>onshore</i> localizados nas Bacias do Recôncavo e Tucano, conjuntamente conhecidos como o Grupo Bahia Terra</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação detida no campo de Albacora, localizado em águas profundas na Bacia de Campos</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação realizada no campo Albacora Leste, localizado em águas profundas na Bacia de Campos</p> <hr/> <p>Venda da totalidade da participação (27,88%) detida na Deten Química S.A. (Deten)</p> <hr/> <p>Venda de ativos de refino e logística associada no Brasil: Refinaria Gabriel Passos (REGAP) em Minas Gerais e Lubrificantes e Produtos de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) no Ceará.</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação detida na Petrobras Colombia Combustibles (PECOCO)</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação detida em 11 campos produtivos localizados em águas rasas na Bacia de Campos, conhecidos como Complexo Garoupa</p>
Vinculante	<p>Venda da totalidade da participação (100%) detida na Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA)</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação (100%) detida na Petrobras Biocombustíveis S.A. (PBIO), incluindo as usinas de biodiesel.</p> <hr/> <p>Venda de toda a participação detida em cinco empresas de geração de eletricidade: Brasympe Energia S.A. ("Brasympe"), Energética Suape II S.A. ("Suape II") e Brentech Energia S.A. ("Brentech")</p> <hr/> <p>Venda da totalidade da participação detida em uma usina termelétrica de Canoas localizada em Canoas – RS</p> <hr/> <p>Venda da totalidade da participação (100%) detida na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III)</p>

Venda de toda a participação detida no campo de Manati, concessão de produção marinha em águas rasas localizada na Bacia de Camamu, no estado da Bahia

Venda de toda a participação detida em sete concessões de exploração e produção *onshore*, localizadas na Bacia do Solimões, no estado do Amazonas, conhecidas como Polo Urucu

Venda de toda a participação detida nos campos de Atum, Curimã, Espada e Xaréu, localizados em águas rasas da sub-Bacia do Mundaú, Estado do Ceará, denominados em conjunto Polo Ceará

Venda de toda a participação detida em dois conjuntos de concessões marítimas nas águas profundas do pós-sal, conhecidos como Complexo Golfinho e Complexo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo

(1) Informações atualizadas em 23 de fevereiro de 2022.

Ambiente de Negócios Externo

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho do nosso negócio e a forma como planejamos o futuro. Descrevemos as principais variáveis em 2021 abaixo.

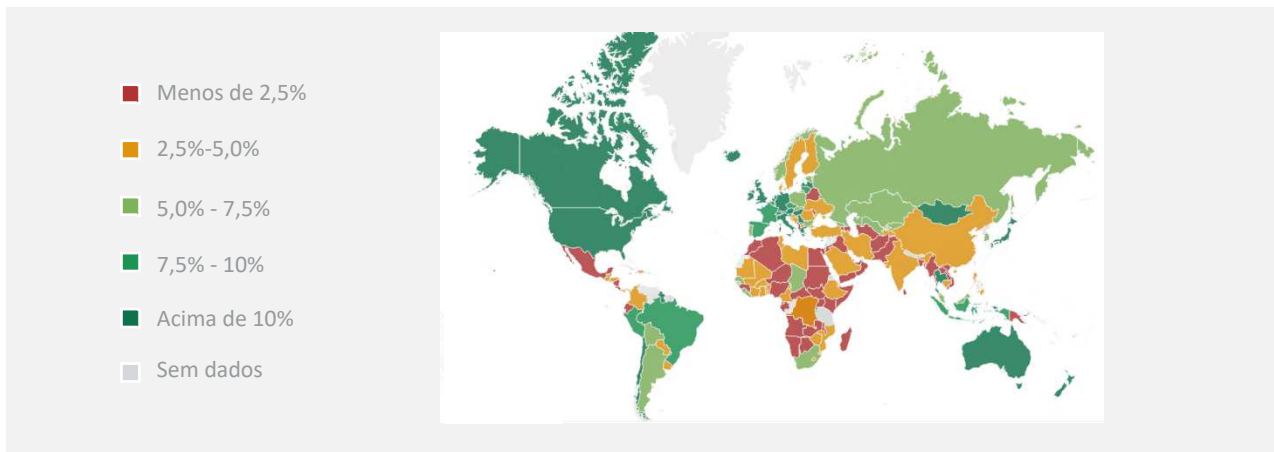
Economia Global

O desempenho da economia global em 2021 foi marcado pela recuperação heterogênea dos países frente a pandemia de Covid-19 e pela ruptura de algumas cadeias de abastecimento globais cruciais. Um exemplo é o segmento de semicondutores cujo limite de produção se mostrou aquém da demanda, causando alta nos preços e atraso em diversos setores, como foi o caso do automobilístico. Com relação a dinâmica da pandemia de Covid-19, enquanto o número de casos e óbitos foi significativamente superior em 2021 face a 2020, houve flexibilização das restrições à circulação de bens e serviços. Segundo dados da OMS, em 2021, o número de casos registrados de Covid-19 foi de 202,9 milhões de pessoas e 3,5 milhões de mortes em todo o mundo. Enquanto isso, de acordo com o banco de dados *Our World in Data*, 9,2 bilhões de vacinas foram administradas nesse mesmo período.

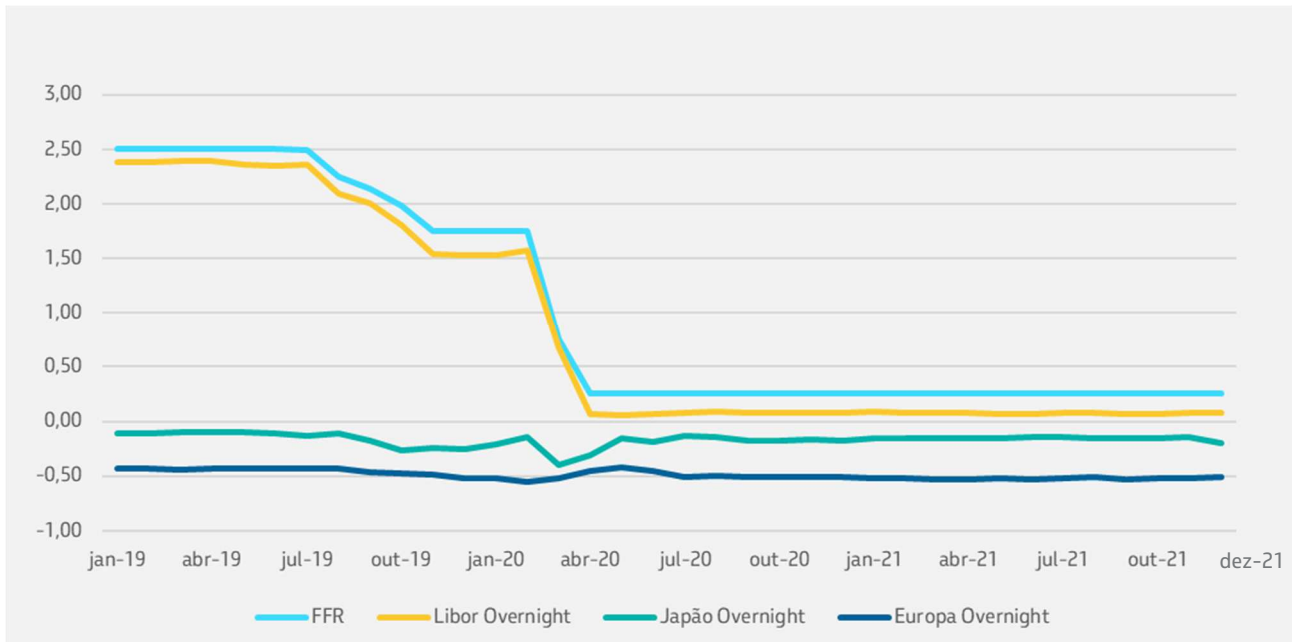
Além disso, os amplos planos de estímulo fiscal e monetário realizados em todo o mundo também contribuíram para uma recuperação mais rápida da demanda em alguns países-chave. O gráfico e a figura a seguir mostram o nível de gastos fiscais em todo o mundo em resposta à Covid-19 e as taxas de juros.

GASTOS ADICIONAIS E RECEITA PERDA EM RESPOSTA À PANDEMIA DE COVID-19

(Porcentagem do PIB de 2020)

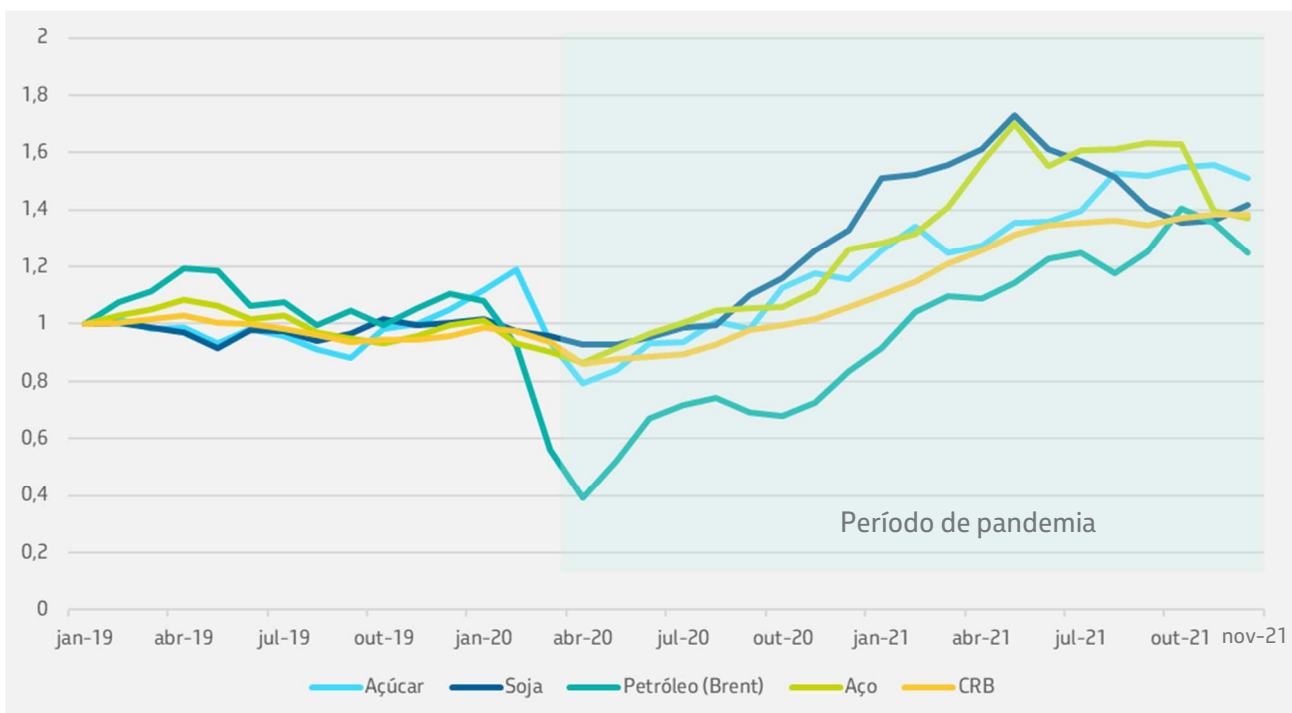


Fonte: IMF

TAXAS DE JUROS INTERNACIONAIS, PAÍSES SELECIONADOS (%A.A.)


Fonte: FED, BCE, BBA e BoJ

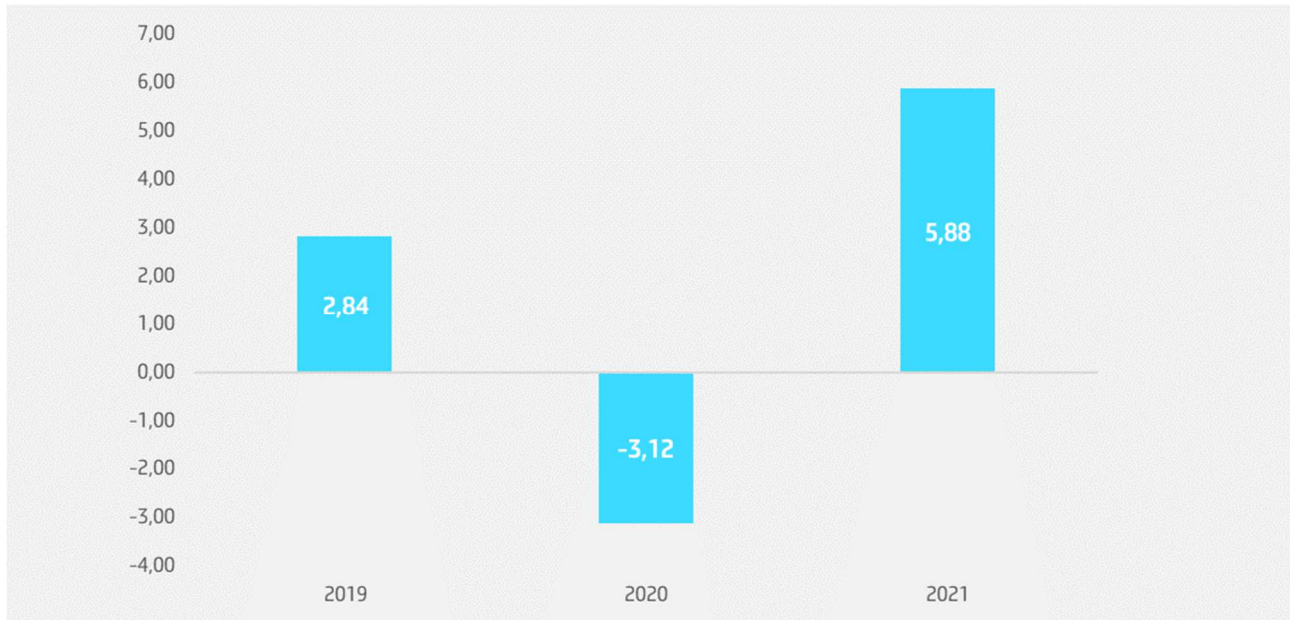
Esses eventos e políticas ativas permitiram uma recuperação mais rápida da economia global em 2021 e passaram a pressionar a inflação em várias regiões do mundo, uma vez que os planos de estímulo foram decretados em um contexto de rupturas do lado da oferta. Essa mudança pode ser observada no aumento dos preços das *commodities* e dos preços ao consumidor em vários países. Nos EUA, a inflação acumulada em 12 meses (IPC) registrou pico de 7,1%, o maior número dos últimos 31 anos. No mesmo período na Europa, esse mesmo indicador saltou para 5,0%. Nos países em desenvolvimento, como Brasil e México, também se verificou pressão sobre o nível de preços.

PREÇOS INTERNACIONAIS DE COMMODITIES (ÍNDICE, JAN2019=1)


Fonte: Bloomberg

Em 2021, a economia global cresceu 5,9%, em comparação com uma queda de 3,1% em 2020, segundo o FMI. Para 2022, a incerteza está no ritmo de redução do estímulo monetário, uma vez que há sinais dos aumentos de preços discutidos acima. De acordo com o FMI, o nível de atividade global deverá aumentar 4,4%.

TAXA DE CRESCIMENTO GLOBAL DO PIB (%)



Fonte: IMF

Em 24 de fevereiro de 2022, a Rússia iniciou uma operação militar contra a Ucrânia. O conflito impacta as perspectivas para a economia mundial, aumentando a incerteza global e reforçando tendências e riscos associados à recuperação econômica da pandemia de Covid-19. Uma série de sanções econômicas a cidadãos e empresas russas foram impostas pelos EUA, Reino Unido e União Europeia, tais como: (i) congelamento de ativos; (ii) exclusão de bancos e empresas de serviços financeiros do sistema financeiro internacional, incluindo o sistema internacional de pagamentos - SWIFT; e (iii) restrições às atividades das empresas, como GAZPROM pelos EUA e ROSTEC pelo Reino Unido e União Europeia. Desde o início do conflito militar, o *Emerging Markets Bond Index* (EMBI+) registou um aumento de 40%, a Euronext retraiu 10% e os preços das *commodities*, aumentaram substancialmente, especificamente, o petróleo Brent (+57%), gás natural Marcador Japão Coreia (JKM) (+14%) e trigo (+45%).

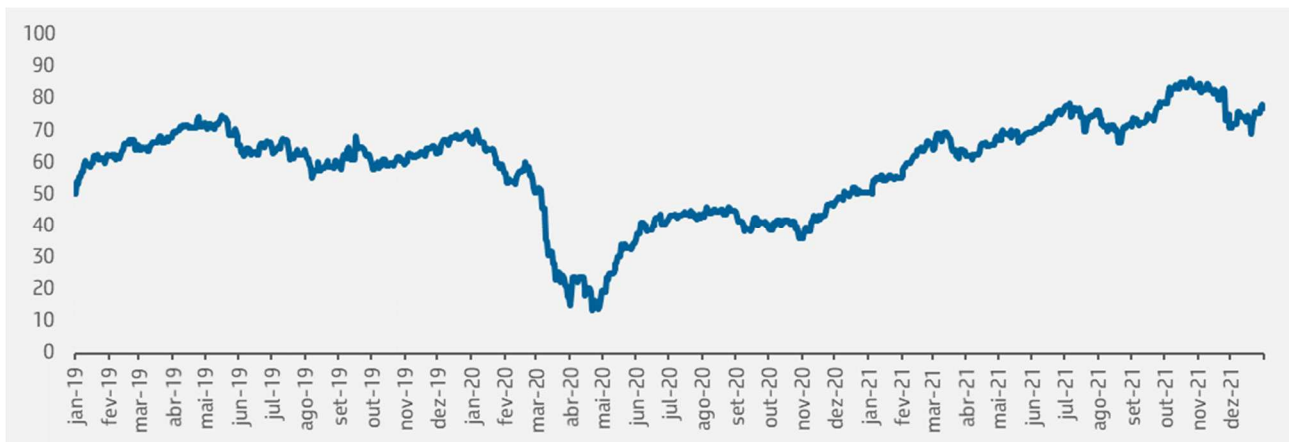
A tendência de alta nos preços das *commodities* ocorre no momento em que as principais economias mundiais enfrentam retorno da inflação – por exemplo, a inflação nos 12 meses encerrados em janeiro de 2022 foi de 7,5% nos EUA (maior desde maio de 1982) e 5,1% na Europa (o mais alto desde que esses dados começaram a ser registrados em janeiro de 1997).

Mercado Global de Petróleo e Gás

O ano de 2021 começou com um preço do Brent mais alto, devido aos sinais de um mercado mais apertado, como consequência da decisão da OPEP+ de suspender seus aumentos de produção planejados e do anúncio, pela Arábia Saudita, de um corte voluntário adicional de produção de um milhão de barris por dia para o 1T21.

Do lado da demanda, a recuperação do consumo de derivados de petróleo nos EUA e a diminuição dos estoques levaram o preço do Brent a atingir seu maior patamar em mais de um ano. No entanto, esses ganhos no preço do petróleo perderam força com novos *lockdowns* na Europa e sinais de queda na demanda na Ásia. Ainda assim, o preço médio do Brent no período foi 22% superior em relação ao 1T20 e próximo aos níveis pré-Covid-19.

BRENT – PREÇO DIÁRIO DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/BBL)



Fonte: Bloomberg, 2021

Os preços do petróleo para o 2T21 começaram em níveis mais baixos em resposta a um número maior de infecções por Covid-19 na Índia e na Europa. Adicionalmente, havia sinais de que as negociações entre o Irã, os EUA e outros países para retomar o acordo nuclear, que removeria as sanções à produção iraniana, estavam avançando.

No entanto, na segunda quinzena de abril de 2021, o preço do Brent voltou a subir. IEA, OPEP e EIA-DOE preveem um mercado de petróleo mais apertado no 2S21. Essa perspectiva se consolidava mesmo com a decisão da OPEP+ de aumentar gradativamente sua produção entre maio e julho de 2021.

A recuperação dos preços ganhou força em junho, apoiada pela recuperação da demanda indiana, juntamente com o forte cumprimento da OPEP+ e a menor probabilidade de o Irã chegar a um acordo com os EUA no curto prazo. No final do mês, o preço do Brent atingiu US\$ 76/bbl.

O 3T21 começou com os preços do petróleo em queda em resposta aos novos *lockdowns* na China e em outros países asiáticos, devido ao aumento do número de casos de Covid-19 pela variante Delta. Ao mesmo tempo, a OPEP+ decidiu aumentar sua produção em 400 mbb/d por mês a partir de setembro de 2021.

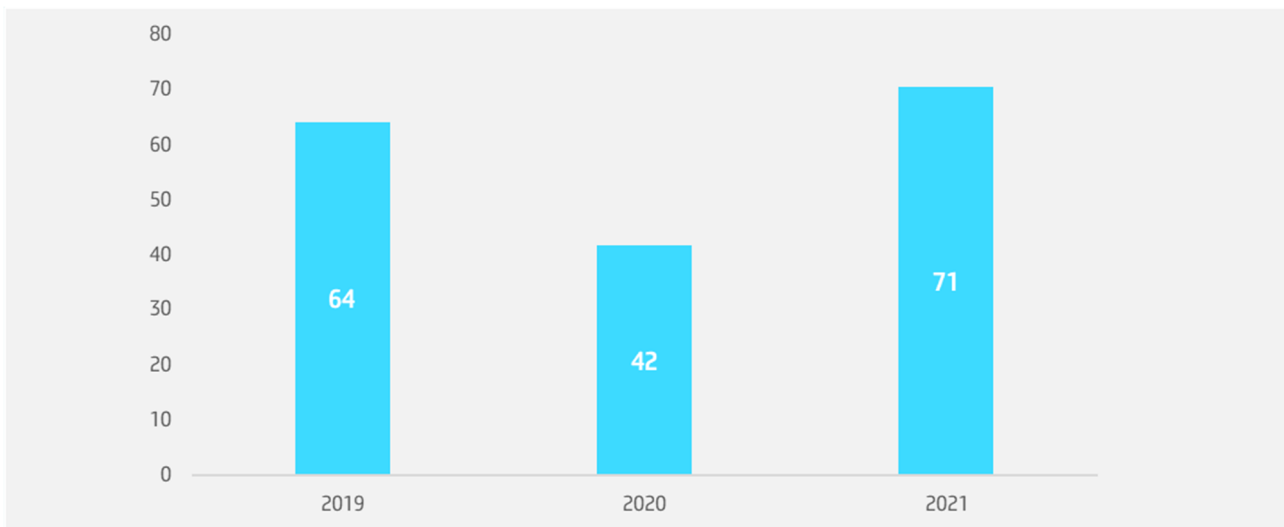
Nesse período, outros fatores passaram a influenciar a dinâmica do preço. Os altos preços do gás natural começaram a aumentar a expectativa de crescimento da demanda de petróleo bruto, devido à mudança de gás para petróleo. O preço do Brent ultrapassou o patamar de US\$ 79/bbl pela primeira vez desde outubro de 2018. Enquanto isso, do lado da oferta, os danos causados pelo furacão Ida no Golfo do México resultaram na perda de mais de 30 mmbbl ao final do 3T21. Com isso, o 3T21 foi o sexto trimestre consecutivo com alta no preço do Brent.

No início de novembro de 2021, a OPEP+ decidiu manter sua política de restauração gradual da produção, apesar dos pedidos dos grandes consumidores de petróleo para um aumento mais rápido da oferta. Em

resposta, vários países decidiram liberar petróleo de suas reservas de emergência para reduzir os preços dos combustíveis fósseis. Entretanto, esse movimento não conseguiu reverter a pressão altista e o preço do petróleo Brent permaneceu em torno do nível de US\$ 80/barril até meados de novembro de 2021. No entanto, até o final do mês, a descoberta de uma nova variante da Covid-19, o Omicron, na África, levou a uma queda acentuada do preço do Brent, que chegou a US\$ 73,3/bbl em 26 de novembro de 2021, uma queda de 10,9 %.

O mercado de petróleo se recuperou nas semanas seguintes, à medida as preocupações com o impacto da variante Omicron arrefeceram. A média semanal do preço do Brent subiu durante o mês de dezembro, fechando o ano de 2021 em US\$ 77,02/bbl.

BRENT – PREÇO ANUAL DO PETRÓLEO BRUTO (US\$/BBL)



Fonte: Bloomberg, 2021

O conflito entre a Rússia e a Ucrânia está impactando o mercado de petróleo e gás. De acordo com a Agência Internacional de Energia (“AIE”), as exportações russas de petróleo e derivados atingiram 7,8 mmbpd em novembro de 2021 - 64% desse volume é representado por petróleo bruto. Assim, um total de 5 mmbpd corre o risco de ser sujeito a sanções. A substituição de volumes tão grandes de oferta no curto prazo pode apresentar dificuldades. Por exemplo, a capacidade ociosa da OPEP em janeiro era de cerca de 3 mmbpd.

A incerteza em relação aos desdobramentos do conflito na Ucrânia contribuiu para um aumento de 57% do preço do Brent de 1º de janeiro a 21 de março de 2022.

No ano de 2021, os preços internacionais do gás natural apresentaram altas generalizadas, com máximos históricos nos *benchmarks* asiático (JKM) e europeu (NBP/TTF), além de fortes altas no mercado norte-americano, resultado da combinação de diversos choques de oferta e crescente demanda.

O aumento dos preços do gás natural ocorre devido a duas dinâmicas distintas. Os preços nos principais mercados de importação, como Europa e Leste Asiático, são fortemente influenciados pelo comércio *spot* de GNL. Em contraste, os preços nos EUA e no mercado de exportação ainda são amplamente ditados pela dinâmica doméstica.

Do lado da oferta, a capacidade global de liquefação, que foi impactada em 2020 por um significativo tempo de inatividade devido a manutenções não planejadas, mostrou-se bastante incapaz de acomodar preços elevados. Novas restrições ao aumento da produção e problemas enfrentados por diferentes exportadores colocaram a oferta disponível em 2021 em níveis semelhantes aos do ano anterior, apesar de um ambiente de preços resistente. A subida dos preços e da procura, portanto, ocorre num contexto de oferta limitada de cargas de GNL.

Na Ásia, a expansão da demanda deveu-se à recuperação econômica mais rápida da região frente a crise gerada pela pandemia de Covid-19 em conjunto com interrupções na cadeia de fornecimento de carvão, baixos níveis de reservatórios em usinas hidrelétricas chinesas, menor produção de usinas nucleares na Coreia do Sul e esforços para reabastecer os estoques de gás natural para o inverno.

Na Europa, o aumento dos preços decorreu do desvio de cargas de GNL do mercado europeu para o mercado asiático. Em dezembro de 2021 os preços atingiram patamares superiores ao JKM, situação rara. Muitos fatores levaram a esta crescente necessidade de GNL: o clima foi responsável por uma maior demanda tanto para aquecimento quanto para ar-condicionado; menor geração de energia eólica que precisou ser substituída por gás; os altos preços do carbono que aumentaram o preço do carvão para geração de energia; o declínio geral na produção europeia de gás natural; e menor oferta da Rússia.

Houve relatos de que a Rússia estava retendo suprimentos por razões geopolíticas e pressionando por novos acordos de longo prazo com a Europa. A Rússia negou essas alegações, declarando apenas que estava cumprindo suas obrigações contratuais no fornecimento de gás. No final de 2021, as tensões aumentaram com a movimentação de tropas russas na fronteira com a Ucrânia. Em 24 de fevereiro de 2022, a Rússia invadiu a Ucrânia. A subida dos preços no mercado europeu interrompeu um período de anos com níveis de preços baixos persistentes.

Nos EUA, as ações de corte de custos dos produtores de gás para proteger a geração de caixa em meio aos efeitos da pandemia de Covid-19 em 2020 levaram à disciplina de capital e foco na redução da dívida. Este foi um dos principais fatores que explicam o aumento dos preços nos EUA, resultante de uma oferta pouco reativa a um mercado global com alta demanda de exportação de GNL.

O atual conflito entre Rússia e Ucrânia, trouxe preocupações e alta volatilidade ao mercado de gás natural. A Rússia é o quarto maior exportador global de GNL, depois do Catar, Austrália e EUA, além de ser um relevante fornecedor de gás natural para a Europa por meio de gasodutos. Em 2021, as exportações russas representaram 45% das importações da União Europeia e cerca de 40% do consumo total. O desenvolvimento mais drástico seria uma redução no fornecimento russo através de oleodutos para a Europa, juntamente com restrições à colocação de Yamal GNL na Europa.

Do início do ano até 21 de março de 2022, os preços do gás JKM registraram alta de 14%.

Economia Brasileira

A economia brasileira cresceu 4,6% em 2021, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"). Esta taxa de crescimento é a maior desde 2010. No entanto, isso se deve principalmente ao alto efeito estatístico, o chamado "*carry-over*", que foi de 3,7% em 2021, significando que se a economia tivesse crescimento zero desde o último trimestre de 2020, a taxa de crescimento anual para 2021 seria de 3,7%.

Devido ao agravamento da pandemia de Covid-19 no início de 2021, foi introduzido um novo programa de assistência aos segmentos mais vulneráveis da população. Contudo, o público-alvo foi mais restrito e os valores transferidos menores em comparação com os auxílios distribuídos em 2020. A recuperação mais expansiva do setor de serviços está associada principalmente ao levantamento das medidas restritivas à mobilidade e foi impulsionada principalmente pelas classes média e alta por meio do desembolso de grande parte da economia acumulada ao longo de 2020.

O crescimento do setor de serviços não foi acompanhado pela expansão da produção industrial. Em 2020, a indústria, em especial o segmento de bens de consumo não duráveis, foi um dos principais beneficiários do auxílio emergencial. Nessa categoria, o setor de alimentos (que representa a maior participação relativa da indústria brasileira), cuja expansão foi de 4%, foi o principal impulsionador. Em 2021, essa mesma categoria apresentou queda próxima a 7,5%. A forte queda na produção de alimentos pode ser explicada não só pela redução da ajuda repassada pelo governo, mas também pela inflação crescente no Brasil. Uma parte importante do aumento dos preços domésticos são fatores externos decorrentes de rupturas e desequilíbrios na cadeia de suprimentos global. Por exemplo, os preços de *commodities* agrícolas e minerais

(incluindo preços de petróleo e gás natural) também subiram significativamente, pressionando os preços em várias cadeias de suprimentos que utilizam essas *commodities* como insumo.

Em termos de fatores internos, a crise hídrica teve um papel crucial, pois mais de 65% da eletricidade é proveniente de fontes hidrelétricas. Com a falta de chuva e a queda acentuada do nível dos reservatórios, uma parte importante das hidrelétricas ficou impossibilitada de operar, exigindo o uso de outras fontes de energia elétrica. A principal fonte que substituiu a energia hidrelétrica foi o gás natural, que foi utilizado para gerar energia em usinas termelétricas. Como os preços do gás subiram acentuadamente em 2021, o custo da geração de energia também aumentou.

Além disso, a manutenção da taxa de câmbio em patamares altamente desvalorizados durante a maior parte do ano (acima de R\$/US\$ 5,20) também contribuiu para a inflação, com inflação superior a 10% em termos acumulados ao final de 2021. Em termos anuais, a moeda brasileira perdeu quase 40% de seu valor em relação ao dólar americano desde 2019.

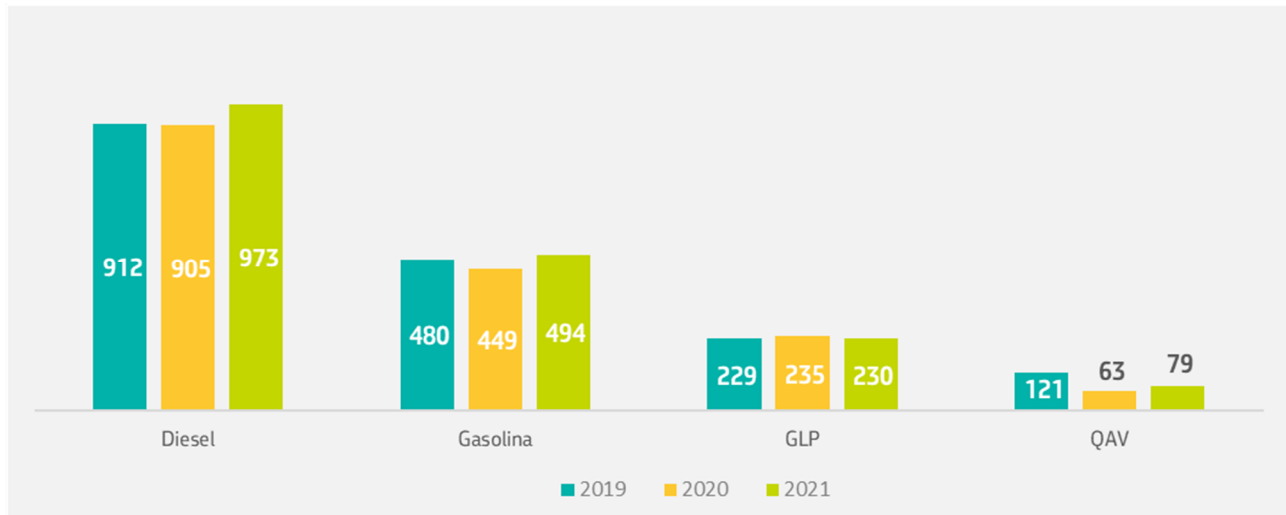
Esse aumento da inflação exigiu que o Banco Central tomasse medidas mais rígidas, elevando a taxa básica de juros (SELIC), que após atingir a mínima histórica de 2% em agosto de 2020, subiu para 9,25% em dezembro de 2021, alcançando 11,75% em março de 2022. Este contexto macroeconômico de subida da inflação e das taxas de juro coloca alguns desafios tanto para o PIB como para a recuperação do emprego. Em relação ao PIB, o Boletim Focus, divulgado pelo Banco Central do Brasil, prevê um crescimento de 0,5% para 2022.

Mercado Brasileiro de Petróleo e Gás

A demanda por derivados de petróleo no Brasil atingiu seu recorde histórico em 2014. Desde então, o crescimento médio anual do PIB manteve-se negativo, explicando grande parte da queda na demanda por derivados de petróleo no mesmo período.

A pandemia de Covid-19 teve amplos efeitos na demanda de derivados de petróleo, a partir do 2T20. Fortes medidas de distanciamento social, restrições de mobilidade pessoal e bloqueios temporários levaram a uma queda sem precedentes na demanda relacionada ao petróleo para atividades de transporte de passageiros. Gasolina e querosene de aviação foram os produtos mais afetados. Embora mercadorias e cargas continuem circulando pelo país, a desaceleração da atividade econômica também reduziu ligeiramente a demanda por diesel. Apesar da desaceleração generalizada, a maior utilização entre os usuários residenciais fortaleceu o consumo de GLP no mesmo período.

Nos trimestres posteriores, as medidas de restrição foram suspensas gradualmente em meio à redução no número diário de casos e mortes relacionados à Covid-19. Em 2021, a maior parte da demanda de derivados já superou os níveis vistos antes da pandemia, sendo o querosene de aviação e a nafta os únicos produtos cuja demanda ainda está abaixo dos níveis pré-pandemia.

CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS SELECIONADOS NO BRASIL (MBBL/D)¹


Fonte: Petrobras e EPE, 2021

Apesar da recuperação, o efeito cumulativo da crise hídrica, a subida dos preços das commodities e a desorganização das cadeias de abastecimento provocadas pela pandemia de Covid-19 continuam a repercutir nos mercados de combustíveis. A oferta de etanol retraiu, causando a alta dos preços do etanol e a perda de sua competitividade em relação à gasolina. Para mitigar os efeitos dos preços mais altos do biodiesel, o governo brasileiro reduziu temporariamente os requisitos de mistura diesel/biodiesel, o que levou a um aumento na demanda por diesel fóssil. Em resposta à grave crise hídrica vivida no sul e centro do Brasil, a demanda por óleo combustível para usinas de energia disparou. Como resultado, a demanda geral por óleo combustível aumentou cerca de 50% em 2021 em comparação com 2020.

As vendas de diesel aumentaram 7,5% em 2021. Políticas temporárias de renda básica para mitigar os efeitos da pandemia de Covid-19 estimularam a demanda por bens necessários. Além disso, safras recordes de grãos impulsionaram a demanda por frete e diesel. Por sua vez, a demanda de querosene de aviação foi a mais afetada pelas restrições de viagens implementadas devido à pandemia de Covid-19. Em 2021, a demanda por querosene de aviação se recuperou gradualmente para níveis pré-pandemia, aumentando cerca de 25% em comparação a 2020, mas ainda permanece 40% abaixo dos níveis de 2019.

Apesar desse evento extraordinário e impactante, espera-se que as tendências de longo prazo que estão se formando no mercado brasileiro de derivados de petróleo mantenham seu curso. Especificamente, a demanda por gasolina deverá diminuir devido à sua substituição pelo etanol hidratado, cujo uso é motivado por políticas públicas como a RenovaBio, que induzem preços competitivos do etanol hidratado em relação ao combustível fóssil. Além disso, veículos exclusivamente movidos a gasolina estão sendo substituídos por *flex fuel* e, futuramente, estes serão substituídos gradativamente por automóveis elétricos. Além disso, espera-se que o desenvolvimento da demanda de diesel seja retardado pelo aumento obrigatório do percentual de biodiesel na mistura de combustível que é entregue ao consumidor final.

O óleo combustível é consumido em três segmentos principais: industrial, geração de energia e como combustível marítimo. Há pelo menos duas décadas, o óleo combustível passa 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 de descarbonização, o que certamente terá repercussões negativas na procura de *bunker* a médio e longo prazo.

¹ Inclui a demanda do setor de energia.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia, em 2021, os dados interanuais de demanda de gás natural aumentaram 30% para 94 milhões de m³/d, de uma média de 72 milhões de m³/d em 2020 (sem considerar o gás usado em gasodutos transporte). Este crescimento reflete a recuperação econômica pós-Covid-19 e a pior crise hídrica que o país já experimentou. No mesmo período, o consumo de gás para geração de energia cresceu 64%. Como o mercado de 2020 foi afetado pela pandemia de Covid-19, também é relevante analisar o crescimento de 2021 em relação a 2019. Em setembro de 2021, a demanda de gás natural aumentou 22% de 75 milhões de m³/d em 2019. A demanda de gás natural aumentou 20% em relação a 78 milhões de m³/d em 2019 e a demanda por geração de energia aumentou 48%.

Tecnologia e fontes alternativas

A matriz energética brasileira (ou seja, diferentes tipos de fontes de energia primária) está passando por mudanças, principalmente em termos de geração de energia. Essa mudança é influenciada pelo desenvolvimento de fontes renováveis, como a eólica (1,7%) e a energia solar fotovoltaica (0,3%) que se tornaram menos onerosas nos últimos anos.

Em termos de motorização, houve uma tendência de veículos de consumo mais eficiente, influenciada pelo Inovar-Auto e pela introdução do primeiro veículo híbrido *flex fuel* fabricado no Brasil. Hoje, o programa governamental Rota 2030 implica mais investimentos em eficiência energética e segurança veicular, resultando em menos impostos para as montadoras.

Regulamentação

Em 2021, o novo marco regulatório do gás natural foi finalizado por meio da aprovação presidencial da Lei 14.134, de 8 de abril de 2021, e do decreto regulatório correspondente (Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021).

Este novo marco regulatório resulta de um intenso debate, iniciado em 2016 e liderado pelo poder executivo, que teve como objetivo identificar os constrangimentos legais e regulatórios para a promoção de um mercado competitivo, líquido e eficiente, considerando a redução de nossa participação de mercado.

A aprovação do novo marco regulatório fornece respaldo jurídico vital para as medidas administrativas já implementadas, além de possibilitar modificações na Lei 11.909/2009 (anteriormente conhecida como Nova Lei do Gás) em relação a questões incompatíveis com a criação de um novo mercado de gás.

Para a efetiva implementação desse marco legal, a ANP deve estabelecer uma nova regulamentação para o funcionamento desse mercado, enquanto os estados devem estabelecer regulamentações locais reconhecendo revendedores e consumidores livres, incluindo seu direito de contratação em nível nacional.

De acordo com a Agenda Regulatória ANP 2021-2022 atualizada, publicada em setembro de 2021, o processo de regulação ocorrerá em 2022 e 2023. De qualquer forma, o Decreto nº 10.172/2021 permite que a ANP adote soluções individuais, mas deve seguir as decisões judiciais vigentes até que o processo de regulação seja concluído pelo órgão regulador.

Em abril de 2021, foi publicado o Manual de Orientação de Boas Práticas Regulatórias de Gás Natural pelo Comitê de Acompanhamento do Mercado de Abertura de Gás Natural (CMGN), que estabelece diretrizes gerais sobre a regulação do setor, visando apoiar os reguladores estaduais e promover a padronização no setor de distribuição.

Outra novidade para o setor foi a promulgação, em julho de 2021, da Lei 14.182 referente à privatização da Eletrobras. Além de determinar a capitalização da empresa, a lei incluiu indicação para contratação de 8 GW de usinas a gás natural de 2026 a 2030, entre outras medidas.

Com relação ao segmento de refino, em junho de 2019, assinamos um compromisso com o CADE que consolida o entendimento entre as partes sobre o desinvestimento de ativos de refino no Brasil. Entre outras condições, o acordo prevê o desinvestimento de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino e estamos tomando outras providências para cumprir tais compromissos. Os desinvestimentos estão em andamento e em 2021, alcançamos com sucesso os acordos para a venda da Refinaria Landulpho Alves ("RLAM"), Refinaria Isaac Sabbá ("REMAN") e Unidade de Industrialização de Xisto ("SIX").

Para mais informações sobre nosso processo de desinvestimento, vide "Gestão de Portfólio".

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE sobre nossos desinvestimentos no setor de gás natural, vide "Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais" e "Gás e Energia – *Marketing* e Vendas" neste relatório anual.

Para mais informações sobre nosso acordo com o CADE sobre nossos desinvestimentos em ativos de refino, vide "Riscos – Fatores de Risco – Riscos Operacionais" e "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Plano Estratégico



Plano Estratégico 2022-2026

Nosso Plano Estratégico mantém uma estratégia consistente de foco em projetos com pleno potencial de geração de valor, recursos e contribuições para a sociedade brasileira. Priorizamos a monetização de recursos em riqueza para o Brasil, seguindo as diretrizes de sustentabilidade para a transição energética. Ampliamos em 24% nossos planos de investimentos para os próximos cinco anos, um esforço que estamos realizando com grande responsabilidade e diligência na alocação de recursos.

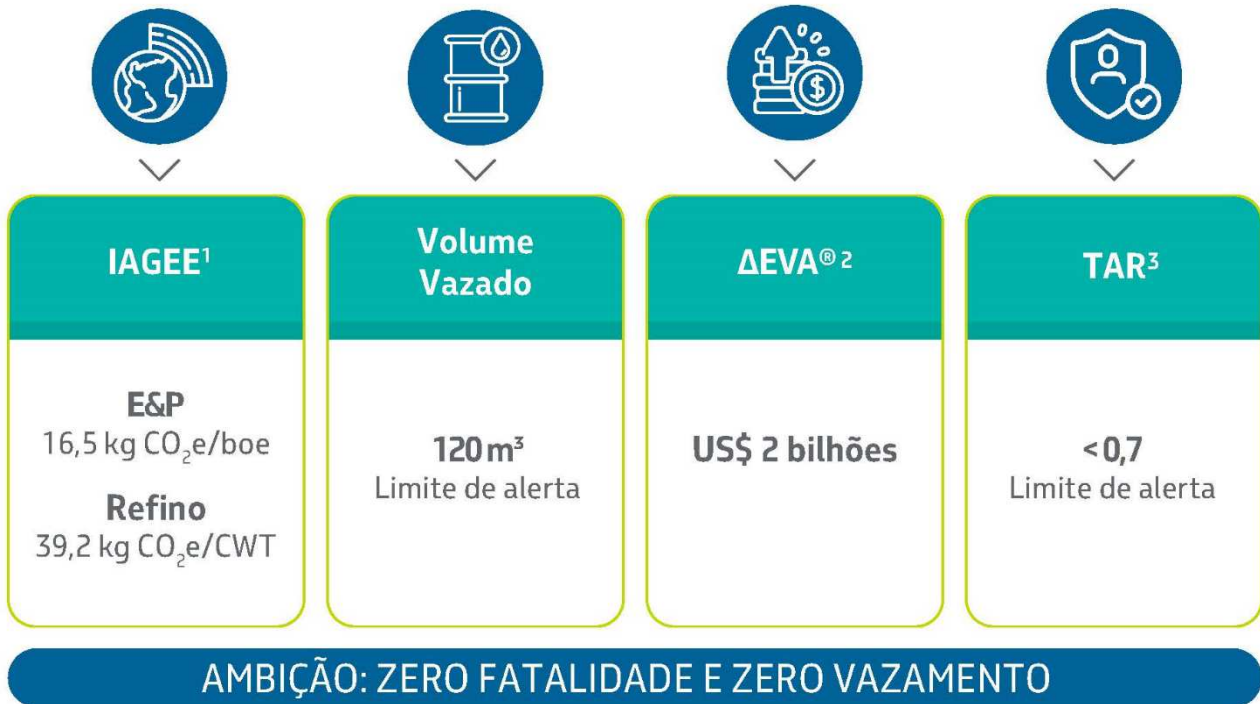


Continuamos fortalecendo nossas iniciativas relacionadas a questões ASG, com o firme compromisso de acelerar a descarbonização em nossas operações e priorizar a atuação de forma ética e transparente, com foco especial em operações seguras e respeito às pessoas e ao meio ambiente. O modelo estratégico que adotamos permanece ancorado no pressuposto de que a produção de óleo e gás pode ser compatível com os esforços acelerados de descarbonização, pela adoção do conceito de dupla resiliência. A resiliência dupla é composta por duas partes: (1) econômica, o que significa resiliência a cenários de baixo preço do petróleo, e (2) ambiental, caracterizado por um foco em uma pegada de carbono baixa. Atualmente, atingimos uma posição de destaque na produção de óleo com baixa emissão de carbono, particularmente em relação aos nossos campos do pré-sal, o que nos torna um player relevante na indústria *offshore* de óleo e gás em relação a esse requisito. Continuaremos nos esforçando por maiores reduções de emissões, investindo em novas tecnologias e na injeção de CO₂.

O Plano Estratégico mantém uma gestão ativa de portfólio, com desinvestimentos previstos entre US\$ 15 e US\$ 25 bilhões, que acreditamos contribuirão para melhorias na eficiência dos negócios, criação de valor, maior retorno sobre o capital e forte fluxo de caixa para manter um nível adequado de endividamento. Essa gestão ativa do portfólio nos permite explorar melhores oportunidades de investimentos, focando nossas atividades em ativos que tenham maior potencial para elevar a taxa de retorno esperada do nosso portfólio de forma sustentável.

Nosso Plano Estratégico apresenta quatro principais métricas que quantificam os atributos de nossa visão e fornecem orientações mais explícitas sobre nossos principais objetivos de curto prazo.

METAS DE 2022



1) IAGEE: Índice de atendimento às metas de gases de efeito estufa.





2) Delta EVA²: Valor Econômico Agregado. Caso a dívida bruta supere US\$ 65 bilhões, a nota da métrica de topo será contabilizada como zero.

3) Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens-hora.

Para incentivar o alcance de nossas metas, três dessas métricas terão impacto direto na remuneração de nossos executivos e empregados em 2022. O indicador TAR (taxa de acidentados registráveis por milhão de homens-hora) é uma das principais métricas, mas não é utilizado para fins de remuneração variável de funcionários. Consideramos a vida como um valor inegociável e, por isso, um dos nossos objetivos mais importantes é chegar a zero fatalidades. Para 2022, o limite de alerta permanece abaixo de 0,7, o que reafirma nosso compromisso com a vida e nos coloca no quartil superior do setor.

A métrica de dívida bruta de US\$ 60 bilhões foi excluída dos objetivos do nosso Plano Estratégico devido ao alcance dessa métrica no terceiro trimestre de 2021. No entanto, visando manter os incentivos para uma gestão adequada da alavancagem, será considerada como gatilho da métrica de topo Delta EVA² a manutenção da dívida bruta abaixo de US\$ 65 bilhões. Se este valor for ultrapassado, nossa pontuação Delta EVA² será zero.

O Plano Estratégico engloba um conjunto de estratégias que incorporam e dão visibilidade a eventos e questões relevantes para o nosso futuro, como: (i) transparência e foco em sustentabilidade (ASG), principalmente em relação às operações de descarbonização; (ii) maximizar o valor do portfólio, com foco em ativos em águas profundas e ultra profundas; (iii) agregar valor às nossas refinarias, com processos mais eficientes e novos produtos; e (iv) fortalecer a integração das atividades de comercialização e logística com todas as operações para reduzir custos, atingir nossos mercados desejados e aumentar seu valor econômico para nossa empresa.

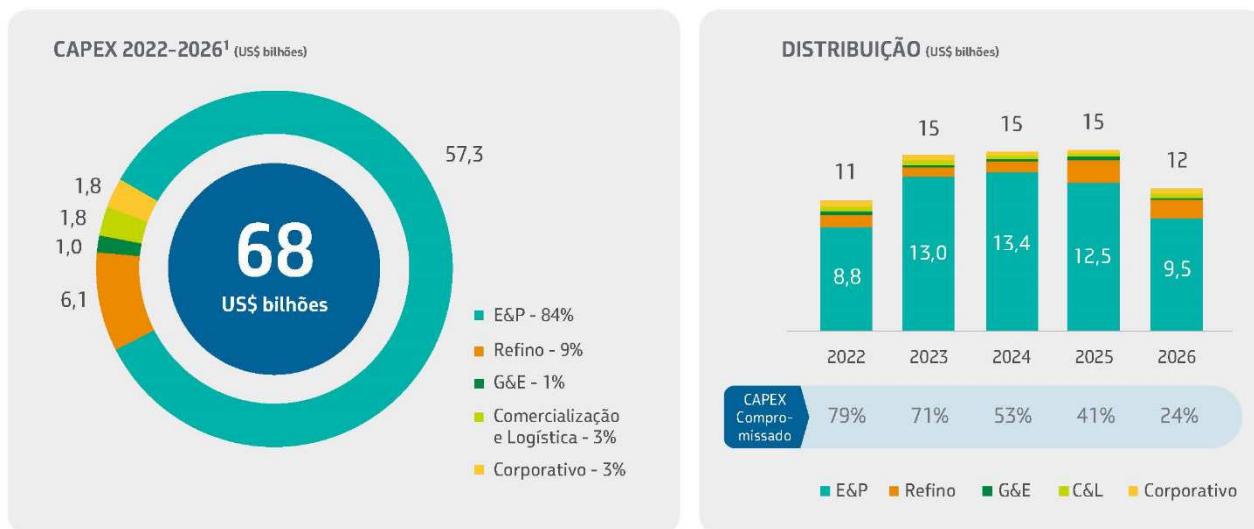
 Exploração e Produção	_ Maximizar o valor do portfólio, com foco em águas profundas e ultraprofundas.
 Refino, Transporte e Comercialização	_ Atuar com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor, agregando valor ao parque de refino com processos mais eficientes e novos produtos, em direção a um mercado de baixo carbono. _ Atuar de forma competitiva na comercialização de petróleo e derivados, maximizando a captura de valor através da integração e operação segura e eficiente da cadeia logística de <i>upstream</i> e <i>downstream</i> . _ Sair integralmente da participação dos negócios de fertilizantes e de biodiesel.
 Gás e Energia	_ Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio, saindo integralmente da distribuição e do transporte de gás. _ Otimizar o portfólio termoeletrico com foco no autoconsumo e na comercialização do gás próprio.
 ASG e Competitividade	_ Transformar digitalmente a Petrobras e desenvolver as competências críticas para uma cultura de alto desempenho, integridade e custos competitivos, criando soluções inovadoras para os novos desafios, com alto padrão de segurança da informação. _ Promover a responsabilidade social e ambiental associada ao negócio gerando impacto positivo na sociedade e no meio ambiente, fortalecendo a reputação da Petrobras. _ Utilizar o potencial inovador da Petrobras para gerar soluções em novas energias, descarbonização e novas linhas de negócio.

Nosso Investimento de Capital (CAPEX) projetado para o período 2022-2026 é de US\$ 68 bilhões, um aumento de 24% em relação ao Plano Estratégico 2021-25, dos quais 84%, ou US\$ 57 bilhões, serão destinados ao segmento de Exploração e Produção. Esse valor de CAPEX é consistente com nossas diretrizes estratégicas, que focam nossos investimentos em ativos e projetos em águas profundas e ultra profundas para maximizar o valor do portfólio.

Para 2022, já comprometemos 79% do nosso valor total de CAPEX. Por outro lado, no último ano deste Plano Estratégico (2026) apenas 24% do valor total do CAPEX previsto está comprometido, o que indica um maior nível de flexibilidade de investimento devido à menor proporção de compromissos assumidos, de acordo com nosso Plano Estratégico 2022-26. Vale ressaltar que, ao longo do ciclo de vida desses projetos, o nível de maturidade aumentará e uma maior proporção do CAPEX será utilizada.



AUMENTO DE CAPEX COM DÍVIDA SOB CONTROLE

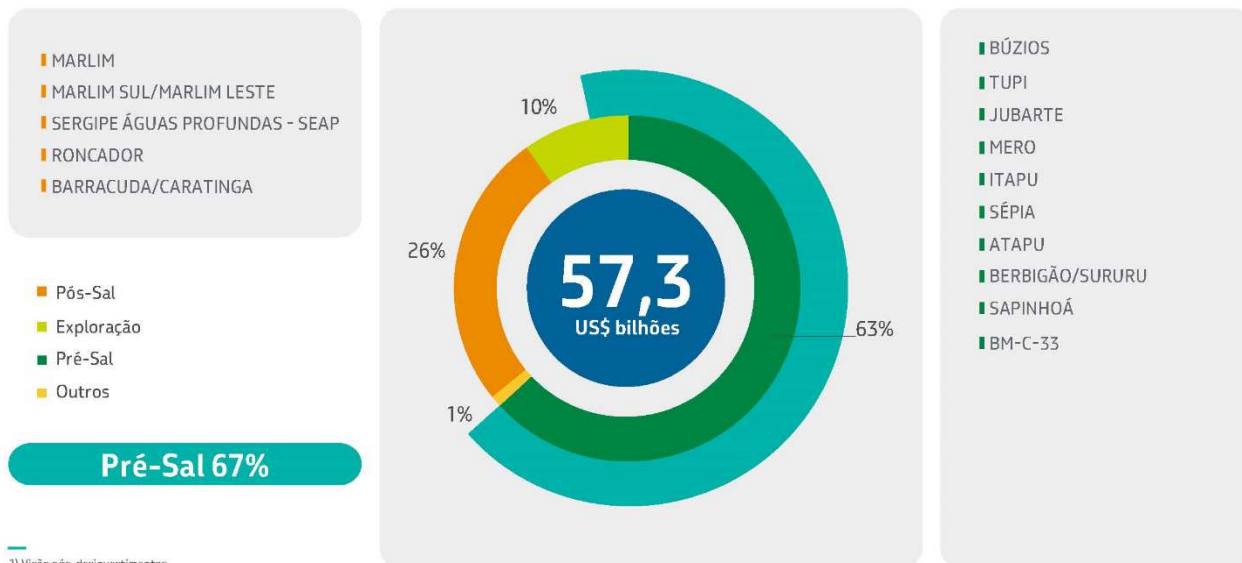


1) - 60% do CAPEX em Dólares.

O valor do CAPEX foi ajustado de US\$ 55 bilhões do Plano Estratégico 2021-25 para US\$ 68 bilhões em nosso atual Plano Estratégico. A maior parte dos gastos (60% de nosso CAPEX) está prevista em dólares americanos, enquanto a parte restante está orçada em moeda nacional (Reais).

Os principais impulsionadores desse aumento de CAPEX são a estratégia de compras das plataformas de Búzios; priorização de novos projetos; revisão do desinvestimento de Marlim (ou seja, manter Marlim em nosso portfólio); e impactos da pandemia de Covid-19, entre outros. Em contrapartida, também houve fatores que reduziram nossos investimentos, que incluem (i) a aquisição pela CNOOC de uma participação adicional de 5% no Contrato de Partilha de Produção da Cessão de Direitos da Excedente de Búzios e (ii) a desvalorização do Real frente ao Dólar americano.

CAPEX E&P¹ 2022-2026



1) Visão pós-desinvestimentos.

O aumento do investimento em E&P em nosso portfólio está alinhado ao nosso foco estratégico: concentrando recursos em ativos de águas profundas e ultra profundas, onde temos aumentado nossa vantagem competitiva ao longo dos anos, resultando na produção de um petróleo de melhor qualidade com menor emissão de gases de efeito estufa. Continuamos com foco em ativos *offshore* em águas profundas, principalmente no pré-sal, porque é onde conseguimos extrair o maior valor possível. Nossas descobertas do pré-sal estão entre as mais importantes do setor nas últimas décadas. Tais ativos do pré-sal compreendem grandes acumulações de petróleo leve de excelente qualidade, baixo teor de enxofre e alto valor comercial. É nesta área que somos reconhecidos internacionalmente pela nossa presença, capacidade técnica e tecnologia desenvolvida. Para manter esse foco, estamos reduzindo substancialmente o número de nossos ativos, por meio do desinvestimento de campos de produção *onshore* e em águas rasas. A redução de ativos não-essenciais representa cerca de 90% do nosso número de campos de produção e faz parte da estratégia de foco em campos de alta produtividade, como é o caso de nossos grandes campos do pré-sal.

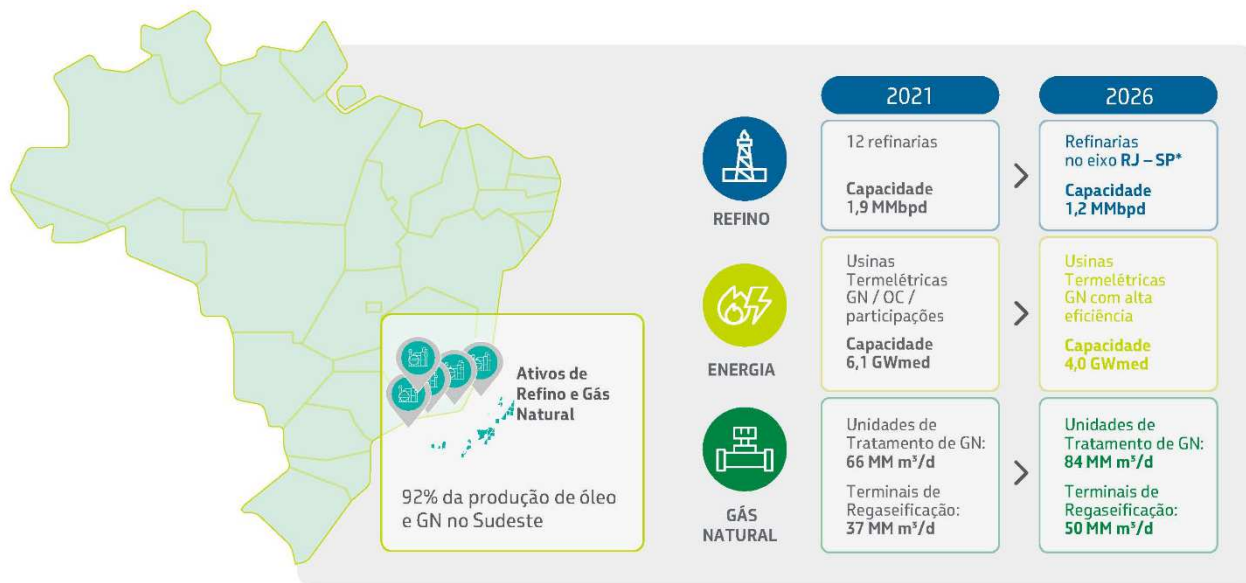
Assim, em nosso Plano Estratégico, estamos investindo 67% do nosso CAPEX total do segmento E&P em ativos e projetos do pré-sal, principalmente o campo de Búzios, destinando aproximadamente US\$ 23 bilhões dos US\$ 57 bilhões para esse segmento.

No período 2022-2026, a Bacia de Campos continua sendo uma área importante para investimentos, e planejamos alocar US\$ 16 bilhões do investimento total planejado do segmento de E&P. Vamos investir em mais de 100 novos poços e três novos FPSOs. Esses projetos têm potencial para aumentar a produção de petróleo e natural de 0,7 mmoed em 2021 para 0,9 mmoed em 2026. Sem investimentos em projetos na Bacia de Campos, a produção prevista para essa área cairia para 0,3 mmoed em 2026. Ou seja, com um investimento significativo nessa área, planejamos produzir mais 0,6 milhão de barris de petróleo equivalente por dia em 2026.

Além da Bacia de Campos, o plano contempla investimentos relevantes em outras bacias brasileiras fora do Sudeste, em águas profundas e ultra profundas. Investiremos US\$ 2 bilhões na Margem Equatorial, a qual é uma potencial fronteira exploratória, e continuaremos a investir no projeto de desenvolvimento em águas profundas de Sergipe (lâmina d'água >2.400 m), com a locação da primeira unidade FPSO em 2026 com uma capacidade de 120 mil bbl/d.

Nosso CAPEX planejado também inclui o valor de US\$ 1,8 bilhão em projetos relacionados a iniciativas de descarbonização para nossas operações, com destaque para separação de CO₂, sistemas de detecção de metano, comissionamento de *flares* fechados, tecnologia HISEPTM e projetos de redução de carbono em refinarias, entre outros. A maioria dessas iniciativas está associada à otimização da produção e/ou eficiência operacional, resultando em importantes efeitos na redução de emissões.

GESTÃO ATIVA DE PORTFÓLIO
 ATIVOS PRÓXIMOS AO FORNECIMENTO DE PETRÓLEO E GÁS E AO MERCADO CONSUMIDOR

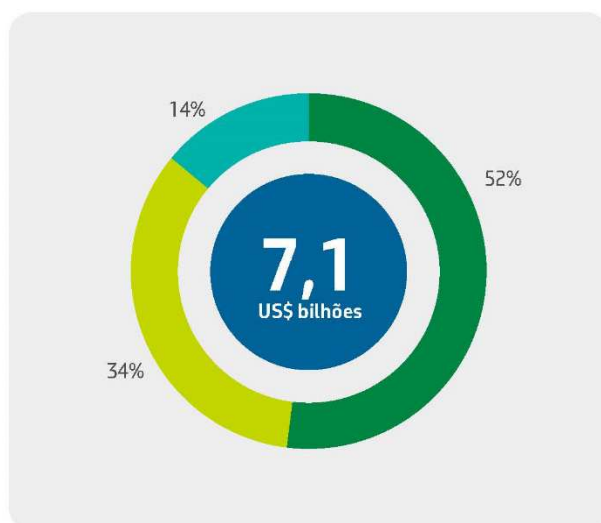


*Novo Processo de Desinvestimento: REFAP, REPAR e RNEST.
 Nota: Em 2021, a refinaria RLAM foi desinvestida.

No segmento de Refino, nossa estratégia está focada em ativos próximos à maior oferta de petróleo e ao maior mercado consumidor brasileiro, aproveitando maior sinergia e integração com nossos ativos de E&P. Consistente com nossa estratégia de gestão de portfólio, mantemos nosso plano de desinvestimentos em relação a algumas unidades de refino e, em contrapartida, aumentamos nosso investimento em atualizações de nossas refinarias restantes para aumentar a produção de diesel S-10, capacidade de biorefino e eficiência operacional enquanto ainda se reduzem as emissões.

Atualmente, temos 12 refinarias localizadas em diferentes regiões do Brasil e uma unidade de processamento de xisto no Paraná. Nosso objetivo estratégico é manter apenas cinco refinarias na região Sudeste. Para os próximos cinco anos, o CAPEX estimado é de US\$ 7,1 bilhões, dos quais US\$ 6,1 bilhões serão investidos no segmento de Refino e US\$ 1 bilhão no segmento de G&E. Os investimentos serão concentrados nos projetos destacados abaixo.

CAPEX REFINO, GÁS E ENERGIA 2022-2026

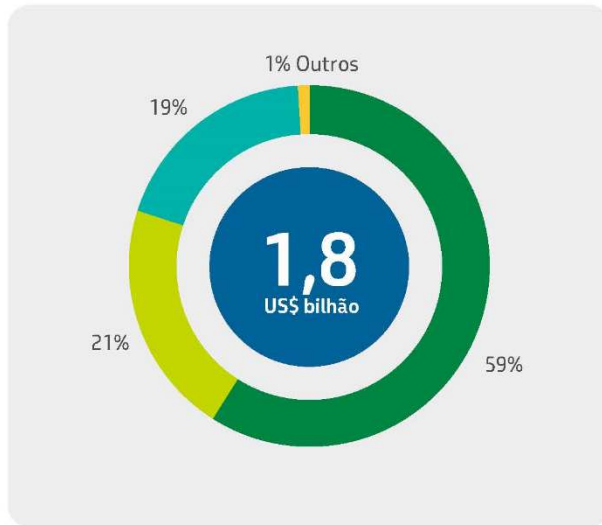


1) REVAMP = reforma do 1º Trem da RNEST, incluindo a construção da unidade SNOX (unidade de redução de emissões de enxofre).
 2) HDT = Unidade de Hidrotreatamento.

Nosso Plano Estratégico prevê um investimento de US\$ 2,6 bilhões para a ampliação de nossa capacidade de refino para a conclusão do Trem 1 da RNEST e a construção do Trem 2. Até 2026, a produção total de diesel será orientada para a classe S-10. Para atingir esse objetivo, planejamos investir em uma nova unidade de hidrotreatamento na REPLAN, bem como em adaptações na REDUC e REVAP. Adicionalmente, planejamos investir na integração operacional da REDUC e GASLUB, que aumentará a produção de diesel S-10 e QAV, além de criar uma nova unidade de petróleos básicos para lubrificantes do Grupo II.

Ademais, se destaca o programa RefTOP, que terá um investimento de US\$ 0,3 bilhão com o objetivo de colocar nossas refinarias entre as melhores do mundo em termos de eficiência energética e desempenho operacional no uso de gás natural, vapor e eletricidade. Em última análise, isso resultaria em uma otimização das emissões de gases de efeito estufa.

No segmento de Gás e Energia, nossos investimentos estão focados na Rota 3 e na unidade de processamento de gás natural para permitir o escoamento do gás natural da produção do pré-sal. O Projeto Rota 3 é nossa terceira rota de gás do pré-sal, o que aumentará a quantidade de gás exportada e a capacidade de processamento dos ativos do pré-sal. A previsão é que comece a operar em 2022.

CAPEX COMERCIALIZAÇÃO E LOGÍSTICA 2022-2026

Operacional Eficiência

- _Manutenção de dutos e terminais
- _Diversificação de modais para acessar novos mercados


Operacional Segurança

- _Segurança operacional (PRO-DUTOS)
- _Substituição dos dutos OPASA¹ e OBATI²


Expansão

- _Transbordo de petróleo

1) OPASA = Oleoduto entre a refinaria da Replan (Paulínia/SP) e o Terminal de Barueri/SP.
2) OBATI = Oleoduto entre o Terminal de Barueri (SP) e o Terminal de São Caetano do Sul/SP.

Os investimentos em Comercialização e Logística (“C&L”) estão focados na melhoria da eficiência operacional (59%), segurança operacional (21%), expansão (19%) e outros (1%). Estamos investindo US\$ 1,8 bilhão em manutenção de dutos e terminais, métodos de diversificação para acesso a novos mercados, substituição de dutos e transbordo de petróleo.

Os desinvestimentos previstos em nosso Plano Estratégico estão entre US\$ 15-25 bilhões, com maior concentração prevista para 2023. Mantivemos nosso plano de desinvestimentos de ativos e empresas que anunciamos anteriormente em nosso Plano Estratégico 2021-25, exceto Marlim, que volta a fazer parte do nosso Plano Estratégico. A potencial venda de tais ativos pode depender de condições estratégicas e de mercado.

Nossos principais desinvestimentos planejados para o período 2022-2026 são apresentados abaixo.

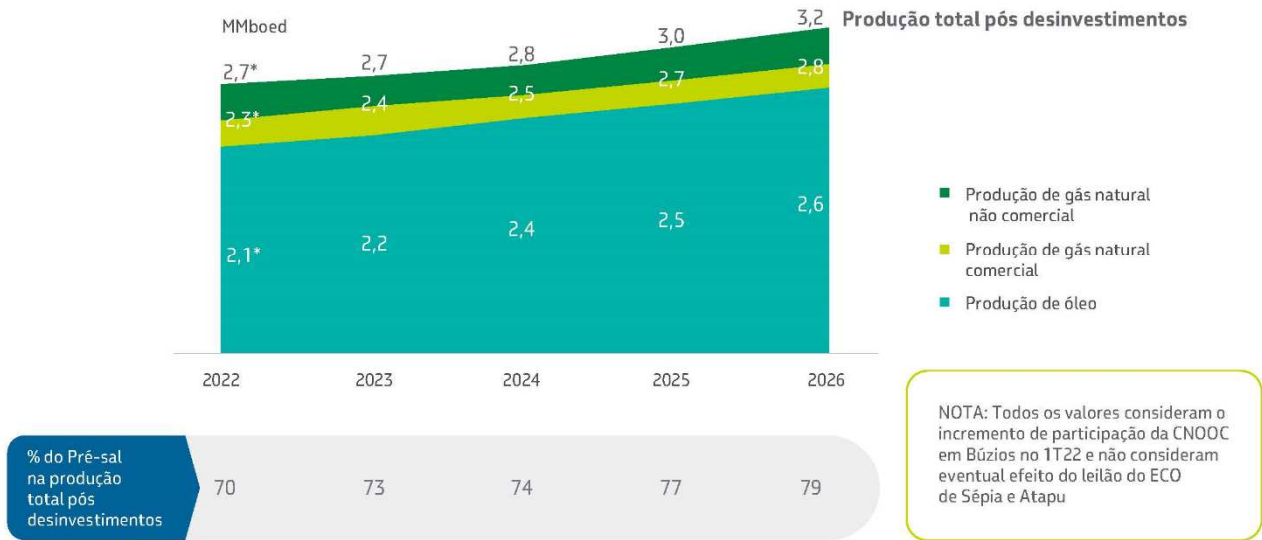
GESTÃO DE PORTFÓLIO PARA MELHOR ALOCAÇÃO DE CAPITAL
 PRINCIPAIS ATIVOS


1) Impacto de aprox. 50 kboed na produção de 2022, impacto médio de c. 250 kboed nos anos restantes do plano.
 2) Inclui o valor estimado a ser recebido pela Petrobras em dinheiro pelos 5% da participação de Búzios vendida para a CNOOC em 2022.

Produção de Petróleo, NGL e Gás Natural

As perspectivas de petróleo e gás para o período 2022-2026 indicam crescimento contínuo, mesmo com desinvestimentos. Em linha com nosso foco estratégico, as atividades de E&P estão concentradas em águas profundas e ultra profundas no Brasil, representando 92% da produção total em 2022, com potencial para atingir 100% em 2026. A produção do pré-sal representará 79% de nossa produção total ao final do quinquênio. A curva de produção considera a entrada em operação de 15 novas plataformas no período 2022-2026, sendo nove afretadas e seis próprias.

A curva de produção estimada em nosso Plano Estratégico, publicado em novembro de 2021, é apresentada no gráfico a seguir:

FOCO EM MAXIMIZAÇÃO DE VALOR, COM MAIOR CONCENTRAÇÃO NO PRÉ-SAL


*Com variação de +/- 4%. Redução de 0,1 MMboed em relação às previsões de 2022 no plano anterior devido aos efeitos da Covid-19 e aumento da participação da CNOOC em Búzios.

Revisão das perspectivas de produção para 2022

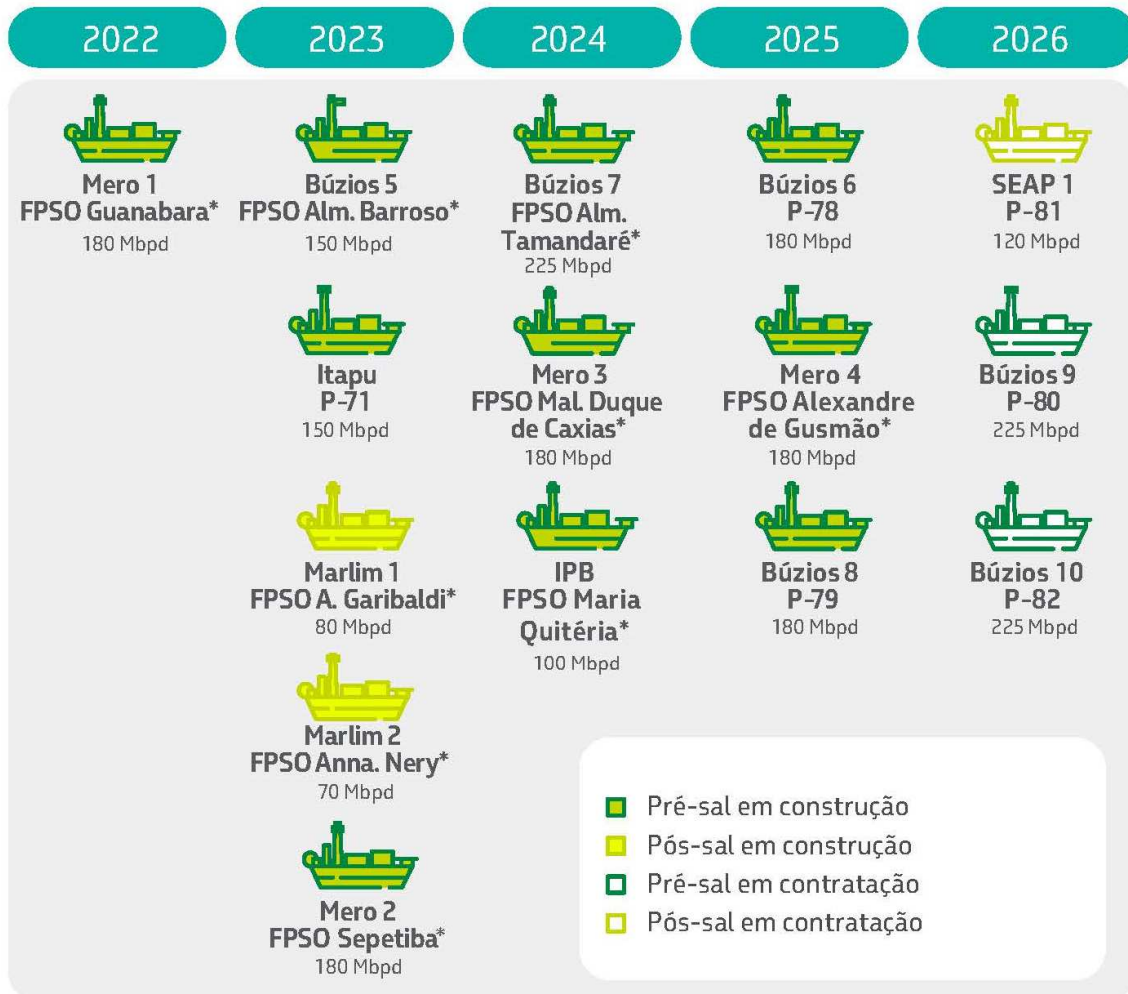
Em 17 de dezembro de 2021, adquirimos os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa nos campos *offshore* de Atapu e Sépia na 2ª Rodada de Licitações para o excedente de Cessão de Direitos no Regime de Partilha de Produção. Como resultado, revisamos as perspectivas de produção de óleo e gás natural para 2022 para refletir o efeito do leilão mencionado.

O início da partilha de produção dos FPSOs P-70 e Carioca, operando nos campos de Atapu e Sépia, respectivamente, impactará as perspectivas de produção divulgadas no Plano Estratégico. Em 2022, a produção total de petróleo e gás será reduzida para 70 mil boed, diminuindo de 2,7 milhões boed para 2,6 milhões boed, com variação de +/- 4%. A produção de óleo e a produção comercial terão um impacto de cerca de 60 mil boed, mas permanecerão com as mesmas faixas - 2,1 milhões barris por dia e 2,3 milhões barris de óleo equivalente por dia, respectivamente, com variação de +/- 4%. Para o período entre 2023 e 2026, o impacto médio estimado para a produção é de uma redução de 0,1 milhão boed.

A seguir apresentamos a programação de nossas novas unidades até 2026. Acreditamos ser líder mundial em investimentos nesse tipo de projetos. Nos próximos cinco anos, teremos 15 novos FPSOs que entrarão em operação, sendo doze no pré-sal e três no pós-sal. Juntas, as 15 novas plataformas terão capacidade instalada de 2,4 milhões bbl/d. O campo de Búzios receberá o maior número de unidades com seis novos sistemas, condizente com a magnitude e alta produtividade daquele ativo. Com reservas substanciais, baixo risco e alto potencial de geração de valor, Búzios é o maior campo de águas profundas do mundo.

LIDERANÇA EM PROJETOS DE FPSO

15 NOVOS FPSOs EM 6 CAMPOS ENTRE 2022 E 2026



* Unidade afretada.

Do portfólio de novos projetos, o FPSO Guanabara será o primeiro a entrar em operação, com capacidade para processar até 180 mil bpd. A expectativa é que o FPSO Guanabara produza seu primeiro petróleo no primeiro semestre de 2022 no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos.

As unidades que planejamos que entrem em operação até 2025 já estão contratadas. As três unidades previstas para o ano de 2026 estão em fase de contratação.

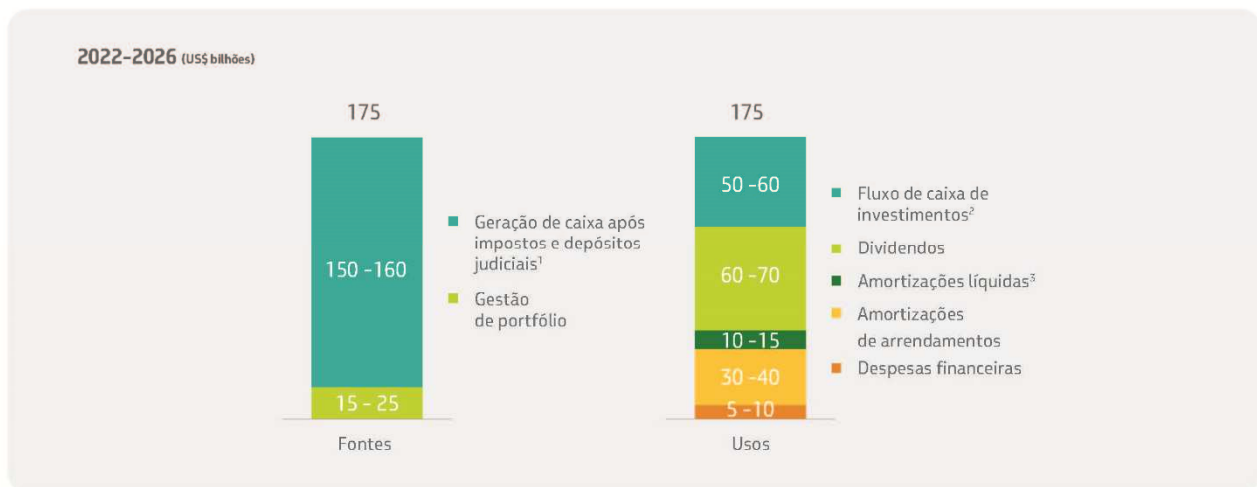
Preço do Petróleo Bruto e Taxa de Câmbio

Os cálculos futuros foram realizados assumindo um preço médio do petróleo Brent de US\$ 72/bbl em 2022, US\$ 65/bbl em 2023, US\$ 60/bbl em 2024 e US\$ 55/bbl até 2026 e no longo prazo. Assumimos uma taxa de câmbio média Real/Dólar de R\$ 5,4, R\$ 5,3, R\$ 5,2, R\$ 5,2 e R\$ 5,1 por US\$ 1,00 para o período 2022-2026, para cada ano, respectivamente.

Financiamento

Esperamos realizar nossos investimentos previstos no Plano Estratégico sem a necessidade de nova captação líquida. Por meio do controle de custos e do compromisso com a rentabilidade, prevemos fontes de recursos no valor de US\$ 175 bilhões no período 2022-2026, decorrentes de geração de caixa operacional e desinvestimentos. Esses recursos cobrirão nossos investimentos planejados, bem como a busca pela manutenção do endividamento e distribuição de dividendos, conforme demonstrado na figura a seguir:

GERAÇÃO ESPERADA DE FLUXO DE CAIXA LIVRE



¹ Considera custos de descomissionamento de cerca de US\$ 1 bilhão/ano.
² Exclui arrendamentos classificados no CAPEX total.
³ Considera captações de US\$ 5 bilhões.
 NOTA: Considera US\$ 8 bilhões de caixa de referência.

Nosso Plano Estratégico espelha a importância de uma empresa forte, saudável e geradora de recursos. No futuro do Plano Estratégico, prevemos o pagamento do total de impostos e participação do governo de US\$ 65-70 bilhões. Somado aos nossos dividendos, esse valor, que irá para o governo federal e todos os demais acionistas, representa mais de 86% da nossa expectativa de geração de receita operacional.

Compromissos de Baixo Carbono e Sustentabilidade

Contribuímos para o desenvolvimento econômico, social e ambiental por meio das seguintes ações: (i) investindo recursos e tecnologias na produção de petróleo de baixo carbono no Brasil, gerando energia e riquezas relevantes para financiar uma transição responsável; (ii) investindo na capacidade de oferta de gás e energia despachável para viabilizar a alta participação de renováveis na matriz elétrica brasileira; (iii) investindo e prospectando novas possibilidades em produtos e negócios com menor intensidade de carbono; (iv) promovendo a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e soluções de baixo carbono e (v) investindo em projetos socioambientais de recuperação e conservação de florestas.

Reforçamos nossos dez compromissos de sustentabilidade e planejamos investir aproximadamente US\$ 2,8 bilhões nos próximos cinco anos em nossos compromissos de baixo carbono e sustentabilidade, que serão distribuídos por meio de iniciativas de descarbonização de nossas operações, biorrefino (diesel renovável e bioquerosene de aviação) e o desenvolvimento de competências para o futuro por meio de Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D") em energias renováveis modernas, produtos de baixo carbono e CCUS. Para mais

informações sobre nossos dez compromissos, veja “Meio Ambiente, Social e Governança - Meio Ambiente” neste relatório anual. Reforçamos o nosso compromisso com o meio ambiente e a utilização de novas tecnologias para a descarbonização, que envolvem, por exemplo, a redução da queima de gás natural, a reinjeção de CO₂ e ganhos de eficiência energética nas nossas operações.

Em setembro de 2021, anunciamos nossa ambição de atingir emissões líquidas zero de gases de efeito estufa das operações sob nosso controle (escopos 1 e 2), e nossa intenção de influenciar parceiros para alcançar a mesma ambição em ativos não operados em prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris.

O Programa Carbono Neutro visa agilizar e reduzir custos relacionados às soluções de descarbonização, colocando-nos em uma posição mais competitiva. O programa também envolve oportunidades relacionadas ao escopo 3, que descreve as emissões indiretas de gases de efeito estufa relacionadas ao uso de nossos produtos energéticos pelos clientes, e será apoiado por um fundo dedicado à descarbonização com orçamento de US\$ 248 milhões para os próximos cinco anos, que pode ser utilizado em iniciativas que envolvem os escopos 1, 2 e 3.

Nos últimos 12 anos, melhoramos nossa eficiência de carbono no segmento de E&P em 48% e nossos campos do pré-sal apresentam baixas intensidades de GEE quando comparados a outros campos de petróleo no mundo.

Transformação Digital

Acreditamos que, como empresa líder em energia, é importante evoluir continuamente e implantar soluções industriais inovadoras de alto valor alavancadas por tecnologias digitais. Por isso, continuamos desenvolvendo um sistema de inovação consistente e integrado, alinhado aos nossos pilares estratégicos.

Em 2019, com o objetivo de acelerar a criação de valor com inovação e transformação digital, consolidamos todas as unidades de tecnologia em uma estrutura integrada.

Nossa estratégia de transformação digital e inovação está ancorada em cinco objetivos fundamentais para perseguir a trajetória exponencial de geração de valor:

Go Digital: Concentra-se em plataformas de tecnologia que impulsionam a evolução digital.

Be Digital: Foco na inovação digital e ágil - práticas, *mindset* e mudança cultural.

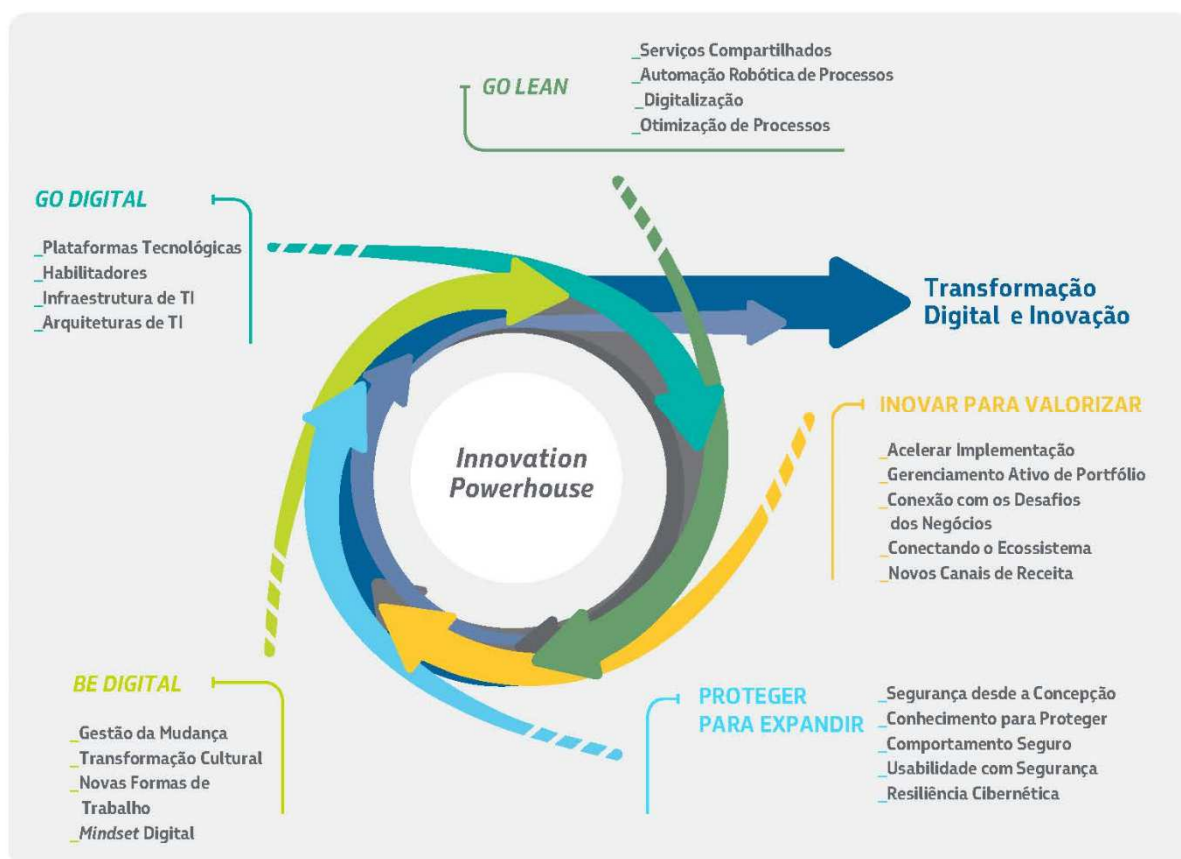
Go Lean: Foca na otimização e automatização de processos.

Inovar para gerar valor: CENTRO DE P&D - Focado em gestão ativa de portfólio, aceleração do tempo de lançamento e de adoção das tecnologias, Conexões com o ecossistema de inovação e novos canais de receita.

Proteger para expandir: Segurança da informação facilitando e acelerando a Transformação Digital e Cultural por meio do pessoal, possibilitando a inovação.

Além disso, implementamos o programa **Conexões para Inovação**, um esforço sistemático para fomentar nosso ecossistema de inovação, criar e alavancar o potencial de novas tecnologias e nosso capital humano, acelerando o ritmo de inovação em nossos negócios.

5 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PARA INOVAÇÃO



Go Digital

A estratégia Go Digital visa colocar a tecnologia no centro de cada um dos nossos negócios e, assim, criar valor em toda a nossa cadeia de valor. Por meio da adoção de metodologia ágil em escala e tecnologia de computação em nuvem, buscamos inovação e uma arquitetura de TI moderna que possibilite a extração de valor de nossos dados. Isso abre caminho para soluções digitais com plataformas de dados integradas e tecnologias atualizadas, como a inteligência artificial.

Nossas principais conquistas em 2021 foram:

- A implantação do DRAGÃO, o maior e mais ecológico supercomputador da América Latina¹.
- Junto com Atlas e Fênix, esses supercomputadores fazem parte de um projeto que, aliado ao uso intenso da tecnologia de nuvem pública, aumentou a nossa capacidade de computação de alto desempenho em 1.200% desde 2018, medida em desempenho computacional. Alcançamos 42,4 PetaFLOPS RPeak em 2021 em comparação com 3,4 PetaFLOPS RPeak em 2018. Nossos investimentos em computação de alto desempenho são essenciais para apoiar programas estratégicos *Upstream*, como EXP100 e PROD1000. Para obter mais informações sobre EXP100 e PROD1000, vide “Nossos Negócios – Exploração e Produção”.
- A implantação da primeira fase do SAP EHS, parte do programa #Trans4mar, que dará suporte a uma mudança radical na gestão, integração de dados, padronização e simplificação de processos de meio ambiente, saúde e segurança, bem como a implantação do SAP Ariba (gestão de compras), SAP Concur (gestão de gastos), Blackline (conciliação contábil), *Intelligent Asset Management* (confiabilidade de ativos industriais) e Celonis (*process mining*). O #Trans4mar é um programa que reúne iniciativas para a implementação do SAP S/4 HANA em nossa empresa, atuando como um facilitador digital para a Indústria 4.0 por meio de revisão, simplificação, digitalização e integração de processos seletivos corporativos e empresariais. Este programa começou em 2020 e deverá ser totalmente implementado até 2023.
- Nossos esforços de Gêmeos Digitais em *upstream* e *downstream* ganharam o prêmio nacional “IT Mídia” no setor de energia. A implementação da ferramenta *Digital Twins* nos esforços de *downstream* a partir de 2020 permitiu que nossas refinarias (REPLAN, REVAP, REPAR, RECAP, REGAP, REDUC, REFAP, RPBC, REMAN, RNEST e LUBNOR), operassem em 2021 acima de 80% do tempo na faixa de rendimento ideal, com ganhos de US\$ 255 milhões no mesmo ano, reduzindo custos por meio de uma otimização global de nossas refinarias que são capazes de operar com desempenho ideal em todos os momentos, em quaisquer condições de mercado e independentemente dos tipos de petróleo a nossa disposição.
- Iniciamos a implementação de uma nova plataforma digital de *Customer Relationship Management* (“CRM”) que consolidará e aprimorará a qualidade dos canais de interação com clientes e stakeholders por meio de uma solução de mercado baseada em nuvem para negociação nos mercados interno e externo, bem como para a comercialização de gás.
- O lançamento de um Centro de Excelência em Computação em Nuvem (“CCC”), que direcionará e acelerará nossa jornada de adoção da nuvem. Essa adoção gradual da nuvem será realizada em parceria com grandes players do setor de tecnologia, como Amazon e Microsoft. O CCC une-se ao Centro de Excelência em Análise e Inteligência Artificial (“CoE”) e ao Centro de Excelência em Robotização e Digitalização de Processos (“CERD”), que combinam expertise, processos e plataformas de tecnologia e agregam valor em toda a nossa cadeia de valor por meio tecnologia digital.

¹ De acordo com a lista TOP500 e GREEN500, publicada em junho de 2021, em www.top500.org.

Be Digital

Em 2021, demos continuidade à adoção de metodologias e mentalidade que sustentam uma cultura de inovação digital voltada para a geração de resultados. Nesse sentido, destacamos a ampliação de: (i) iniciativa de inovação corporativa; (ii) *Safety Innovation Lab*; (iii) academia corporativa nos temas de Transformação digital e inovação; e (iv) a aplicação de metodologias e práticas ágeis.

Iniciativa de Inovação Corporativa

Nossa Iniciativa de Inovação Corporativa busca permitir que toda a empresa inove, fornecendo orientação, treinamento e canais para acessar o ecossistema de inovação externo. Em 2021, a iniciativa entregou: (i) o programa de startups internas; (ii) programas para estudantes baseados em desafios; e (iii) conexão do ecossistema de inovação com startups. Buscamos ir além dos benefícios financeiros para também promover o intraempreendedorismo que fortaleça o sentimento de dono. O caminho a seguir é expandir seu papel como um hub e acelerador de inovação, permitindo que a empresa dê o primeiro passo no ciclo de vida da inovação com rapidez e precisão, enquanto conectada aos ecossistemas de inovação.

Laboratório de inovação em segurança

Também consolidamos o *Safety Innovation Lab* ("*SafetyLab*"), um laboratório focado em segurança operacional e saúde por meio da implementação de soluções digitais desenvolvidas e testadas de forma ágil em ambientes controlados e representativos. Isso é feito para oferecer soluções para prever e prevenir riscos, monitorando ativamente o trabalho ou reduzindo a exposição ao risco, melhorando o uso de dispositivos vestíveis (*wearables*), análise inteligente de vídeo, robótica e drones, por exemplo. As principais entregas do Laboratório foram: (i) desenvolvimento de *wearables* voltados para monitoramento de atenção, geolocalização e equipamentos de proteção individual ("EPIs") mais confortáveis e seguros; (ii) implementação de sistemas de análise inteligentes de vídeo para detecção de fumaça e fogo e para detecção de uso de máscaras e estoques de equipamentos; (iii) uso de robôs e drones em atividades de risco, como mini drones submarinos para atividades de inspeção e monitoramento offshore, drones para inspeção de linhas de transmissão de energia elétrica, drones de carga para apoiar as operações de ancoragem e desancoragem de navios aliviadores e drone para inspeção visual no interior das esferas; e (iv) desenvolvimento para promover a saúde física, como novos materiais resistentes ao fogo para melhorar a segurança dos macacões de trabalho e pulseiras com sensores de fadiga. As ações desenvolvidas ao longo do ano contribuíram para a segurança e saúde de nossos trabalhadores.

Academia Corporativa de Transformação Digital e Inovação

As empresas são transformadas por suas pessoas e nossa transformação digital é sustentada por investimentos em programas de educação digital para empregados. Desde o segundo semestre de 2020, nossa Academia de Transformação e Inovação Digital garante que os funcionários tenham o treinamento necessário para o desenvolvimento de novas competências e requalificação em novos papéis. Desde sua criação, nossos empregados concluíram 21.850 cursos ministrados pela Academia. O portfólio atual possui 61 programas, permitindo que a empresa aumente o número de profissionais qualificados em novos papéis, tais como: cientistas de dados, analistas de dados, arquitetos de nuvem, analistas de segurança e *product owner*, entre outros temas críticos para a Transformação Digital e Inovação.

Go Lean

Em 2021, nosso Centro de Excelência em Robotização e Digitalização de Processos (CERD) continuou repensando nossos processos internos, habilitando-os para a transformação digital. Desde sua criação, em 2020, o CERD já otimizou, digitalizou ou automatizou mais de 250 processos.

Reforçamos o papel do Arquiteto de Processos, responsável por garantir uma visão integrada e enxuta de nossos processos, com foco no atendimento das necessidades dos clientes e liderar a implementação da tecnologia em parceria com profissionais de tecnologia conforme as necessidades do negócio.

Além disso, identificamos alguns fatores-chave como prioritários para nosso foco atual, como garantir disponibilidade, digitalização de informações e inserir conceitos de *Smart Office* (escritório inteligente) e nosso centro de serviços compartilhados digitais.

Continuamos a acelerar a modernização dos ambientes de trabalho em conexão com a implementação de um modelo de trabalho híbrido, que combina teletrabalho e trabalho de escritório, utilizando conceitos de escritório inteligente e *coworking* de acordo com as necessidades de cada cadeia de negócios local, a fim de maximizar a ocupação do edifício.

Outra parte de nossa estratégia é usar os recursos de nosso Centro de Serviços Compartilhados center como potencializador de processo digital, promovendo e liderando a simplificação e digitalização de processos, como alavancas para aumento de produtividade da força de trabalho, otimização de custos, criação de valor e permitindo que nossas frentes operacionais se concentrem em nosso core business. Para isso, iniciamos a evolução do nosso Centro de Serviços Compartilhados. Mais de 600 processos foram revisados com base no feedback de nossos clientes internos e em uma série de oportunidades identificadas por nossas equipes. Cerca de 2.000 horas de treinamento online foram realizadas por nossos empregados para implantação de processos novos ou revisados e foram lançados novos canais internos de atendimento, incluindo uma plataforma integrada para medir e evoluir nosso atendimento.

Inovar para gerar valor

Usamos a inovação e as ideias do nosso centro de pesquisa e desenvolvimento como ferramentas para ampliar a criação de valor e influenciar nossa estratégia, com foco em novas fronteiras de produção, melhoria contínua nas operações e novas oportunidades.

Temos um histórico de sucesso no desenvolvimento e implementação de tecnologias, desde a exploração de bacias petrolíferas, implantação de sistemas de produção em águas profundas até o refino e produção de derivados de petróleo. Como resultado, conquistamos por quatro vezes (1992, 2001, 2015 e 2020) o principal prêmio da indústria de petróleo e gás, o *Distinguished Achievement Award for Companies*, concedido anualmente pela *Offshore Technology Conference* (OTC). Além disso, em 2019, a edição brasileira da Conferência (OTC Brasil) também nos concedeu um *Distinguished Achievement Award*.

Estamos investindo em tecnologias digitais para otimizar as operações das refinarias de forma ainda mais eficiente, com flexibilidade e segurança. Os projetos de P&D buscam o desenvolvimento de novas tecnologias de processo para modernizar nossas refinarias, visando alcançar o quartil superior considerando a análise de desempenho mundial de refinaria de combustíveis da Solomon Associate.

Ainda, nosso portfólio de projetos de P&D&I apoia iniciativas de diversificação de mercado em um contexto de transição da matriz energética, para prospectar novos potenciais canais de receita onde a tecnologia é um diferencial, tais como captura, utilização e armazenamento de carbono ("CCUS"), Biocombustíveis e produtos renováveis, bem como o desenvolvimento de novos produtos e modelos de comercialização.

Também temos diversas plantas de testes em escala semi-industrial que estão localizadas próximas às nossas unidades industriais e têm como objetivo acelerar a prototipagem e o aumento de escala no desenvolvimento de novas tecnologias industriais com custos reduzidos.

Nosso centro de pesquisa e desenvolvimento (CENPES) é um dos maiores no setor de energia, bem como um dos maiores do hemisfério sul. O CENPES possui uma área total de 308.000 m², e conta com 116 laboratórios e mais de 4.700 equipamentos, incluindo equipamentos com tecnologia de ponta. Nossos laboratórios são dedicados às tecnologias do pré-sal, que é nossa principal fonte de geração de valor. A missão do CENPES' é "imaginar, criar e fazer hoje o futuro da Petrobras". Em 31 de dezembro de 2021, o CENPES contava com 1.106 empregados, sendo 246 doutores e 320 mestres em ciências, e uma equipe de 990 empregados dedicados à P&D. Em 2021, desenvolvemos diversas atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento; também realizamos projetos de pesquisa em parceria com universidades e instituições de pesquisa no Brasil e no exterior, bem como com fornecedores, startups e outras operadoras para desenvolver tecnologias para viabilizar o cumprimento do Plano Estratégico, além de antecipar tendências que possam criar novas opções estratégicas.

Em 2021, investimos US\$ 563 milhões em pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, cerca de 25,2% do nosso portfólio de R&D inclui tecnologias digitais como big data, computação de alto desempenho e inteligência artificial, a fim de apoiar o desenvolvimento do nosso negócio.

Além disso, no período de 3 anos encerrado em 31 de dezembro de 2021, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento tiveram concedidas 327 patentes no Brasil e 83 no exterior. Nosso portfólio de patentes cobre todas as nossas áreas de atividades. Atualmente, temos 996 pedidos de patentes em análise, sendo 420 no Brasil e 576 no exterior, distribuídos em mais de 40 países.

Em 2021, depositamos 118 patentes, superando nosso recorde histórico de 2005 e o recorde de depósitos em um único ano entre as instituições nacionais.

Enquanto buscamos resultados valiosos em pesquisa e desenvolvimento, estamos explorando novas maneiras de inovar por meio de tecnologias disruptivas, transformação digital e engajamento de startups.

Proteger para expandir

A segurança da informação desempenha um papel crucial no nosso dia a dia e está sendo tratada como uma prioridade e um facilitador de inovação em nossa jornada de transformação digital. Desde 2020, utilizamos o Centro de Excelência em Tratamento e Resposta a Eventos de Segurança. Este Centro de Excelência está focado na proteção cibernética de nossos ativos tecnológicos e operacionais, incluindo sistemas industriais e de controle, para que tenhamos processos sólidos de proteção de nossos ambientes digitais alinhados às melhores práticas de mercado, e está sujeito a melhorias constantes. Com base em frameworks de referência e com benchmarks de pares da indústria de óleo e gás, desenvolvemos um plano de trabalho que nos elevou em nosso mercado em termos de maturidade em gestão de segurança, tanto em ambientes corporativos quanto de automação.²

Realizamos testes de penetração ao longo do ano, como parte de nossas rotinas operacionais. Todas as tentativas de ataques cibernéticos detectadas foram prontamente identificadas e gerenciadas adequadamente pelo nosso ecossistema de segurança, incluindo pessoas, processos e tecnologia de segurança. Não sofremos penetrações bem-sucedidas de ataques cibernéticos em nossos sistemas que causassem impactos em nossa operação.

Também lideramos uma rede nacional de inteligência com 50 organizações que compartilham informações sobre ataques cibernéticos, melhorando consideravelmente nossos processos preventivos e defesas.

Em 2021, fomos aceitos como membros de um seletor fórum de referência mundial em segurança da informação. 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

² De acordo com o NIST (National Institute of Standards and Technology) Cybersecurity Framework ("CSF") e o Gartner's IT Score for Security and Risk Management.

diferentes países. Essa organização trabalha principalmente com prevenção, ajudando a aumentar o nível de maturidade da segurança da informação em escala global.

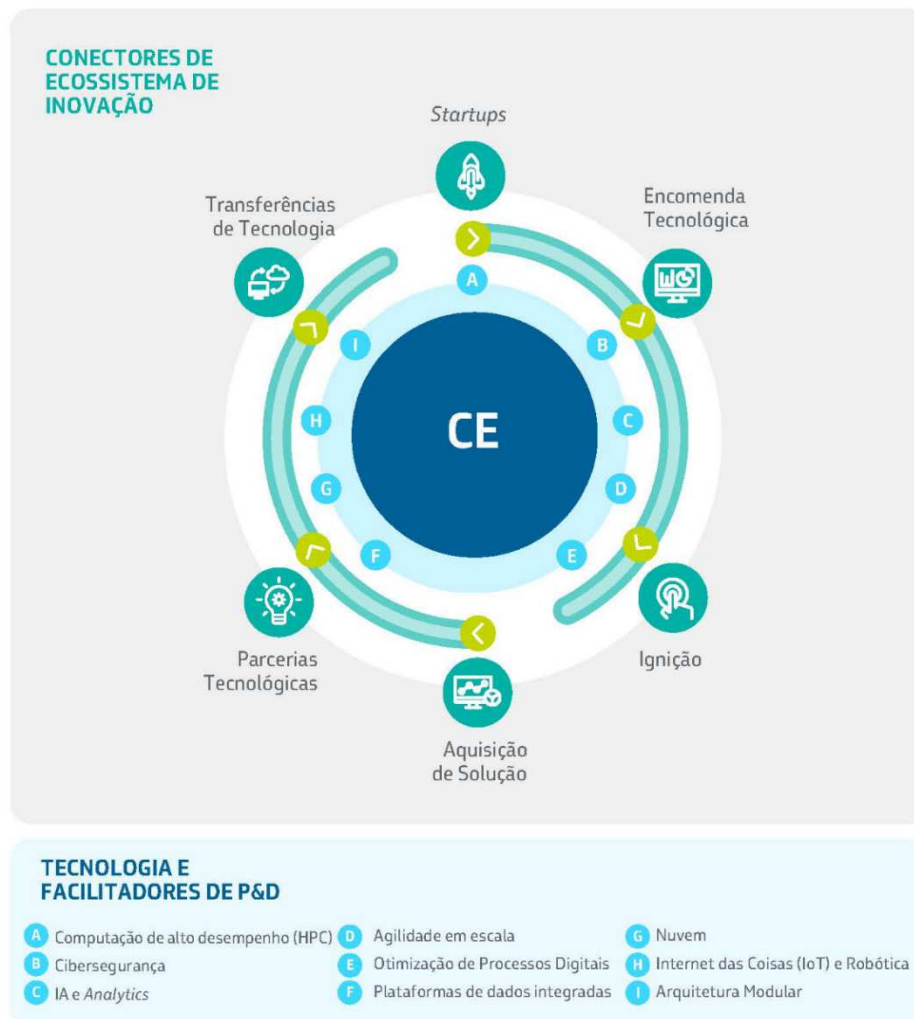
Privacidade é outro tópico relevante para nós. Vemos a legislação sobre proteção de dados pessoais como uma oportunidade de evoluir nosso sistema para uma maior maturidade, agregando melhorias contínuas em nossos processos de privacidade. De acordo com a Lei Brasileira nº 13.709/2018 - Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ("LGPD"), estaremos sujeitos a penalidades nos casos de divulgação ou uso indevido de dados pessoais.

Para isso, criamos um programa de adequação à LGPD com abordagem multidisciplinar e dedicada. Esse processo é conduzido por meio de um modelo de governança, adoção de medidas técnicas e administrativas para responder às exigências legais, mitigar riscos de violação de dados e garantir os direitos de dados de seus funcionários e partes interessadas como titulares de dados.

Conexões para Inovação / Centros de Excelência (CoE)

Nos últimos três anos, aumentamos nossos esforços para fomentar nosso ecossistema de inovação, tanto interna quanto externamente, para criar e alavancar o potencial de novas tecnologias e nosso capital humano, acelerando a aplicação da inovação em nossos negócios. O diagrama a seguir resume nossas principais áreas de interesse e os diversos componentes do nosso ecossistema de inovação.

INTEGRANDO OS MÓDULOS DO CONEXÕES PARA INOVAÇÃO COM NOSSOS CENTROS DE EXCELÊNCIA



Centros de Excelência: A transformação digital é uma prioridade estratégica para nós, pois é um poderoso aliado para as atividades de tecnologia e P&D necessárias para viabilizar nossos planos estratégicos. Para acelerar a inovação e entregar as melhores tecnologias e produtos digitais, nossos projetos incorporam metodologias ágeis e tecnologias digitais, como IA e *Analytics*, computação de alto desempenho, IoT e robótica, usando plataformas de dados integradas, nuvem, arquitetura compostável, cibersegurança, agilidade em escala e otimização de processos digitais. Para apoiar nossa digitalização, criamos centros de excelência como o Centro de Excelência em *Analytics* e Inteligência Artificial e o Centro de Excelência em Robotização e Digitalização (CERD).

Um desenvolvimento importante em 2021 foi o lançamento do site <https://tecnologia.petrobras.com.br>, que visa ser uma abordagem sistemática com o ecossistema externo. O site abriga o programa “Petrobras Conexões para Inovação”, que reúne todas as nossas iniciativas de inovação aberta. As informações contidas neste site, que podem ser acessadas por meio de um hiperlink resultante desta URL, não são e não serão consideradas como incorporadas a este relatório anual.

Nosso programa Petrobras Conexões para Inovação inclui os seguintes módulos:

- **Startups:** Buscar e desenvolver soluções inovadoras com startups de diversas áreas como tecnologias digitais, robótica, eficiência energética, catalisadores, corrosão, redução de carbono, modelagem geológica, tecnologias de inspeção e tratamento de água. Atualmente temos 38 startups trabalhando neste módulo
- **Encomenda Tecnológica:** Desenvolvimento de soluções inovadoras para nossos problemas onde há risco tecnológico. 22 oportunidades de desenvolvimento já foram atendidas nesse módulo.
- **Ignição:** Programa de inovação tecnológica promovido em parceria com universidade brasileira para estimular a experimentação, desafiando jovens a cocriar soluções para a transformação digital do setor de petróleo e gás. 25 alunos já participaram desse módulo.
- **Aquisição da solução:** Como parte de nossa estratégia de inovação aberta, buscamos startups e outras empresas inovadoras que apresentem soluções validadas ou soluções em fase de validação de mercado, com potencial para atender nossos desafios selecionados, realizando testes em nossos ambientes de produção e validando nossos requisitos de implementação. Já conseguimos a participação de 15 empresas neste módulo.
- **Parcerias tecnológicas:** Universidades, empresas e instituições de ciência e tecnologia de todo o Brasil e do exterior são nossos grandes parceiros em pesquisa, desenvolvimento e inovação. As oportunidades são infinitas e todos ganham. O módulo de parcerias tecnológicas já alcançou 900 parcerias e 9.000 pesquisadores.
- **Transferências de tecnologia:** Licenciemos tecnologias para terceiros usarem em seus produtos, processos, aplicativos, materiais e serviços. Já existem 23 contratos utilizando este módulo de transferência de tecnologia.

Além do programa Petrobras Conexões para Inovação, também apoiamos uma iniciativa mais ampla relacionada ao desenvolvimento de ecossistemas de inovação, participando do Regional *Entrepreneurship Acceleration Program* do Massachusetts Institute of Technology (“MIT Reap”) que envolve universidades, corporações, governo, empreendedores e investidores de capital de risco.

Como resultado do número de parcerias e contratos firmados com startups, em 2021 conquistamos o primeiro lugar na categoria Petróleo e Gás no ranking Top Open Corps, promovido pela 100 Open Startups, que qualifica o nível de engajamento das empresas do setor com o ecossistema de inovação aberta no Brasil.

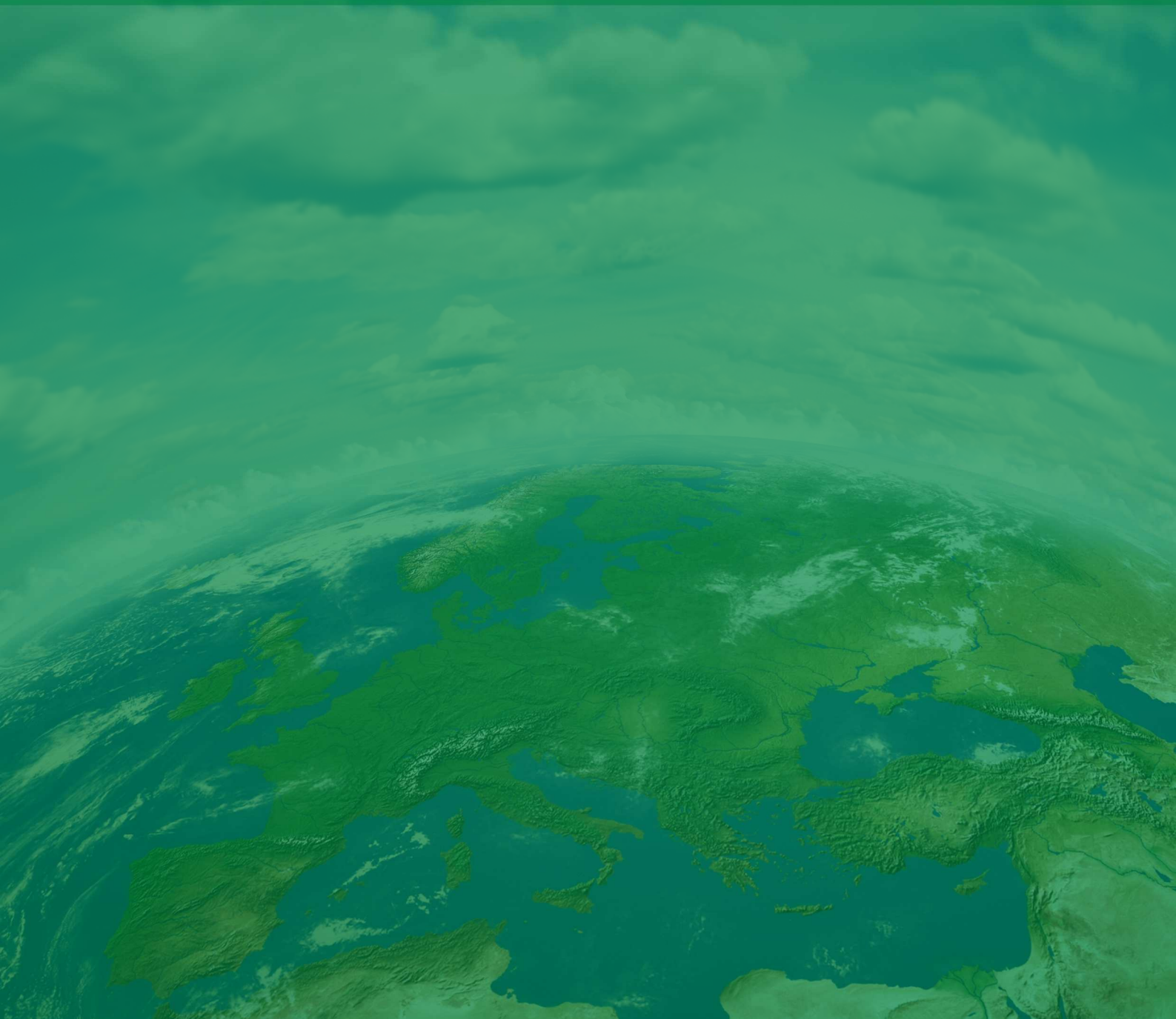
Além de nos engajarmos com o ecossistema empreendedor, também estimulamos as atividades intraempreendedoras, promovendo o desenvolvimento de soluções inovadoras por equipes



multidisciplinares que atuam como startups internas, utilizando metodologias ágeis para acelerar nossa transformação digital.

O programa interno de startups visa contribuir para nossa vantagem competitiva, buscando ideias inovadoras e disruptivas que possam transformar nossas operações, aumentando a eficiência e a segurança. Também desempenha um papel importante na nossa transformação cultural, fortalecendo o empreendedorismo e a mentalidade de experimentação.

Ambiental, Social e Governança



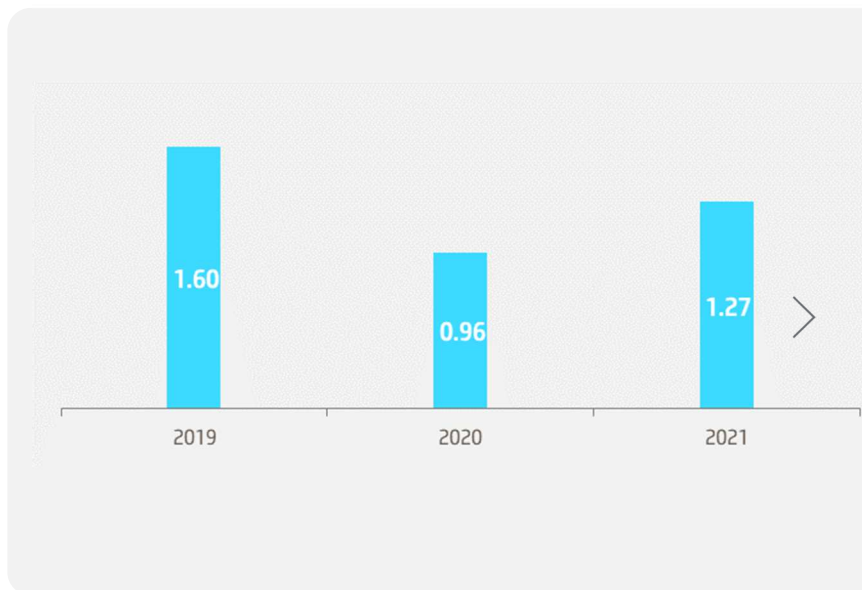
Ambiental

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma das nossas principais preocupações e é essencial para o nosso sucesso. A cada ano, mantemos um conjunto de iniciativas focadas na prevenção de acidentes e na preservação da vida e do meio ambiente. Para isso, em 2016, lançamos o Programa Compromisso com a Vida, com o lançamento do primeiro ciclo ocorrendo em outubro de 2016. Este Programa é composto por projetos estruturados com base na análise crítica da gestão de saúde, segurança e meio ambiente ("SMS"), tendo como referência as melhores práticas de mercado, e busca atingir nossas metas de zero fatalidades e zero vazamentos, ao mesmo tempo em que fortalece nossa visão de sermos um exemplo de SMS para a indústria com os seguintes princípios:

1. SMS como valor;
2. Respeito à Vida;
3. Gestão Baseada em Risco;
4. Sustentabilidade Empresarial; e
5. Excelência e Transparência no Desempenho.

As principais iniciativas do Programa para 2021 são as seguintes:



INVESTIMENTOS EM SMS (US\$ bilhões)


Nossos investimentos em SMS em nossas operações são direcionados para: redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso de água e efluentes, reparo de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossos dutos e melhoria de nossa capacidade de prevenção e resposta a emergências. Além disso, apoiamos diversos projetos socioambientais.

O desenvolvimento de negócios com fornecedores também envolve requisitos ambientais de acordo com as melhores práticas do setor. As empresas contratadas devem apresentar evidências e certificações relacionadas ao cumprimento das normas de SMS e confirmar que atendem a todos os requisitos, leis e regulamentos aplicáveis e boas práticas de ASG, de acordo com nossos novos compromissos formalizados em 2021.

Desde 2019, somos certificados pela *ASCM Enterprise Certification*, que é uma certificação inédita a nível corporativo e demonstra a excelência e a transparência na cadeia de suprimentos, valores crescentes para os consumidores cada vez mais conscientes sobre sua importância em práticas de negócios éticos e sustentáveis. A certificação é válida por três anos, tendo como requisito anual a demonstração de aderência aos padrões definidos pela ASCM para manutenção do certificado durante todo o período de validade. Com a obtenção da certificação, reforçamos o nosso compromisso de melhorar continuamente a nossa capacidade de gestão dos processos de suprimentos de bens e serviços, contribuindo para o aumento da nossa credibilidade em um mercado competitivo.

Taxa de Acidentados Registráveis

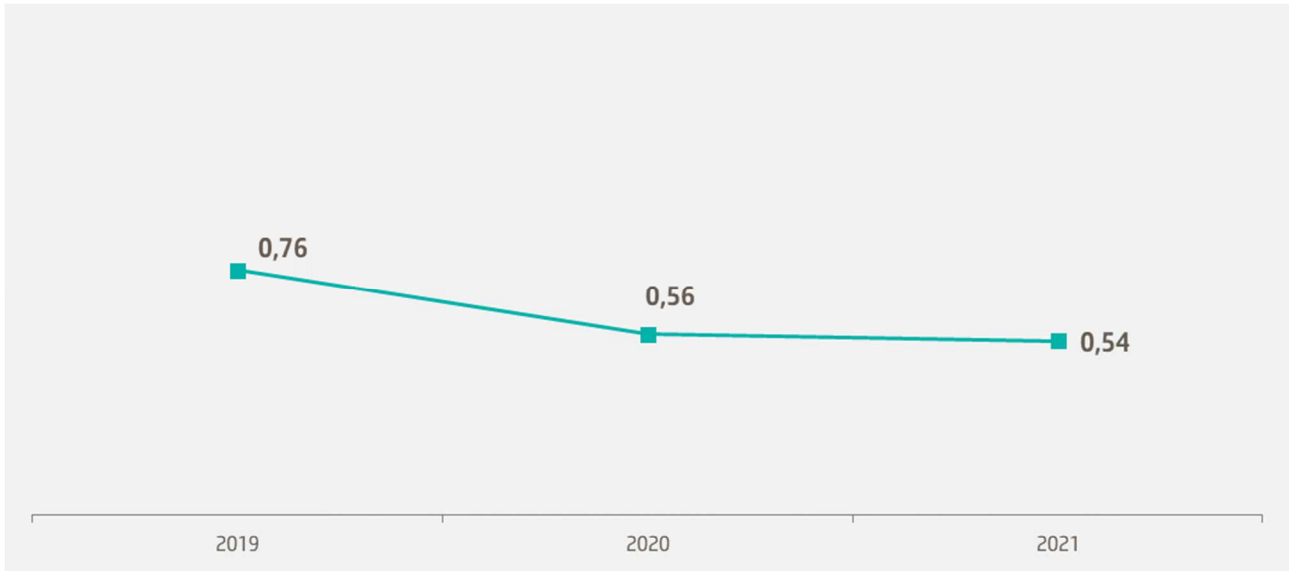
A segurança é um dos nossos valores fundamentais. A TAR é uma das métricas monitoradas por nossa alta administração para questões de saúde e segurança. A evolução da TAR reflete a implementação de diversas iniciativas para a promoção da nossa cultura de segurança, treinamentos e nosso programa de avaliação de gestão de SMS.

Após obter um resultado recorde de TAR de 0,54 e três fatalidades, em 2021, em nosso Plano Estratégico, estabelecemos o limite de alerta para TAR abaixo de 0,7 para 2022, que é inferior ao benchmark do setor. Esperamos que esse resultado nos posicione entre as principais empresas de petróleo e gás em termos de segurança.

Eliminar acidentes fatais e alcançar um desempenho de alto nível no que diz respeito à prevenção de lesões em nossos empregados e terceiros são os dois objetivos mais importantes de nossa gestão de SMS. Em

2021, treinamos nossos empregados em segurança de processos, aspectos de SMS em contratos, auditoria comportamental e iniciamos a construção da Jornada de Fatores Humanos, com maior ênfase em ergonomia em projetos e operações.

TAXA ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS - TAR ⁽¹⁾



(1) O resultado da TAR alcançada em 2021 apresentou uma ligeira melhora em relação ao já histórico resultado da TAR de 2020.

Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, registramos três fatalidades envolvendo empregados próprios e terceirizados em 2021 (em comparação com zero fatalidades em 2020). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados, a fim de identificar suas causas e tomar ações preventivas e corretivas. Essas ações são monitoradas regularmente uma vez que são adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas para toda a empresa para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de eventos semelhantes ocorrerem em suas próprias operações.

Impactos Ambientais

Principais Impactos



- 1) Em 2021, as emissões foram superiores aos dois anos anteriores devido ao despacho termoeletrico atípico em um ano de escassez de água. É circunstancial e não afeta o compromisso de redução de emissões operacionais absolutas.
- 2) Após o fechamento do número 2020 do Relatório Anual e Form 20-F anterior, foram recebidas informações extemporâneas dos prestadores de serviços, o que exigiu sua atualização. Essa atualização já foi incluída no Relatório de Sustentabilidade Petrobras 2020.
- 3) Efluentes industriais, água produzida e efluentes sanitários (estes últimos incluídos a partir de 2020, de acordo com as últimas diretrizes da GRI). O número não considera a água produzida reinjetada nos reservatórios de óleo/gás para recuperação secundária, nem os efluentes dos sistemas abertos de refrigeração.
- 4) Soma dos volumes de vazamento de óleo (ou derivados) que foram individualmente superiores a um barril, que atingiram corpos d'água ou solos não impermeabilizados. O critério volumétrico (>1 barril) é utilizado no indicador corporativo de Vazamento de Óleo e Derivados e está alinhado ao Manual da Agência Nacional do Petróleo - ANP para notificação de incidentes nas atividades de E&P. Vazamentos originados por derivações clandestinas não foram contabilizados.

Somos uma empresa de energia com foco em petróleo e gás. Portanto, usamos recursos naturais e impactamos o ecossistema por meio de nossas atividades. No entanto, buscamos reduzir os impactos de nossas atividades no meio ambiente. Em 2021, investimos US\$ 708 milhões em projetos ambientais, comparados a US\$ 508 milhões em 2020 e US\$ 891 milhões em 2019. Esses investimentos continuaram sendo direcionados principalmente para a redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso de água e efluentes, remediação de áreas impactadas, implantação de novas tecnologias ambientais, modernização de dutos e melhoria da capacidade de prevenção e resposta a emergências.

Estabelecemos dez compromissos em nosso Plano Estratégico para a agenda de baixo carbono e sustentabilidade¹:

¹ Compromissos de carbono relacionados à base de 2015. Outros compromissos com base em 2018.



Para mais informações, vide “Plano Estratégico” neste relatório anual.

Planos de Vazamentos e Remediação Ambiental

Os vazamentos de petróleo e derivados totalizaram 11,6 m³ em 2021, comparado com 216,5 m³ em 2020.

Buscamos constantemente aprimorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos, que são estruturados em nível local, regional e corporativo.

Em 2019, implantamos um plano denominado “Mar Azul” com o objetivo de identificar e abordar as principais causas de perda de eventos de contenção primária, principalmente aquelas com potencial de impacto ambiental. Este plano consiste em investimentos para a melhoria da gestão dos processos e para a garantia da integridade dos nossos equipamentos e instalações. Adotamos nossos procedimentos operacionais e sanitários de forma a garantir não só a prontidão das bases de contingência, mas também uma resposta segura e eficiente em campo por parte de pessoal especializado. Também realizamos grandes exercícios *Tabletop*, inclusive no campo de Búzios, no Pré-Sal da bacia de Santos, que envolveram mais de 200 pessoas.

Em 2020, o plano “Mar Azul” avançou, dando continuidade à estruturação da segunda fase, e foi integrado ao “Programa de Compromisso com a Vida”, um dos nossos principais programas de SMS. Em 2021, o “Mar Azul” continuou incorporando lições aprendidas com os eventos de 2020, que foram posteriormente transformadas em estruturas e medidas locais, entregando e melhorando sistemas operacionais, atividades e processos, atuando de forma conjunta em todas as frentes por meio de uma gestão ativa e contínua em

busca de oportunidades de melhoria. Essas ações resultaram em uma redução significativa dos volumes derramados em relação ao início do plano, em 2019.

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de contingência de resposta e remediação detalhados a serem implementados em caso de derramamento de petróleo ou vazamento de nossas operações offshore. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) audita, aprova e autoriza a execução desses programas.

Para responder a esses eventos, temos embarcações de recuperação de vazamento de petróleo totalmente equipadas para controle de vazamento de petróleo e combate a incêndios, barcos de apoio e outros veículos, barcos de apoio e recuperação adicionais disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de petróleo offshore, barreiras de contenção, barreiras absorventes e dispersantes de óleo, entre outros recursos. Esses recursos são distribuídos em Centros de Defesa Ambiental, localizados em áreas estratégicas, de forma a garantir uma resposta rápida e coordenada aos vazamentos de petróleo onshore ou offshore.

Temos aproximadamente 300 trabalhadores treinados disponíveis para responder a vazamentos de petróleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores treinados adicionais para limpezas costeiras em curto prazo que fazem parte 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 vazamento de petróleo offshore fora do Brasil.

Desde 2012, somos membros da Oil Spill Response Limited (“OSRL”), uma organização internacional que reúne mais de 160 empresas, incluindo grandes empresas petrolíferas nacionais e independentes, empresas relacionadas à energia, bem como outras empresas que operam em outros lugares na cadeia de suprimentos de petróleo. A OSRL participa da Global Response Network, uma organização composta por várias outras empresas dedicadas ao combate a vazamentos de óleo. Como membros da OSRL, temos acesso a todos os recursos disponíveis por meio dessa rede e também assinamos os Serviços de Intervenção em Poços Submarinos, que fornecem rápida implantação internacional de equipamentos de proteção e contenção prontos para resposta. Os equipamentos de nivelamento são armazenados e mantidos em bases no mundo todo, inclusive no Brasil.

Em 2021, mesmo com a pandemia de Covid-19, realizamos 12 simulados remotos de emergência de abrangência regional utilizando ferramentas de comunicação remota.

Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para abordar as questões de SMS e reduzir nossa exposição aos riscos de SMS em projetos de capital e operações.

Emissões Atmosféricas e Transição para Baixo Carbono

Nossas ações relacionadas às mudanças climáticas são sustentadas por três pilares: (1) transparência e quantificação de carbono, (2) resiliência de nossa posição em petróleo e gás frente à transição para baixo carbono e (3) fortalecimento de nossas habilidades para criar valor em baixo carbono. Para esse fim,

- buscamos garantir que os riscos e oportunidades de carbono sejam adequadamente capturados em cenários, quantificados e considerados em nossas decisões, para a sustentabilidade e resiliência de nossos negócios. Adotamos a transparência no carbono como valor e destacamos nosso apoio público ao TCFD (Task Force for Climate Related Financial Disclosures), e nossa adoção do SASB como referência, bem como a IPIECA (Global Oil and Gas Industry Association for Environmental e Questões Sociais), GRI e IOGP como referências externas de divulgações e desempenho.
- Nossos cenários apontam para a persistência e importância do petróleo e do gás na matriz energética global, ainda que sua demanda e participação relativa possam diminuir em um ambiente de transição

energética acelerada. É nossa prioridade operar a baixo custo e com desempenho superior em carbono, salvaguardando a competitividade dos nossos petróleos nos mercados mundiais num contexto de desaceleração e conseqüente retração da demanda para prosperar em cenários de preços baixos do petróleo, preços do carbono e possíveis diferenciação do petróleo com base em sua intensidade de carbono durante a produção. Revisamos nossas principais premissas de preço do petróleo para o período 2022-2026, com valores variando de US\$ 72 por barril em 2022 e assumindo um preço de longo prazo do petróleo bruto de US\$ 55 por barril. Para garantir a resiliência do nosso portfólio, todos os projetos também devem ser rentáveis em nosso cenário de resiliência, que prevê uma transição energética acelerada com redução significativa no preço dos combustíveis fósseis, assumindo um valor de petróleo bruto de US\$ 35 por barril. Essas são premissas rigorosas para o preço do petróleo, compatíveis com os cenários contemplados no Acordo de Paris.

- Nosso foco atual é investir na descarbonização de nossas operações, no desenvolvimento de bioprodutos e na aquisição de competências que possam permitir a diversificação futura em produtos renováveis e de baixo carbono. Nesse contexto, foi criada uma nova estrutura de governança com foco na diversificação de nosso portfólio para o processo de aprovação de projetos relacionados a novas energias e/ou novos produtos que não estão em nosso atual Plano Estratégico.

É importante destacar que o CAPEX do Plano Estratégico inclui o valor de US\$ 1,8 bilhão em projetos relacionados a iniciativas de descarbonização de operações, com destaque para separação de CO₂, sistemas de detecção de metano, comissionamento de *flare* fechado, tecnologia HISEPTM e projetos de redução de carbono em refinarias, entre outros. O programa Carbono Neutro visa agilizar e reduzir custos relacionados às soluções de descarbonização, tornando-nos mais competitivos. O programa envolve oportunidades e será apoiado por um fundo dedicado à descarbonização com orçamento de US\$ 248 milhões para os próximos cinco anos, que poderá ser utilizado em iniciativas envolvendo emissões de gases de efeito estufa decorrentes das nossas atividades (Escopos 1 e 2) e emissões de gases relacionadas ao uso de nossos produtos energéticos pelos clientes (Escopo 3). Também pretendemos investir aproximadamente US\$ 130 milhões nos próximos cinco anos no desenvolvimento de competências para o futuro por meio de P&D de renováveis modernos, produtos de baixo carbono e CCUS.

Nosso conjunto de metas de carbono foi reafirmado em nosso Plano Estratégico. Nossa meta operacional de redução de emissões abrange 100% dos ativos operados em todos os nossos negócios (incluindo geração de energia), para todos os gases de efeito estufa e acreditamos que essa meta representa uma contribuição material, relevante e de curto prazo para deter as mudanças climáticas. Incluímos as emissões diretas (Escopo 1) e indiretas de GEE provenientes da aquisição de energia elétrica e/ou térmica produzida por terceiros (Escopo 2). Desde 2019, as métricas relacionadas à intensidade de carbono em nossas operações de *downstream* e *upstream* foram integradas à remuneração dos executivos e, desde 2020, essas métricas foram incorporadas como um dos nossos quatro principais indicadores, influenciando a remuneração variável não apenas dos executivos, mas de todos os funcionários da empresa.

Em setembro, anunciamos nossa ambição de atingir emissões líquidas zero de gases de efeito estufa das operações sob nosso controle (escopos 1 e 2), e nossa intenção de influenciar parceiros para atingir a mesma ambição em ativos não operados, em um prazo compatível com o estabelecido pelo Acordo de Paris. A decisão está alinhada ao posicionamento global das 12 empresas integrantes da Oil and Gas Climate Initiative ("OGCI"), da qual fazemos parte desde 2018.

Em 2021, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- Emissões totais de GEE de 62 milhões de tCO₂e, compatível com nossa meta de reduzir as emissões totais de GEE operacionais em 25% até 2030, em relação a 2015;

- Intensidade de carbono em E&P de 15,7 kgCO₂e/boe², no caminho para atingir a meta de médio prazo de 15 kgCO₂e/boe em 2025, mantida até 2030;
- Intensidade de carbono no refino de 39,7 kgCO₂e/CWT³ no caminho para atingir a meta de médio prazo de 36 kgCO₂e/CWT em 2025 e de 30 kgCO₂e/CWT em 2030.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 67% das emissões de nossas atividades operacionais em 2021.

Nossa estratégia também se concentra na colaboração e continuamos a fazer parceria com outras empresas e com a comunidade de ciência, tecnologia e inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação na Oil & Gas Climate Initiative e nosso apoio à iniciativa “Zero Routine Flaring by 2030” do Banco Mundial. O Módulo Conexões para Inovação – Startups, realizado em parceria com o SEBRAE, Serviço Brasileiro de apoio às Micro e Pequenas Empresas, uma entidade privada sem fins lucrativos, incluiu a redução de carbono como tema para os editais de 2019 e 2020. As empresas selecionadas em 2020, Alfa Sense, Immer Messen e Energética Resíduos e Energia, trabalharão em um acordo de cooperação para alcançar reduções de emissões de GEE em nossas operações. A Pam Selective Membranes, que foi uma das empresas vencedoras da competição de 2019, está trabalhando na tecnologia de captura de carbono.

Além disso, destacamos que nosso Cadernos de Mudança do Clima está disponível em nosso site www.petrobras.com.br/ri, e detalha nossas contribuições para a redução da intensidade de carbono no fornecimento de energia e como pretendemos permanecer competitivo em um mundo em evolução. As informações disponíveis em nosso site não devem ser incorporadas por referência a este relatório anual.

² O indicador kg CO₂e/boe considera a produção bruta de petróleo e gás (“wellhead”) em seu denominador.

³ O indicador kg CO₂/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para refinarias 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). Uma refinaria CWT (Complexity Weighted Tonne) considera o potencial de emissão de GEE, em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar as emissões de refinarias de diversos tamanhos e complexidades. Monitoramos o indicador kg CO₂/CWT, de acordo com nossa identidade original. Também monitoramos um indicador adaptado: kg CO₂e / CWT, para permitir a inclusão das emissões de outros GEE (por exemplo, metano), que, no entanto, representam uma pequena parcela de nossas emissões de refino.

Responsabilidade Social

Direitos Humanos

O compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade do nosso negócio. Vários documentos que regem nossas atividades detalham nossa abordagem aos direitos humanos, como 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 direito à livre associação.
- **Guia de Conduta Ética para Fornecedores:** reforça que nossos fornecedores devem promover condições de trabalho dignas e seguras para seus colaboradores e combater o trabalho infantil e escravo, além de promover a diversidade, a igualdade de gênero e raça e a inclusão de pessoas com deficiência.
- **Diretrizes de Direitos Humanos:** direcionar nossas ações, no que se refere 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.
- **Política de Recursos Humanos:** afirma que devemos proporcionar aos empregados um bom ambiente de trabalho que promova a diversidade e as relações baseadas 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. Baseia-se no respeito aos direitos humanos e busca combater a discriminação em todas as suas formas, estabelecendo padrões relacionados à gestão de risco social, relacionamento com a comunidade e investimento social presentes nas diretrizes relacionadas a esses temas.
- **Relatório de Sustentabilidade:** nossos indicadores e ações reportados seguem os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável descritos no relatório de sustentabilidade: Correlação com indicadores da Global Reporting Initiative ("GRI"), Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ("ODS") e Princípios do Pacto Global. Usamos o Guia da Indústria de Petróleo e Gás da IPIECA para Relatórios Voluntários como uma metodologia complementar de relatórios.

Nosso respeito e defesa dos compromissos de direitos humanos também se evidenciam por meio de iniciativas em prol da igualdade de gênero, igualdade racial e proteção da primeira infância. Listamos abaixo nossas principais iniciativas de direitos humanos.

2003	2005	2010	2015	2018	2019
Pacto global da ONU	Programa pró-igualdade de gênero e raça	Princípios de empoderamento das mulheres Declaração de compromisso corporativo no enfrentamento da violência sexual contra crianças e adolescentes	Pacto nacional pela erradicação do trabalho escravo	Iniciativa empresarial pela igualdade racial Carta aberta empresas pelos direitos humanos	Rede nacional primeira infância

Em 2021, conquistamos mais uma vez o reconhecimento no Prêmio Brasil 2021 dos Princípios de Empoderamento das Mulheres da ONU ("WEPs"), organizado por uma parceria entre a ONU Mulheres, a Organização Internacional do Trabalho e a União Europeia, voltado para empresas que promovem a equidade de gênero e empoderamento das mulheres. Em 2021, conquistamos também o 6º Selo do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça do Governo Federal.

Também promovemos o compromisso com os direitos humanos em nossa cadeia de suprimentos. A cada ano, os fornecedores de maior destaque são contemplados com o "Prêmio Melhores Fornecedores da Petrobras".

A 4ª Edição do Prêmio Melhores Fornecedores em 2021 incluiu o Destaque Direitos Humanos na Categoria ASG, com os seguintes temas:

- Diversidade e inclusão;
- Combater o preconceito, a discriminação e o assédio;
- Erradicação do trabalho infantil;
- Erradicação do trabalho escravo ou de práticas análogas à escravidão;
- Enfrentamento à exploração sexual de crianças e adolescentes.

Em maio de 2021, lançamos uma seleção pública de projetos socioambientais. Até 2024, destinaremos aproximadamente US\$ 7,3 milhões para iniciativas que serão desenvolvidas em temas estratégicos para o negócio e em comunidades vizinhas às suas operações, abrangendo 57 municípios dos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Do valor total a ser investido, aproximadamente US\$ 2,5 milhões serão direcionados a projetos sociais incentivados, ou seja, amparados pela Lei de Incentivo ao Esporte e à Cultura do Estado do Rio de Janeiro (Lei Estadual nº 8.266/2018). Nesse processo seletivo, foram contemplados 23 novos projetos nas quatro linhas de atuação do Programa Petrobras Socioambiental - Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Clima (agora denominado Floresta) e Oceano.

Essas iniciativas contribuirão para a superação dos desafios de sustentabilidade relacionados ao nosso negócio, incluindo a transição para uma matriz energética de baixo carbono. Os projetos foram selecionados em 2021 a partir de diversas propostas relacionadas ao oceano que trabalham com espécies marinhas ameaçadas de extinção e importantes ecossistemas costeiros, como a Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, e os litorais dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Na linha de ação climática, agora denominada Floresta, os projetos selecionados visam contribuir para a sustentabilidade do negócio na medida em que atuam na reversão dos processos de degradação ambiental em bacias hidrográficas críticas para as unidades e para o meio ambiente, bem como em ecossistemas sensíveis, como os manguezais.

Todos esses projetos climáticos têm entre seus objetivos a conservação e/ou recuperação dos ambientes em que atuam, promovendo o sequestro de carbono e contribuindo para a redução das emissões. Além disso, ambos os projetos selecionados nas linhas de atuação Clima e Oceano atuam em áreas de abrangência das unidades da Petrobras, contribuindo para a conservação da biodiversidade e, portanto, também positivamente relacionados a esse compromisso de sustentabilidade.

Para garantir o respeito aos direitos humanos, nossas estratégias de negócios são guiadas por nossas Diretrizes de Direitos Humanos, reconhecidas nacional e internacionalmente em todas as 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 em quatro eixos: Gestão de Pessoas, Relacionamento com a Comunidade, Envolvimento com a Rede de Fornecedores e Parceiros e *Due Diligence* em Direitos Humanos. Cada eixo descreve os processos a partir dos quais buscamos 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 identificar potenciais riscos

de violações de direitos humanos relacionados a operações, produtos ou serviços que prestamos e remediar os impactos que causamos.

Em relação ao apoio dado a projetos por meio do Programa Petrobras Socioambiental, consideramos que as ações voltadas à promoção dos direitos humanos são um atributo de alto valor. Direitos Humanos são um tema transversal do Programa, uma vez que pode ser aplicado a todos os projetos em relação ao seu tema principal, para ampliar o escopo e o potencial de transformação do Programa. Os projetos que realizam ações afirmativas de promoção da Igualdade de Gênero, Igualdade Racial e Inclusão de Pessoas com Deficiência devem demonstrar a associação de suas ações aos resultados esperados.

Em todas as nossas atividades, realizamos avaliações de risco social para identificar e mitigar potenciais impactos sobre os direitos humanos nas comunidades ou nas atividades da cadeia de suprimentos. Essas avaliações levam a recomendações que incluem a revisão dos planos de resposta a emergências sob a ótica do relacionamento com a comunidade, monitoramento de ocorrências e reclamações na comunidade, divulgação de projetos e atividades operacionais e inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de prestação de serviços, entre outros.

Em janeiro de 2021, foi criada a Comissão de Direitos Humanos da Petrobras, que reúne 20 áreas da empresa. A Comissão é responsável por implementar a agenda de Direitos Humanos, definida pelas Diretrizes de Direitos Humanos da Petrobras, garantindo que essa agenda seja integrada de forma ampla e transversal ao nosso negócio.

A Comissão de Direitos Humanos está dividida em três subcomissões: Capacitação em Direitos Humanos, Diversidade e Inclusão e *Due Diligence* em Direitos Humanos.

Em junho de 2021, aprovamos um plano de ação com média anual de 70 ações a serem implementadas até 2025. Nosso Plano de Ação de Direitos Humanos é monitorado periodicamente pelo Fórum Corporativo ASG e pelo comitê de SMS do Conselho de Administração.

Como resultado, fomos uma das 12 empresas selecionadas pela UN Global Compact Network Brasil para incluir um *case* relacionado a Direitos Humanos na publicação dos Princípios Orientadores de Direitos Humanos da ONU, que completou dez anos em 2021. O *case* "Integração da agenda de respeito aos Direitos Humanos nos Negócios da Petrobras" foi avaliado na categoria Compromisso Público.

Relacionamento com Comunidades

Temos o compromisso de manter um relacionamento de longo prazo com a comunidade, baseado no diálogo e na transparência. Para isso, buscamos conhecer a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde atuamos e desenvolver planos de relacionamento que monitoramos e avaliamos.

Fomentamos colaborações para fortalecer laços, promover *networking* 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, o que se alinha aos objetivos do nosso negócio e contribui para a conservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos.

Em 2021, nossas atividades de relacionamento com a comunidade realizaram 193 interações nas comunidades, incluindo reuniões online com líderes comunitários por meio de comitês comunitários, visitas e eventos.

Também incorporamos diretrizes em nosso processo de tomada de decisões relacionadas a projetos de investimento de capital, incluindo análise de risco social e violações de direitos humanos, por um grupo multidisciplinar. Em 2021, foram necessárias 28 novas avaliações de risco para apoiar projetos que passam por procedimentos formais de planejamento.

Além disso, fortalecemos nosso trabalho com comunidades, organizações da sociedade civil, setor público e universidades por meio do Programa Petrobras Socioambiental. Essa iniciativa contribui para a

preservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida onde atuamos. O programa está alinhado à nossa política de responsabilidade social, que busca fornecer energia, respeitar os direitos humanos e o meio ambiente, gerir com responsabilidade o relacionamento com as comunidades e superar os desafios da sustentabilidade. Nosso portfólio incluiu 94 projetos em 2021.

Em 2021, os investimentos e doações transferidos diretamente à sociedade por meio de projetos socioambientais totalizaram US\$ 33,9 milhões ante US\$ 22,2 milhões em 2020. Investimos US\$ 15,9 milhões em projetos sociais e ambientais enquanto as doações cresceram significativamente durante 2021, totalizando US\$ 18,0 milhões como resultado de contribuições à sociedade relacionadas à pandemia de Covid-19.

Além disso, para alinhar nossa atuação social com as praticadas pelo setor, reconhecendo a importância de ajudar aqueles que ficaram ainda mais vulneráveis durante a pandemia, lançamos em setembro de 2021 um programa de apoio a famílias em situação de vulnerabilidade social. Este programa social terá duração de 15 meses e visa ajudar a assegurar que famílias vulneráveis vizinhas aos locais onde atuamos tenham acesso a recursos essenciais, principalmente alimentos e gás de cozinha, ou mais especificamente, GLP. O programa totaliza US\$ 53,8 milhões (dos quais US\$ 4,8 milhões foram gastos em 2021) e durará até dezembro de 2022.

Nossas respostas à pandemia de Covid-19

Saúde dos funcionários e fornecedores

O surto da pandemia de Covid-19 e as medidas necessárias para conter o vírus transformaram 2020 e 2021 em anos singulares. Em linha com nosso compromisso com a saúde e segurança, estamos engajados no esforço para mitigar os efeitos da pandemia de Covid-19, a maior do século passado.

Nossas principais atividades operacionais durante a pandemia de Covid-19 não foram interrompidas e foram realizadas de forma consistente e de acordo com os mais rígidos padrões de segurança e saúde, em total conformidade com as orientações fornecidas pelos órgãos de saúde responsáveis e as descobertas científicas atuais.

De acordo com o Decreto pandêmico emitido pela Organização Mundial da Saúde, estabelecemos internamente uma Estrutura de Resposta Organizacional ("EOR"), baseada na ferramenta de gerenciamento do Sistema de Comando de Incidentes ("ICS"). Essa estrutura temporária, composta por muitos de nossos profissionais internos, orientou, de maneira uniforme, todas as nossas ações para prevenir e combater o avanço da Covid-19 e mitigar suas consequências em todas as frentes possíveis.

Agimos rapidamente e adotamos uma série de medidas para preservar a saúde de nossos empregados nas áreas operacionais e administrativas. Essas iniciativas estão alinhadas às recomendações da Organização Mundial da Saúde e do Ministério da Saúde e visam contribuir para os esforços de mitigação dos riscos da doença. Foram adotadas medidas preventivas, tais como:

(i) testes extensivos, com mais de 631.843 testes já realizados na força de trabalho até dezembro de 2021; (ii) monitoramento de saúde pré-embarque e pré-turno, reforço nas medidas de higiene, distanciamento e uso obrigatório de máscara nas unidades; (iii) redução do número de pessoal a bordo de plataformas, sondas e outras embarcações para o necessário para a operação segura de cada unidade; (iv) intensificação da fiscalização do cumprimento das regras de prevenção em todas as unidades operacionais offshore ou *onshore*, com auditorias em todas as unidades e correção imediata de eventuais desvios; (v) extensão do teletrabalho para todas as atividades que possam ser realizadas remotamente; (vi) ações de conscientização e orientação de empregados e contratados sobre o cuidado individual; e (vii) monitoramento da saúde e acesso aos serviços de telemedicina.

Todos os empregados e contratados foram instruídos a relatar quaisquer sintomas imediatamente. Oferecemos canais de comunicação específicos (central de atendimento 24 horas e e-mail), bem como um

formulário online para autorrelato de sintomas suspeitos de Covid-19, preenchidos semanalmente. Monitoramos os casos suspeitos e seus contatos desde o primeiro relato, tomando todas as medidas preventivas para evitar o contágio, orientando empregados e contratados e aplicando os testes de RT-PCR (*Protein Transcriptase Reverse Chain Reaction*) quando indicados pela equipe de saúde. Também fornecemos aos nossos funcionários atendimento médico, incluindo telemedicina 24 horas por dia, sete dias por semana.

Para o setor offshore, considerando a característica especial de contenção, temos adotado medidas ainda mais rigorosas, sempre mantendo contato constante com órgãos reguladores, empresas prestadoras de serviços e outras entidades do setor para alinhamento de práticas. Implantamos o isolamento domiciliar monitorado e a triagem por profissionais de saúde nas plataformas de pré-embarque, com suspensão do embarque para quem apresentar algum sintoma nos últimos 14 dias, além da realização de exames diagnósticos antes do embarque. Avaliamos, por meio de uma equipe de saúde dedicada, todos os empregados e terceiros com sintomas a bordo e providenciamos o desembarque imediato dos casos suspeitos e seus contatos.

Para garantir que as melhores práticas também sejam adotadas por nossos fornecedores, monitoramos as práticas e medidas relacionadas à prevenção da Covid-19 em nossas unidades fretadas, embarcações e equipes contratadas para garantir o cumprimento legal de nossos protocolos.

No segundo semestre de 2021, como os casos de Covid-19 estavam diminuindo consistentemente no Brasil, decidimos iniciar nosso retorno ao trabalho presencial. Liderando pelo exemplo, nosso Conselho de Administração e diretores de alto escalão retornaram ao escritório em agosto de 2021. Para o nosso quadro administrativo, temos um modelo permanente (adesão voluntária) de trabalho remoto até três dias por semana. O regresso ao trabalho presencial e a aplicação efetiva deste modelo, tem sido implementado em ondas desde outubro de 2021, de acordo com o contexto da pandemia de Covid-19.

Para isso, implementamos diversas medidas de segurança sanitária em nossas instalações administrativas e operacionais, como (i) reforço das rotinas de limpeza; (ii) instalação de bebedouros sem contato; (iii) distribuição de garrafas térmicas para uso pessoal e máscaras PFF-2 para funcionários; (iv) desenvolvimento e implantação de tecnologias para segurança pandêmica.

Em dezembro de 2021, 96,9% de nossos trabalhadores estavam totalmente imunizados (tendo tomado pelo menos duas doses de vacinas com regime de duas doses ou uma dose de vacinas com dose única).

Esses esforços permitiram a continuidade de nossas atividades operacionais que garantem o fornecimento de bens e serviços essenciais, preservando sempre a segurança e a saúde de todos os nossos empregados.

Contribuições à sociedade

Em 2021, apoiamos instituições governamentais ou sem fins lucrativos na resposta à emergência decorrente da pandemia de Covid-19 através da mobilização de recursos e doações diversas para iniciativas sociais e de saúde, principalmente dirigidas às comunidades existentes no âmbito do nosso negócio. Os canais de comunicação que tradicionalmente utilizamos nessas comunidades continuaram a divulgar nossas campanhas de solidariedade, bem como informações de saúde para combater a Covid-19.

Além disso, em 2021, o Cenpes teve papel relevante em nossos esforços para combater e mitigar os efeitos causados pela Covid-19. No nosso centro de pesquisas, os cientistas e técnicos lideraram um esforço para devolver cilindros de oxigênio aos fornecedores de forma a disponibilizá-los para ajudar no combate à pandemia de Covid-19, resultando na devolução de 900 cilindros de oxigênio ao longo de 2021, contribuindo para o aumento da disponibilidade de cilindros de oxigênio em nosso país.

Nossos cientistas também usaram seus conhecimentos para estudar e desenvolver, em muito pouco tempo, especificações técnicas para a aquisição de microusinas para a produção de oxigênio. Adquirimos e doamos 12 microusinas de oxigênio para estados onde temos unidades operacionais e que tiveram altas taxas de

infecção e mortalidade por Covid-19. Cada microssina tinha capacidade para produzir 25 m³/h, volume que consegue atender 100 leitos hospitalares, sendo 21% na unidade de tratamento intensivo, o que representa até 80% do consumo de um hospital, dependendo do tamanho da unidade. Estas microssinas foram doadas no âmbito de um conjunto de ações que conduzimos para ajudar a sociedade a combater a pandemia de Covid-19.

Nossas contribuições financeiras de 2021 para projetos de combate à pandemia de Covid-19 por meio da doação de combustível, cilindros de oxigênio, microssinas de oxigênio, cestas de alimentos, kits de remédios e cilindros de GLP totalizaram US\$ 18 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021.

Governança Corporativa

Boas práticas de governança corporativa e *compliance* constituem um pilar de sustentação para os nossos negócios. Nos últimos anos, realizamos avanços significativos em nossa governança corporativa e em nossos sistemas de integridade, conformidade e controles internos. Adotamos rigorosos padrões de ética e integridade por meio de iniciativas que reforçam nosso propósito, valores e compromisso com a melhoria contínua e alinhamento às melhores práticas do mercado.

Nosso modelo de governança corporativa possui um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas com a boa governança:

NOSSAS PRINCIPAIS PRÁTICAS DE GOVERNANÇA



A Lei 13.303/16 exige que nosso Conselho de Administração seja formado por no mínimo 25% de membros independentes. Nosso Estatuto Social estendeu a exigência para 40%. Os critérios técnicos para seleção dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva previstos na Lei 13.303/16 e em nosso Estatuto Social vedam a indicação de ministros, secretários e outros em determinados cargos da administração pública. Nosso Estatuto Social também prevê requisitos adicionais, além dos previstos na Lei 13.303/16, para avaliação da reputação de administradores e membros do Conselho Fiscal.

Nosso Conselho de Administração nomeia o Diretor Executivo de Governança e Conformidade. A destituição de tal diretor deve ser aprovada pela maioria do Conselho, com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleito pelos acionistas minoritários.

Por sermos uma sociedade de economia mista, a União pode orientar nossas atividades, com a finalidade de contribuir para o interesse público que justificou a nossa criação, visando garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional. Porém, essa contribuição para o interesse público deve ser compatível com o nosso objeto social e com as condições de mercado e não pode comprometer nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira.

Assim, caso o atendimento ao interesse público se dê em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, conforme explicitado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades que assumimos deverão estar definidas em norma ou regulamento e

previstas em documento específico, como contrato ou convênio, amplamente divulgado e com divulgação nesses instrumentos de custos e receitas discriminados, inclusive no plano contábil. Neste caso, a União nos compensará, a cada exercício social, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

As transações com a União que requerem a aprovação do nosso Conselho de Administração e ocorrem fora do curso normal dos negócios devem ser previamente analisadas pelo Comitê de Minoritários e aprovadas por dois terços do Conselho. O Comitê de Minoritários é formado por dois membros do nosso Conselho de Administração eleitos pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e preferenciais, bem como um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social.

Em relação ao nosso processo decisório, nosso Estatuto Social define os comitês de assessoramento que revisam todos os assuntos submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão. Além disso, para garantir a transparência nas nossas decisões mais relevantes, implementamos um modelo de autorização compartilhada, onde pelo menos dois gestores devem tomar uma decisão (o princípio dos quatro olhos).

Nosso Canal de Denúncia é uma ferramenta independente, confidencial e imparcial. Está à disposição dos nossos públicos externo e interno e das nossas empresas controladas para registrar denúncias de fraude, corrupção, lavagem de dinheiro, assédio, discriminação, SMS e outros assuntos.

Também envidamos esforços contínuos e avançamos nessa questão, aprovando nosso Código de Conduta Ética e o Guia de Conduta Ética para Fornecedores, que contribuirão para o nosso retorno ao *Partnering Against Corruption Initiative* (“PACI”), iniciativa do Fórum Econômico Mundial (“WEF”) contra a corrupção.

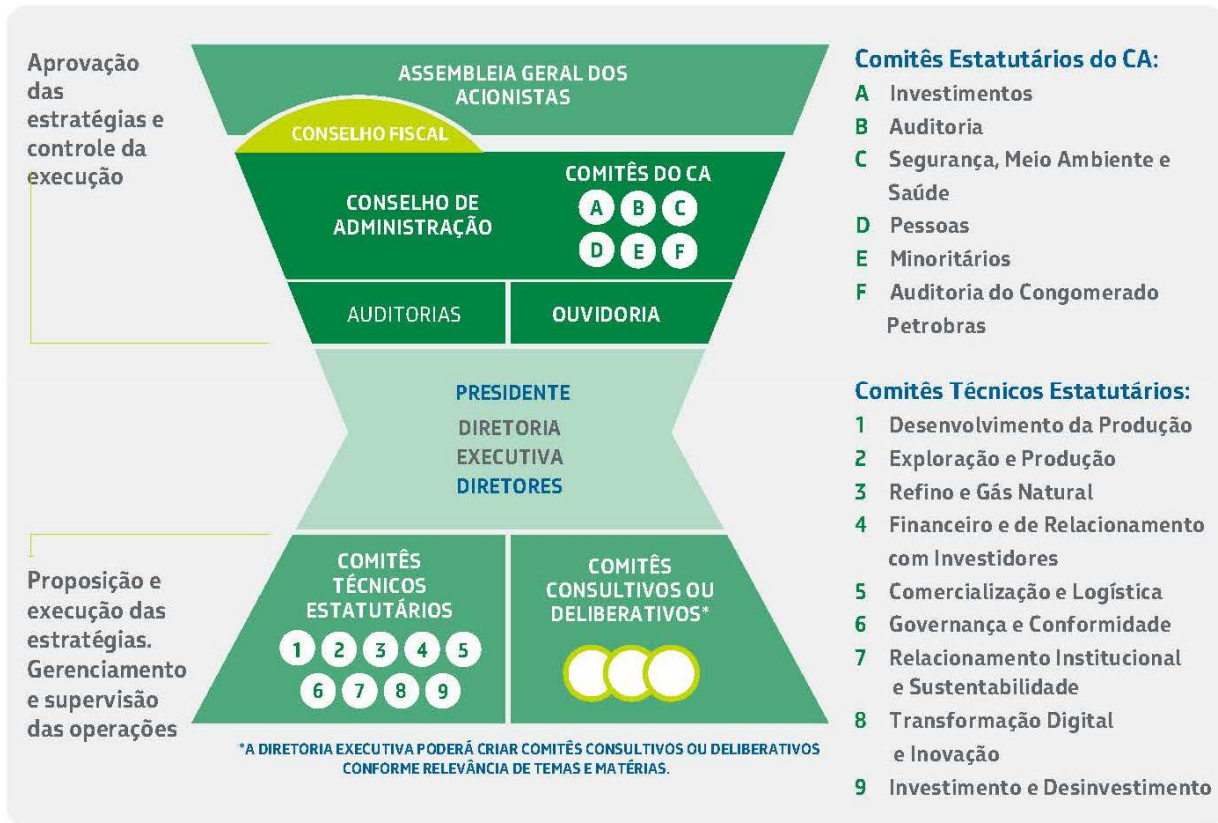
Fazemos parte do segmento especial de listagem de governança corporativa do Nível 2 da B3, que exige o cumprimento de normas diferenciadas de governança e a melhoria da qualidade das informações que prestamos. A mudança voluntária para o Nível 2 da B3 reforça nossos avanços em governança corporativa e ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua dos processos e com o alinhamento às melhores práticas de mercado.

Possíveis iniciativas relacionadas a mudanças para melhorias de governança requerem formalidade e transparência de processo. Na maioria dos casos, uma assembleia de acionistas é necessária caso a mudança proposta seja de uma regra de governança prevista em nosso Estatuto Social ou resultante de uma alteração legal relacionada a uma disposição da Lei 13.303/16.

Estrutura de Governança Corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa consiste em: Assembleia Geral de Acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, Auditorias (interna e externa), Ouvidoria-Geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA



Nosso Código de Boas Práticas reúne nossas principais políticas de governança e visa aprimorar e fortalecer nossos mecanismos de governança, orientando a atuação de nossos conselheiros, diretores, gestores, empregados e colaboradores.

Nosso Código de Boas Práticas

Temos um Código de Boas Práticas, instrumento aprovado por 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 Indicação de Membros da Alta Administração e do Conselho Fiscal



Política de Compliance



Política de Comunicação e Relacionamento



Política de Gestão de Riscos Empresariais



Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras



Política de Ouvidoria



Política de Governança Corporativa e Societária



Política de Remuneração aos Acionistas



Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade

Principais Reconhecimentos

Em 2021, voltamos a integrar o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Fomos membros do IBGC de 2002 a 2015 e reintegramos o quadro associativo após implementarmos diversas melhorias e medidas de governança e conformidade.

Esse retorno ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua de nossos processos e controles internos, bem como nosso alinhamento às melhores práticas de governança corporativa do mercado e nosso compromisso de resgatar e reforçar nossos valores corporativos: respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente; ética e transparência; orientação ao mercado; superação e confiança; e resultados. Continuamos a fortalecer nossa governança, em linha com as melhores práticas de mercado, com os objetivos definidos em nosso Plano Estratégico e com a legislação e regulamentação aplicáveis.

Também recebemos, pela quinta vez consecutiva, a certificação no Indicador de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (IG-Sest), do Ministério da Economia, alcançando seu melhor nível - Nível 1, o que demonstra nosso alto grau de excelência em governança corporativa.

Essa certificação, além de reconhecer nossos avanços nos últimos anos, é uma oportunidade de avaliar nossos processos em um novo patamar de qualidade e reafirmar nosso compromisso com a melhoria contínua de nossa governança corporativa.

Em 2021, alcançamos 94% de aderência ao Código Brasileiro de Governança Corporativa (CBGC). De acordo com a última pesquisa divulgada pelo IBGC, o grau de aderência das empresas no mercado obteve média de 58,7% em 2021.

Esses resultados alcançados comprovam o reconhecimento do mercado e dos órgãos de controle quanto ao aprimoramento de nossa cultura de integridade e de nossos mecanismos de governança. Acreditamos que um alto grau de integridade reforça nossa reputação entre nossos públicos de interesse e, conseqüentemente, na sociedade como um todo.

Como resultado de nossos esforços e iniciativas nos setores ambiental, social e de governança, em 2021, fomos novamente listados no *Dow Jones Sustainability Index World* ("DJSI World") da Avaliação de Sustentabilidade Corporativa da S&P Global. Recebemos a maior pontuação nos critérios Materialidade, Relatório Ambiental, Riscos Hídricos e Balanço Social. Também nos destacamos nos critérios de Mudanças Climáticas, Ecoeficiência Operacional, Cidadania Empresarial e Filantropia, Práticas Trabalhistas e Impacto Social na Comunidade. Saímos do índice em 2015 e esse resultado foi um grande reconhecimento do nosso progresso.

Assembleia Geral

As assembleias de acionistas devem ocorrer em uma base ordinária ou extraordinária. A assembleia geral ordinária deve ocorrer uma vez por ano para: (i) tomar as contas 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 questões previstas em lei, deverá ser realizada assembleia geral extraordinária, caso seja convocada para deliberar sobre assuntos de nosso interesse, conforme definido em nosso Estatuto Social.

Para informações mais detalhadas sobre nossas assembleias de acionistas, vide "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 emissores privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de requisitos de governança corporativa do que os emissores domésticos dos Estados Unidos. Como emissores privados estrangeiros, devemos cumprir as quatro principais regras de governança corporativa da NYSE: (i) devemos atender aos requisitos da Regra 10A-3 da *Exchange Act*; (ii) nosso CEO deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante das regras de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE afirmações 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 americanas de acordo com 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 Iorque para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
Independência do Conselheiro		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de conselheiros independentes. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.	Somos uma empresa controlada porque a maioria de nosso capital votante (pelo menos 50% mais uma ação) é controlada pela União. Como uma empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a maioria das exigências para conselheiros independentes, tal qual um emissor doméstico dos EUA. De acordo com nosso Estatuto Social, devemos ter pelo menos 40% de conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não executivos de cada empresa listada devem se reunir em sessões executivas programadas regularmente sem a administração.	Exceto pelo nosso CEO (que também é um conselheiro), todos os nossos conselheiros são conselheiros não executivos. O regulamento de nosso Conselho de Administração prevê que, caso determinado assunto possa representar conflito de interesses, o CEO deverá recusar-se a participar da reunião, que prosseguirá sem sua presença. Além disso, o regulamento do conselho também estabelece uma sessão executiva regular para os assuntos do nosso Conselho de Administração sem a Administração.

Comitê de Nomeação/Governança Corporativa

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
303A.04	<p>As empresas listadas devem ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto inteiramente de conselheiros independentes, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.</p>	<p>Temos um comitê estatutário que verifica a conformidade da nomeação dos membros do nosso Conselho Fiscal, da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração e dos membros externos dos comitês que assessoram o nosso Conselho de Administração. Nosso comitê de pessoas possui um regimento escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente.</p> <p>Nosso Conselho de Administração desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Como uma empresa controlada, não seríamos obrigados a cumprir a exigência do comitê de nomeação/governança corporativa, tal qual um emissor doméstico dos EUA.</p>
Comitê de Remuneração		
303A.05	<p>As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto inteiramente por conselheiros independentes, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. "Empresas controladas" não são obrigadas a cumprir este requisito.</p>	<p>Possuímos um comitê que assessora nosso Conselho de Administração com relação à remuneração e sucessão da administração. Nosso comitê de pessoas tem um regimento escrito que exige que a maioria de seus membros seja independente.</p> <p>Como uma empresa controlada, não somos obrigados a cumprir a exigência do comitê de remuneração.</p>
Comitê de auditoria		

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
-------	---	-----------------

<p>303A.06 303A.07</p>	<p>Geralmente, as empresas listadas devem ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que atendam aos requisitos de independência da Regra 10A-3 da <i>Exchange Act</i>, com um estatuto por escrito que cubra certas obrigações mínimas especificadas. No entanto, de acordo com a Regra 10A-3(c)(3) da <i>Exchange Act</i>, um emissor privado estrangeiro não é obrigado a ter um comitê de auditoria equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos Estados Unidos, 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 de (i) ser separado do conselho completo, (ii) seus membros não serem eleitos pela administração, (iii) nenhum diretor executivo ser um membro do órgão; e (iv) as disposições legais ou de listagem do país de origem estabelecem normas para a independência dos membros do órgão.</p>	<p>Nosso comitê de auditoria é um comitê consultivo estatutário do nosso Conselho de Administração e atende à isenção estabelecida na Regra 10A-3(c)(3) da <i>Exchange Act</i>. Vide "Administração e Empregados - Comitê de Auditoria" para uma descrição de nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria possui um regimento interno que estabelece suas responsabilidades que incluem, entre outras: (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 <i>compliance</i> e ética, e (iii) monitoramento de nossa situação 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 por nosso Conselho de Administração.</p>
----------------------------	--	---

Planos de Compensação de Capital

<p>303A.08</p>	<p>Os acionistas devem ter a oportunidade de votar nos planos de compensação por meio de ações e revisões de materiais, com exceções limitadas conforme estabelecido pelas regras da NYSE.</p>	<p>De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, a aprovação dos acionistas é necessária para a adoção e revisão de quaisquer planos de compensação de capital. Atualmente, não temos nenhum plano de compensação de capital.</p>
----------------	--	--

Diretrizes de Governança Corporativa

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos dos EUA	Nossas Práticas
-------	---	-----------------

303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar as diretrizes de governança corporativa.	<p>Possuímos um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam os padrões gerais de qualificação da ouvidoria, responsabilidades, composição, avaliações e acesso às informações por parte da administração. As diretrizes não refletem os requisitos de independência estabelecidos nas Seções 303A.01 e 303A.02 das regras da NYSE. Certos trechos das diretrizes, incluindo as seções de responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhamento estabelecido nos comentários às regras da NYSE. As diretrizes estão disponíveis em nosso site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas como referência a este relatório anual.</p> <p>Também possuímos uma Política de Governança Corporativa, aprovada por nosso Conselho de Administração, que estabelece nossos princípios e diretrizes de governança. Esta política se aplica à nossa companhia e às nossas afiliadas, de acordo com o Artigo 16 de nosso Estatuto Social.</p>
---------	---	--

Código de Ética para Conselheiros, Diretores Executivos e Empregados

303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de ética e conduta empresarial para conselheiros, diretores executivos e empregados, e divulgar imediatamente quaisquer isenções do código para conselheiros ou diretores executivos.	<p>Temos um Código de Conduta Ética, aplicável aos membros do Conselho de Administração e seus comitês de assessoramento, membros do Conselho Fiscal, membros da Diretoria Executiva, empregados, estagiários, prestadores de serviço e qualquer pessoa que atue em nosso nome ("colaboradores"), incluindo nossas subsidiárias no Brasil e no exterior, e um Código de Boas Práticas aplicável aos nossos conselheiros, diretores executivos, alta administração, empregados e colaboradores. Não são permitidas renúncias às disposições do Código de Conduta Ética ou do Código de Boas Práticas. Esses documentos estão disponíveis em nosso site www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas como referência a este relatório anual.</p>
---------	--	--

Requisitos de Certificação

303A.12	Cada CEO de empresa listada deve certificar à NYSE a cada ano que ele ou ela não tem conhecimento de qualquer violação pela empresa dos padrões de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nosso CEO notificará prontamente a NYSE, por escrito, se qualquer 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\$ 19,9 bilhões, fluxo de caixa operacional de US\$ 37,8 bilhões, um Fluxo de Caixa Livre (uma medida não-GAAP definida abaixo) de US\$ 31,5 bilhões e EBITDA Ajustado (uma medida não-GAAP definida abaixo) de US\$ 43,6 bilhões.

O lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos em 2021 foi de US\$ 37,6 bilhões, 273% superior a 2020 principalmente devido aos preços mais elevados do Brent, que aumentaram 70% de ano para ano. Esse resultado foi também influenciado pelo aumento das vendas de derivados de petróleo no mercado interno, com margens mais elevadas para o diesel e a gasolina. Por outro lado, em 2021 houve menores volumes de exportações de petróleo, maiores custos de aquisição de GNL e perdas com a revisão atuarial do plano de saúde (tais perdas estavam relacionadas com uma reversão parcial de um ganho obtido em 2020, quando houve uma redução dos nossos pagamentos ao plano). O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US\$ 19,9 bilhões em 2021, um aumento de 1.642% em comparação com US\$ 1,1 bilhão em 2020, principalmente em resultado do aumento dos preços do Brent e da reversão de *impairment* em 2021, em comparação com as despesas de *impairment* em 2020.

As flutuações em nossa performance financeira e 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);
- variação dos 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 discutido na Nota 36.3(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 redução ao valor recuperável; e
- o valor dos impostos sobre a produção de nossas operações que somos obrigados a pagar.

DEMONSTRAÇÃO DE RECEITA CONSOLIDADA

	Conforme relatado (valores em US\$ milhões)			
	Jan-Dez		Variação	
	2021	2020	▲	▲ (%)
Receitas de vendas	83.966	53.683	30.283	56,4
Custos das vendas	(43.164)	(29.195)	(13.969)	(47,8)
Lucro bruto	40.802	24.488	16.314	66,6
Despesas comerciais	(4.229)	(4.884)	655	13,4
Despesas gerais e administrativas	(1.176)	(1.090)	(86)	(7,9)
Custos exploratórios	(687)	(803)	116	14,4
Despesas de pesquisa e desenvolvimento	(563)	(355)	(208)	(58,6)
Outros impostos	(406)	(952)	546	57,4

Perdas por redução do valor recuperável ("impairment")	3.190	(7.339)	10.529	143,5
Outras receitas e despesas	653	998	(345)	(34,6)
Lucro operacional	37.584	10.063	27.521	273,5
Despesas financeiras líquidas	(10.966)	(9.630)	(1.336)	(13,9)
Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	1.607	(659)	2.266	343,9
Lucro líquido (prejuízo) antes de impostos sobre o rendimento	28.225	(226)	28.451	12.588,9
Imposto de renda	(8.239)	1.174	(9.413)	(801,8)
Lucro líquido do exercício	19.986	948	19.038	2.008,2

+ Taxa de câmbio e impactos da variação

Como somos uma empresa brasileira e a maioria de nossas operações é realizada no Brasil, preparamos nossas demonstrações financeiras 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 nossa moeda de apresentação neste relatório anual para facilitar a comparação com outras empresas de óleo e gás. Utilizamos os critérios estabelecidos no IAS 21 - "Os efeitos de mudanças nas taxas de câmbio" para converter as demonstrações financeiras consolidadas auditadas 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) os itens de patrimônio líquido às 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 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

TAXAS DE CÂMBIO E INFLAÇÃO

	2021	2020	2019
Taxa de câmbio de final de ano (reais/US\$)	5,58	5,20	4,03
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽¹⁾	(7,4%)	(28,9%)	(4,1%)
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	5.40	5.16	3.95
Apreciação (depreciação) durante o ano ⁽²⁾	(4,7%)	(30,7%)	(8,2%)
Taxa de inflação (IPCA)	10,06%	4,52%	4,31%

(1) Com base na taxa de câmbio do final do ano.

(2) Com base na taxa de câmbio média para o ano.

De 1º de janeiro de 2022 a 29 de março de 2022, o real valorizou 14,9% em comparação ao dólar norte-americano.

A maior parte das nossas receitas de exportação são constituídas em dólares norte-americanos e as nossas vendas internas estão também indiretamente ligadas ao dólar norte-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. Entretanto, sem alterações de mudanças 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 e desdobramentos recentes nos nossa política de preços, ver “Volumes e Preços de Venda” 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 o IFRS. Eles podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares americanos, conforme o real se valoriza ou se deprecia 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 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 36.3(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para informações sobre nossa exposição cambial relacionada, consulte “Liquidez e Recursos Financeiros - 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 36.3(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas de Vendas

Em 2021, as receitas de vendas aumentaram 56% em relação a 2020, atingindo US\$ 83.966 milhões, devido ao aumento de 70% do preço do Brent e ao aumento da demanda no mercado interno, principalmente devido à recuperação econômica após o auge da pandemia de Covid-19. Outro fator foi o aumento das vendas de gás natural e eletricidade, dado o aumento da geração termoeletrica em 2021 e a recuperação da demanda industrial.

+ Volume de Vendas e Preços

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 produtos petrolíferos no Brasil tem um impacto significativo nos nossos resultados financeiros. Os preços internacionais dos derivados do petróleo variam ao longo do tempo devido a vários fatores, incluindo o preço do petróleo bruto. Quando possível, tentamos vender os nossos produtos no Brasil ao mesmo preço que os produtos internacionais. O preço médio do Petróleo Bruto Brent, conforme divulgado pela Bloomberg, foi de US\$ 71 por barril em 2021, US\$ 42 por barril em 2020 e US\$ 64 por barril em 2019. Em 31 de dezembro de 2021, o preço do petróleo bruto Brent era de US\$ 77 por barril.

As receitas de vendas consolidadas atingiram US\$ 83.966 milhões em 2021, em comparação com US\$ 53.683 milhões em 2020, principalmente devido a:

- Um aumento de US\$ 29.742 milhões devido ao aumento das margens, resultante principalmente do aumento dos preços dos produtos petrolíferos;
- Um aumento de US\$ 541 milhões devido a maiores volumes de produtos petrolíferos vendidos.

	Para o ano encerrado em 31 de dezembro								
	2021			2020			2019		
	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (milhões)	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (milhões)	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Líquido Médio (US\$) ⁽¹⁾	Receitas de Vendas (milhões)
Diesel ⁽¹⁾	292.488	82,86	24.236	251.400	55,39	13.924	264.462	87,00	23.007
Gasolina automotiva	149.132	79,86	11.910	125.536	50,29	6.313	137.928	71,12	9.810
Óleo combustível (incluindo combustível <i>bunker</i>)	22.125	80,23	1.775	14.669	54,20	795	14.408	71,21	1.026
Nafta	25.020	67,91	1.699	42.544	39,82	1.694	29.942	55,74	1.669
Gás liquefeito de petróleo	83.320	53,90	4.491	86.170	39,26	3.383	83.486	49,82	4.159
Querosene de aviação	27.184	83,54	2.271	21.887	66,48	1.455	43.528	88,04	3.832
Outros derivados de petróleo	59.892	71,14	4.261	66.470	40,80	2.712	60.453	56,41	3.410
Subtotal de derivados de petróleo	659.161	76,83	50.643	608.676	49,74	30.276	634.207	73,97	46.913
Gás natural (boe)	128.504	45,79	5.884	106.890	34,14	3.649	127.583	46,47	5.929
Petróleo	8.789	76,35	671	1.279	37,53	48	-	-	-

Etanol, produtos de nitrogênio, energias renováveis e outros produtos não petrolíferos	1.422	28.13	40	1.620	36.42	59	2.621	93,48	245
Eletricidade, serviços e outros	—	—	3.953	—	—	2.302	—	—	2.907
Mercado brasileiro total	797.876	—	61.191	718.465	—	36.334	764,411	—	55.994
Exportações	296.055	72,59	21.491	350.090	45,55	15.945	268.344	67,39	18.085
Vendas internacionais	16.888	76,03	1.284	31.190	45,02	1.404	36.885	68,05	2.510
Mercado global total	312.943	—	22.775	381.280	—	17.349	305.229	—	20.595
RECEITAS DE VENDAS CONSOLIDADAS	1.110.819	—	83.966	1.099.745	—	53.683	1.069.640	—	76.589

(1) Preço médio líquido calculado pela divisão da receita de vendas pelo volume do ano.

Custo dos Produtos e Serviços Vendidos

Em 2021, o custo dos produtos e serviços vendidos aumentou 48%, atingindo US\$ 43.164 milhões, refletindo principalmente custos de importação mais elevados, decorrente de maiores volumes de petróleo, derivados e gás natural e preços de compra mais elevados para o Brent e o GNL. É importante destacar a maior participação do GNL no total das nossas compras de gás natural, devido ao aumento de 188% no volume das importações de GNL, para responder à demanda crescente, juntamente com o aumento de 214% nos custos de aquisição.

Despesas com Vendas

Despesas com vendas atingiram US\$ 4.229 milhões em 2021, uma diminuição de 13,4% em comparação com US\$ 4.884 milhões em 2020, principalmente devido a menores despesas de frete e menores volumes exportados.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de US\$ 1.176 milhões em 2021, um aumento de 7,9% comparado com US\$ 1.090 milhões em 2020, refletindo, principalmente, a edição do Decreto Legislativo nº 26/2021, na data de sua publicação, que suspendeu os efeitos da Resolução CGPAR nº 23/2018, que havia estabelecido limite de paridade para o custeio do benefício assistencial de saúde entre empresas estatais e empregados (50% pela Companhia e 50% pelos participantes). Considerando as condições que estabelecemos com os sindicatos no acordo coletivo 2020-2022, a participação que, a partir de janeiro de 2022, teria sido na proporção de 50% entre a Companhia e os participantes, permanecerá de 60% das despesas cobertas pela Companhia e os 40% restantes pelos participantes. Como resultado dessa alteração, o passivo atuarial do plano de saúde foi remensurado, resultando em uma despesa de US\$ 58 milhões apresentada como Despesas Gerais e Administrativas em 2021 em comparação a um ganho de US\$ 237 milhões em 2020. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução do quadro de empregados.

Custos de Exploração

Os custos de exploração foram de US\$ 687 milhões em 2021, uma diminuição de 14,4% quando comparados com US\$ 803 milhões em 2020, principalmente devido a menores custos exploratórios decorrente do menor número de poços secos, parcialmente compensados por maiores custos relacionados à geologia e geofísica.

Perdas por redução do valor recuperável de ativos (“*impairment*”)

Reconhecemos reversão de *impairment* no valor de US\$3.190 milhões em 2021, uma variação positiva de US\$ 10.529 milhões em comparação com *impairment* de US\$ 7.339 milhões em 2020.

Essa variação positiva foi principalmente nos campos de produção de óleo e gás no Brasil (uma reversão de *impairment* de US\$ 3.373 milhões em 2021 em comparação com *impairment* de US\$ 7.316 milhões em 2020). Esse resultado reflete a revisão das principais premissas dos Planos Estratégicos em 2021 e 2020, especialmente o aumento dos preços médios do Brent em 2021 e a diminuição dos preços médios do Brent, bem como o enfraquecimento econômico e a diminuição da demanda de óleo e derivados, em 2020.

Outras Receitas e Despesas

Outras receitas e despesas foram US\$ 653 milhões em 2021, 34.6% menores que 2020 (US\$ 998 milhões), principalmente, em função de:

- maiores despesas com plano de pensão e saúde (despesa de US\$ 1.467 milhões em 2021 em comparação com receita de US\$ 889 milhões em 2020), principalmente devido a uma despesa de US\$ 616 milhões em 2021 relacionada à remensuração do passivo atuarial do plano de saúde para aposentados com a suspensão da Resolução CGPAR nº 23/2018, ante uma receita de US\$ 1.808 milhões em 2020, que resultou da remensuração do passivo atuarial do plano de saúde após a aprovação da redução da nossa participação nas despesas do plano no Acordo Coletivo de Trabalho (“ACT”) para 2020-2022;
- menor receita de recuperação de tributos (receita de US\$ 561 milhões em 2021 em comparação a receita de US\$ 1.580 milhões em 2020), principalmente devido aos efeitos das decisões judiciais favoráveis em relação à exclusão do ICMS da base tributária do PIS /COFINS (US\$ 507 milhões em 2021 em comparação com US\$ 1.516 em 2020);
- despesas decorrentes da equalização de gastos com parceiros em acordos de individualização de produção em 2021 em comparação com a receita em 2020 (uma despesa de US\$ 74 milhões em 2021 comparado a uma receita de US\$ 701 milhões em 2020). A receita reconhecida em 2020 foi resultado principalmente dos Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) firmados com os nossos parceiros do consórcio de E&P nas jazidas compartilhadas de Tupi, Sépia e Atapu em 30 de abril de 2020, que resultaram em ganhos de US\$ 725 milhões;
- maiores despesas relacionadas a processos judiciais, administrativos e arbitrais (despesa de US\$ 740 milhões em 2021 comparado a despesa de US\$ 493 milhões em 2020), principalmente devido: i) ao aumento da provisão para perdas em litígios cíveis envolvendo questões contratuais; e ii) à despesas relacionadas à ação de dano ambiental ocorrida no oleoduto Santa Catarina – Paraná, em razão da aprovação do contrato, em outubro de 2021, visando encerrar a discussão de mérito.
- maior receita de contratos relacionados à assunção de participação em concessões (receita de US\$ 363 milhões em 2021 comparada a receita de US\$ 84 milhões em 2020), principalmente relacionada a seis blocos no estado do Amapá (receita de US\$ 287 milhões) e Bacia Potiguar (receita de US\$ 65 milhões);
- US\$ 99 milhões relacionados a reversão de custo de desmantelamento de áreas devolvidas/abandonadas em 2021, comparada a uma despesa de US\$ 342 milhões em 2020, devido à atualização, em 2021, das premissas do Plano Estratégico 2022-2026 (principalmente decorrente de uma previsão mais alta dos preços do Brent) e vendas de concessões em 2021 (decorrente da baixa das respectivas provisões), em comparação com a atualização, em 2020, das premissas do Plano Estratégico 2021-2025 (principalmente relacionada à antecipação do prazo dos abandonos nos campos de Tupi, Marlim Sul, Roncador e Jubarte);

- receita dos acordos de coparticipação relacionados à concessão de Búzios assinado em 2021 (receita de US\$ 631 milhões em 2021, sem efeito em 2020)
- uma reversão de provisões relacionadas a Programas de Desligamento Voluntário em 2021 (receita de US\$ 11 milhões em 2021 contra uma despesa de US\$ 1.017 milhões em 2020), devido ao maior número de inscrições em 2020 e à revisão das provisões em 2021; e
- maior receita de vendas e baixas de ativos e na remensuração de investimento retido com perda de controle (receita de US\$ 1.941 milhões em 2021 em comparação a uma receita de US\$ 499 milhões em 2020). Em 2021, a receita refere-se principalmente ao pagamento contingente à Petrobras após a aprovação pela ANP do acordo de individualização do campo Bacalhau (receita de US\$ 950 milhões) e à venda da Refinaria de Mataripe - RLAM (receita de US\$ 574 milhões), enquanto em 2020 a receita refere-se principalmente à venda da nossa participação na Liquegás Distribuidora SA (US\$ 531 milhões).

Receita (Despesa) Financeira Líquida

As despesas financeiras líquidas foram de US\$ 10.966 milhões em 2021, um aumento de 13,7% quando comparado com US\$ 9.630 milhões em 2020, principalmente devido a:

- perdas cambiais de US\$ 2.737 milhões em 2021, em comparação com perdas de US\$ 1.363 milhões em 2020 refletindo uma desvalorização de 7,3% da taxa de câmbio real/US\$ em 2021 (2021: R\$ 5,58/US\$, 2020: R\$ 5,20/US\$, 2019: R\$ 4,09/US\$) que se aplicou a uma maior exposição do passivo líquido médio ao US\$ durante 2021 do que em 2020;
- receita de correção monetária de impostos a recuperar de US\$ 518 milhões em 2021, comparado a US\$ 1.807 milhões em 2020, principalmente devido à menor receita de recuperação de impostos relacionados à exclusão do ICMS do cálculo do imposto PIS/COFINS em 2021, em comparação com 2020; e
- os fatores acima foram parcialmente compensados por menores juros sobre a dívida financeira de US\$ 2.870 milhões em 2021, comparado a US\$ 3.595 milhões em 2020, devido à redução do valor da nossa dívida.

Resultados de participações em investimentos

Tivemos um lucro em participações em investimentos de US\$ 1.607 milhões em 2021, em comparação com uma perda de US\$ 659 milhões em 2020. Essa variação positiva resultou principalmente do investimento na BR Distribuidora, que apresentou uma reversão de *impairment* de US\$ 404 milhões em 2021, em comparação com um *impairment* de US\$ 144 milhões em 2020, e do aumento do valor do nosso patrimônio na Braskem, devido ao seu resultado operacional positivo.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e contribuição social foi uma despesa de US\$ 8.239 milhões em 2021, em comparação com um benefício de US\$ 1.174 milhões em 2020, principalmente devido ao:

- (i) maior lucro líquido antes do imposto de renda (US\$ 28.225 milhões de receita em 2021 em comparação com uma perda de US\$ 226 milhões em 2020);
- (ii) maiores benefícios pós-emprego, que é uma despesa não dedutível (despesa de US\$ 802 milhões em 2021 comparado a um ganho de US\$ 559 milhões em 2020), principalmente devido à remensuração nos planos de saúde e pensão que ocorreu em 2021, em comparação com o ganho não tributável da revisão do plano de saúde que ocorreu em 2020.



Para informações de anos anteriores, consulte o nosso Relatório Anual e Formulário 20-F prévio. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Desempenho Financeiro por Segmento de Negócio

DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS POR SEGMENTOS OPERACIONAIS CONTABILIZÁVEIS E PARA EMPRESAS E OUTROS NEGÓCIOS

	Para o ano encerrado em 31 de dezembro		
	2021 (US\$ milhões)	2020 (US\$ milhões)	▲ 21-20 (%)
Exploração e Produção			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	1.105	871	26,9
Receitas de vendas de intersegmentos	54.479	33.524	62,5
Receita total de vendas⁽²⁾	55.584	34.395	61,6
Custo dos produtos e serviços vendidos	(23.673)	(18.098)	30,8
Impairment de ativos	3.107	(7.364)	(142,2)
Lucro (prejuízo) líquido atribuídos aos nossos acionistas	23.353	4.475	421,9
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	73.108	46.917	55,8
Receitas de vendas de intersegmentos	1.416	865	63,7
Receita total de vendas⁽²⁾	74.524	47.782	56,0
Custo dos produtos e serviços vendidos	(65.620)	(44.011)	49,1
Impairment de ativos	289	164	76,2
Lucro (prejuízo) líquido atribuídos aos nossos acionistas	5.746	111	5.076,6
Gás e Energia			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	9.487	5.270	80,0
Receitas de vendas de intersegmentos	2.564	2.455	4,4
Receita total de vendas⁽²⁾	12.051	7.725	56,0
Custo dos produtos e serviços vendidos	(9.494)	(3.985)	138,2
Impairment de ativos	(208)	(697)	(70,2)
Lucro (prejuízo) líquido atribuídos aos nossos acionistas	(206)	821	(125,1)
Corporativo e outros negócios			
Receitas de vendas para terceiros ⁽¹⁾⁽²⁾	266	625	(57,4)
Receitas de vendas de intersegmentos	238	251	(5,2)
Receita total de vendas⁽²⁾	504	876	(42,5)
Lucro (prejuízo) líquido atribuídos aos nossos acionistas	(7.308)	(4.670)	(56,5)

(1) Nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção é responsável por grande parte de nossa atividade econômica e despesas de capital, mas tem poucas receitas 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\$ 23.353 milhões em 2021 em comparação com US\$ 4.475 milhões em 2020, principalmente devido a:

- maiores receitas de vendas (um aumento de US\$ 21.189 milhões), principalmente, devido ao aumento de preços do petróleo;
- custo dos produtos vendidos mais elevado (um aumento de US\$ 5.575 milhões), principalmente devido a maiores gastos com royalties e despesas de participação governamental que refletem preços de petróleo mais elevados; e
- perdas por *impairment* inferiores (uma diminuição de US\$ 10.471 milhões). Como parte de processo de teste de *impairment*, durante o ano de 2021, nossa Administração aumentou a premissa de preço de curto prazo do Brent estabelecida no Plano Estratégico 2021 -2025 e, posteriormente, em 24 de novembro de 2021, nossa Administração concluiu e aprovou seu Plano Estratégico 2022 -2026, incluindo a atualização das premissas econômicas (incluindo premissas de preço do Brent), bem como sua carteira de projetos e estimativas de volumes de reservas. Essas atualizações resultaram no aumento do valor recuperável de algumas Unidades Geradoras de Caixa o que levou à reversão de *impairment* anteriormente reconhecida. Consulte a Nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre *impairment*.

Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em nosso segmento de RTC foi de US\$ 5.746 milhões em 2021 em comparação com US\$ 111 milhões em 2020, principalmente devido a:

- maiores receitas de vendas (aumento de US\$ 26.742 milhões), principalmente devido ao aumento dos preços internacionais e ao aumento da demanda doméstica devido principalmente à recuperação econômica após o impacto da pandemia de Covid-19 em 2020; e parcialmente compensada por menores receitas em exportação de óleo.
- maior receita operacional (US\$ 7.283 milhões em 2021 comparado a US\$ 779 milhões em 2020) principalmente devido ao maior giro de estoque positivo (venda de estoques formados a preços mais baixos nos últimos dois anos, como resultado do aumento dos preços do Brent entre 2020 e 2021, de US\$ 42/bbl para US\$ 71/bbl);
- maior receita operacional (US\$ 7.283 milhões em 2021 comparado a US\$ 779 milhões em 2020) principalmente devido ao maior giro positivo de estoque (venda de estoques constituídos a preços mais baixos nos últimos dois anos, como resultado do aumento dos preços do Brent entre 2020 e 2021, de US\$ 42/bbl para US\$ 71/bbl);
- redução das despesas de venda (um decréscimo de US\$ 977 milhões), principalmente devido à diminuição das despesas de transporte;
- menores despesas com nosso plano de demissão voluntária que ocorreu em 2020 (um decréscimo de US\$ 324 milhões);
- menor *impairment* (redução de US\$ 125 milhões) principalmente devido à reversão referente à segunda unidade da refinaria de Abreu e Lima em 2021;
- maiores resultados de alienação/baixa de ativos devido principalmente ao ganho com a venda da refinaria RLAM em 30 de novembro de 2021, de US\$ 574 milhões; e
- maiores resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial (aumento de US\$ 1.378 milhões, uma receita de US\$ 941 milhões em 2021 de uma perda de US\$ 437 milhões em 2020), devido principalmente a resultados operacionais positivos na Braskem.

Gás e Energia

Apesar da forte recuperação da demanda de gás natural, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas no nosso segmento de Gás e Energia representou um prejuízo de US\$ 206 milhões em 2021 em comparação com o rendimento de US\$ 821 milhões em 2020, principalmente devido a:

- maior Custo dos produtos vendidos (aumento de US\$ 5,509 milhões) principalmente devido aos maiores custos de aquisição de gás natural, especialmente custos de GNL com maior volume importado e maior custo unitário devido (i) à manutenção de temperaturas abaixo da média no hemisfério norte, (ii) restrições de oferta, (iii) menores estoques de gás na Europa e (iv) aquecimento da economia chinesa;
- *impairment* da UTG Sul (US\$ 61 milhões); e
- perda na venda de termelétricas a óleo (Arembepe, Bahia 1 e Muricy) de US\$ 79 milhões.

Para informações dos anos anteriores, consulte o nosso Relatório Anual e Formulário 20-F prévio. Nossos arquivos da SEC estão disponíveis ao público no site da SEC em www.sec.gov e em nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Liquidez e Recursos de Capital

Monitoramos de perto os níveis de liquidez, para atender efetivamente às necessidades de caixa das nossas operações comerciais e obrigações financeiras. Temos uma abordagem conservadora da 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 a curto prazo com vencimentos de três meses ou menos), e (ii) investimentos em aplicações financeiras (títulos do tesouro). Com base na informação apresentada abaixo, consideramos que o nosso capital de giro é suficiente para as nossas necessidades atuais.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

US\$ milhões	2021	2020
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	11.725	7.377
Títulos do governo e depósitos a prazo com vencimentos de mais de três meses no início do período	659	888
Caixa e Equivalentes de Caixa Ajustados no início do período ⁽¹⁾	12.384	8.265
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	37.791	28.890
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(6.325)	(5.874)
Reduções (adições) em investimentos	(24)	(942)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	4.783	1.997
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	2.938	-
Dividendos recebidos	781	243
Investimentos em títulos e valores mobiliários	4	66
Caixa líquido gerado por (usado em) atividades de investimento	2.157	(4.510)
(=) Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e de investimento	39.948	24.380
Variação líquida de financiamentos	(21.757)	(11.861)
Captações	1.885	17.023
Amortizações	(23.642)	(28.884)
Amortizações de arrendamentos	(5.827)	(5.880)
Dividendos pagos aos nossos acionistas	(13.078)	(1.367)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(105)	(84)
Aquisição de participação de não controladores	(24)	(67)
Caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento	(40.791)	(19.259)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(402)	(773)
Caixa e Equivalentes de Caixa Ajustados no final do período ⁽¹⁾	11.130	12.384
Títulos do governo e depósitos a prazo com vencimentos de mais de três meses no final do período	(650)	(659)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	10.480	11.725

(1) Caixa e Equivalentes de Caixa Ajustados é uma medida não GAAP que compreende caixa e equivalentes de caixa, títulos do governo e depósitos a prazo de instituições financeiras altamente classificadas no exterior com vencimentos de mais de três meses a partir do final do período, considerando a realização esperada desses investimentos financeiros de curto prazo. Essa métrica não é definida pelo IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou como um substituto para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com IFRS. Pode não ser comparável ao caixa e equivalentes de caixa ajustados de outras empresas; porém, a administração acredita que é uma medida suplementar adequada para avaliar a nossa liquidez e apoia a gestão de alavancagem.

Fluxo de Caixa Livre

Usamos o Fluxo de Caixa Livre como uma medida complementar para avaliar nossa liquidez e para auxiliar a gestão dos passivos. Além disso, esta medida está na base da distribuição de dividendos de acordo com a nossa política de remuneração aos acionistas.

O Fluxo de Caixa Livre não é definido em IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com IFRS. Além disso, pode não ser comparável ao Fluxo de Caixa Livre de outras empresas.

A nossa métrica de Fluxo de Caixa Livre compreende os recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais menos as aquisições de ativos imobilizados e intangíveis. Quando comparamos com o cálculo apresentado no nosso Relatório Anual e Formulário 20-F para o ano que findou em 31 de dezembro de 2020, excluímos os “Investimentos em investidas” das deduções de “Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais”, para alinhar com a definição na atualização mais recente da nossa política de remuneração aos acionistas que ocorreu em 2021. Além disso, o reajuste em 2020 é apenas para fins comparativos e não afeta os dividendos anteriores.

RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

	US\$ milhões		R\$ milhões ⁽¹⁾	
	2021	2020	2021	2020 ⁽¹⁾
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	37.791	28.890	203.126	148.106
(-) Aquisição de ativos imobilizados e intangíveis	(6.325)	(5.874)	(34.134)	(29.974)
FLUXO DE CAIXA LIVRE	31.466	23.016	168.992	118.132

(1) De acordo com a nossa política de remuneração aos acionistas, os dividendos propostos aos acionistas são calculados baseados no Fluxo de Caixa Livre medido em reais.

As principais utilizações de recursos no ano findo em 31 de dezembro de 2021 foram as obrigações do serviço da dívida, incluindo o pré-pagamento de dívidas no mercado bancário internacional, recompra e resgate de títulos no mercado internacional de capitais e pagamentos de arrendamentos no valor total de US\$ 29.469 milhões, aquisição de ativos imobilizados e intangíveis no valor de US\$ 6.325 milhões e pagamentos de dividendos no valor de US\$ 13.183 milhões. Estes fundos provêm principalmente de recursos financeiros provenientes de operações no valor de US\$ 37.791 milhões, compensação financeira pelo acordo de coparticipação de Búzios no valor de US\$ 2.938 milhões, receitas de financiamento de US\$ 1.885 milhões e receitas de desinvestimentos no valor de US\$ 4.783 milhões.

Fonte de Recursos

Em 2021, nossa estratégia de financiamento foi financiar nossas despesas de capital necessárias e continuar nosso processo de desalavancagem da dívida, preservando nosso saldo de caixa, solvência e liquidez.

Seguimos nossa estratégia de financiamento em 2021 das seguintes maneiras:

- usando o fluxo de caixa das operações;
- avançando com nosso programa de gerenciamento de portfólio e continuando com os desinvestimentos; e
- continuando com nosso programa de gestão de passivos, incorrendo em novas dívidas de longo prazo de fontes de financiamento para pagar antecipadamente empréstimos caros de vencimentos mais curtos.

Fluxos de Caixa de Atividades Operacionais

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de US\$ 37.791 milhões em 2021, um aumento de 31% em relação aos US\$ 28.890 milhões em 2020, principalmente devido ao aumento dos preços do petróleo e das margens de refino, parcialmente compensado pelo maior consumo do capital de giro e maior imposto de renda.

Alienação de Ativos

Recebemos entrada de caixa pela venda de ativos no valor de US\$ 4,8 bilhões referente ao exercício fiscal de 31 de dezembro de 2021, que representa os preços pagos a nós no fechamento das transações concluídas e os pagamentos iniciais de assinatura de contrato relacionados a certas transações que ainda não foram fechadas.

Ativos	Fluxo de caixa (US\$ Milhões)
Venda da participação remanescente (37.5%) na BR Distribuidora	2.184
Venda da totalidade da participação na RLAM	1.811
Venda da participação remanescente (10%) na NTS	277
Outros	511
TOTAL	4.783

De 1º de janeiro de 2022 até 28 de fevereiro de 2022, recebemos US\$ 1.680 milhões de desinvestimentos, principalmente relacionados ao recebimento de US\$ 950 milhões relativos à última prestação contingente da venda do bloco exploratório BM-S-8; o recebimento de US\$ 421 milhões relativos à assinatura da venda dos polos Carmópolis, Norte Capixaba e Potiguar, e do recebimento de US\$ 240 milhões relativos ao fechamento da venda do Polo Alagoas.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte “Nosso Negócios - Gerenciamento de Portfólio” neste relatório anual.

Endividamento

Nossos recursos de financiamento são compostos por *global notes* emitidos no mercado de capitais, recursos captados nos mercados bancários (no Brasil e no exterior) e uso de linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*).

Além disso, nossa dívida total inclui passivos de arrendamento. A nossa Dívida Bruta (uma medida não-GAAP que representa a soma da dívida financeira e de arrendamentos de curto e longo prazos) totalizou US\$ 58.743 milhões, e a Dívida Líquida (uma medida não-GAAP que representa a Dívida Bruta menos caixa e equivalentes de caixa, títulos governamentais brasileiros e depósitos a prazo com vencimento superior a três meses), totalizou US\$ 47.626 milhões.

Para a reconciliação da dívida líquida e da dívida bruta, medidas não-GAAP, ver “Liquidez e Recursos de Capital - Fontes de Financiamento - Dívida Financeira - EBITDA Ajustado e índice de Dívida Líquida/ EBITDA Ajustado” neste relatório anual.

Financiamentos

Perfil da dívida

Em 2021, os recursos originados de financiamentos atingiram US\$ 1.885 milhões, refletindo principalmente *global notes* emitidos no mercado internacional de capitais no montante de US\$ 1.442 milhões com vencimento em 2051.

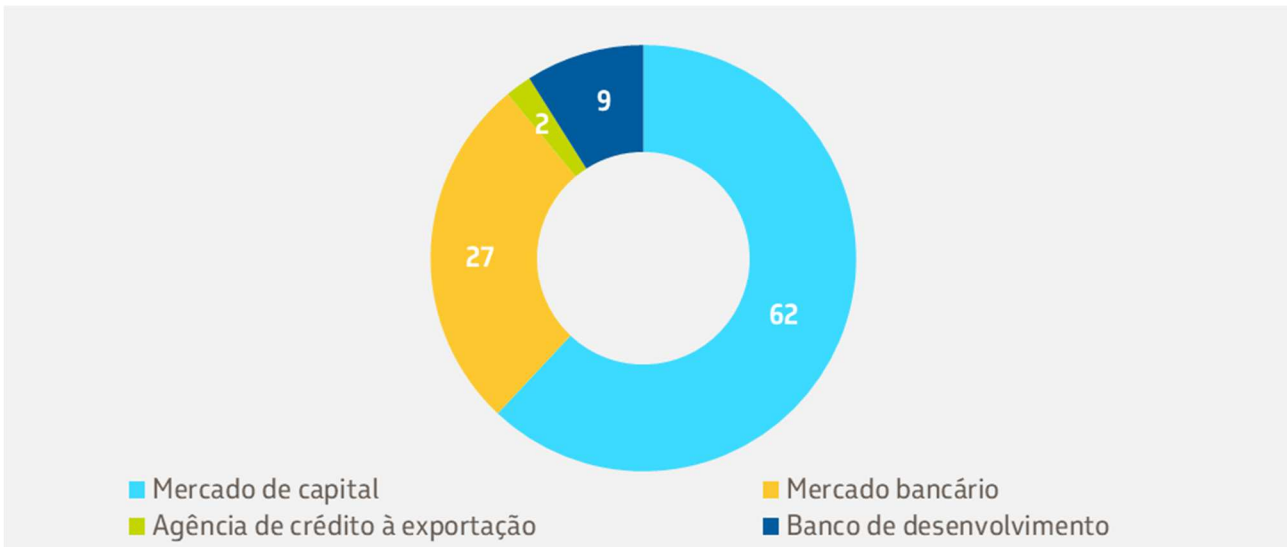
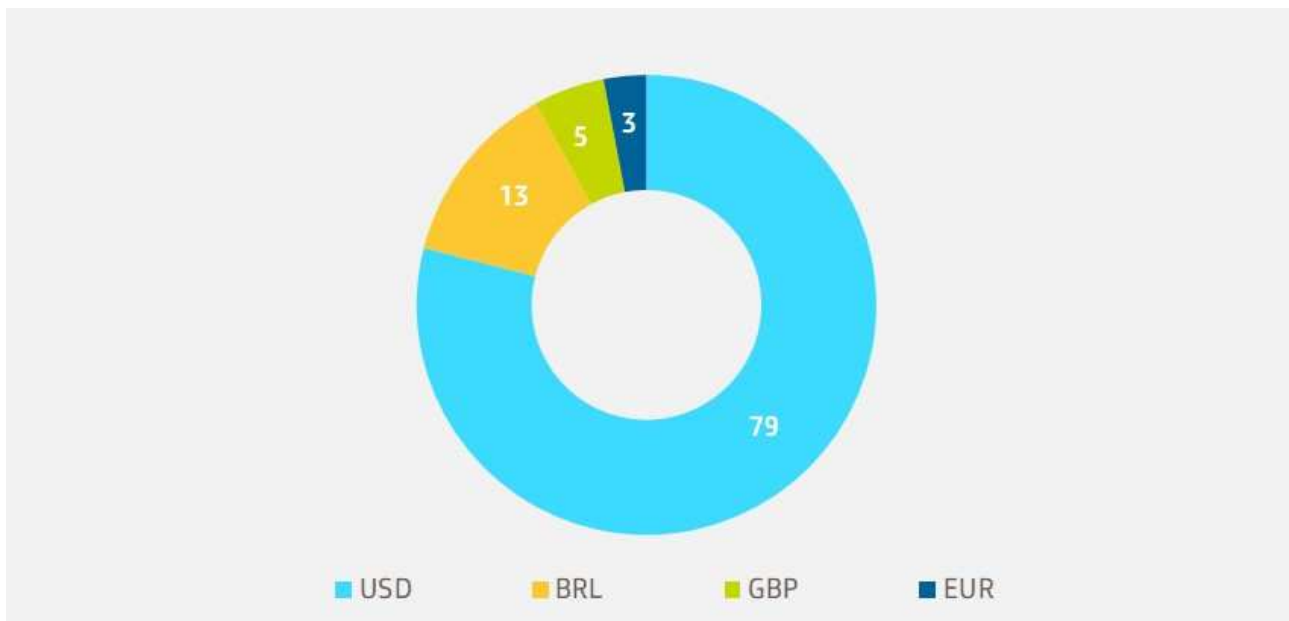
Atualmente, emitimos títulos nos mercados de capitais internacionais por meio de nossa subsidiária financeira integral PGF. Garantimos total e incondicionalmente tais títulos emitidos pela PGF, e a PGF não é obrigada a apresentar relatórios periódicos à SEC.

A informação sobre a taxa de juro média ponderada e a duração média ponderada da nossos financiamentos é apresentada abaixo:

	2021	2020	2019
Taxa de juros média ponderada (%)	6,2	5,9	5,9
Prazo médio ponderado (em anos)	13,39	11,71	10,79
Alavancagem (%) ⁽¹⁾	41	47	44

(1) Esta alavancagem considera a capitalização de mercado e é definida como (Dívida Bruta - Equivalentes de Caixa) / (Capitalização de Mercado + Dívida Bruta - Equivalentes de Caixa).

Para informações adicionais sobre a amortização de dívidas financeiras, consulte “Liquidez e Recursos de Capital – Uso de Fundos - Obrigações do Serviço de Dívida” neste relatório anual.

PERFIL DA DÍVIDA POR CATEGORIA (%)

PERFIL DA DÍVIDA POR MOEDA (%)


Em 31 de dezembro de 2021, nossa dívida total com vencimento no curto prazo, incluindo juros acumulados, era de US\$ 3.641 milhões, em comparação com US\$ 4.186 milhões em 31 de dezembro de 2020.

Nossa dívida de financiamento de longo prazo em aberto totalizava US\$ 32.059 milhões em 31 de dezembro de 2021, em comparação com US\$ 49.702 milhões em 31 de dezembro de 2020. Essa redução deveu-se principalmente à recompra de títulos globais e ao pré-pagamento de dívidas.

Consulte a Nota 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para um detalhamento de nossa dívida de financiamento, um cronograma de rolagem de nossa dívida de financiamento por fonte e outras informações.

Para mais informações sobre nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

⊕ Classificação de crédito ("Rating")

Em 2021, a Moody's elevou a nossa classificação de crédito em um nível, de "Ba2" para "Ba1", um nível abaixo do grau de investimento, com uma perspectiva estável. A agência também aumentou a nossa classificação *stand-alone* em um nível, de "Ba2" para "Ba1". Com esta evolução, somos classificados um pouco acima do governo brasileiro. A S&P elevou a nossa classificação *stand-alone* para BB+, também um nível abaixo do grau de investimento. Não houve mudanças na nossa classificação global e perspectivas em 2021 pela S&P e Fitch (BB- / estável e BB- / negativo, respectivamente). Não houve alterações na classificação individual da Fitch (BBB).

Até 28 de fevereiro de 2022, não houve alterações à nossa nota de perfil de crédito *stand-alone* ou à nossa classificação global.

CLASSIFICAÇÃO GLOBAL

	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽²⁾	2020 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB-	BB-	BB-
Moody's	Ba1	Ba1	Ba2
Fitch	BB-	BB-	BB-

(1) Em 28 de fevereiro de 2022.

(2) Em 31 de dezembro de 2021.

CLASSIFICAÇÃO INDEPENDENTE ("Stand-alone")

	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽²⁾	2020 ⁽²⁾
Standard & Poor's	BB+	BB+	BB
Moody's	Ba1	Ba1	Ba2
Fitch	BBB	BBB	BBB

(1) Em 28 de fevereiro de 2022.

(2) Em 31 de dezembro de 2021.

⊕ Exposição à taxa de juros e risco cambial

A tabela a seguir fornece informações resumidas sobre nossa exposição ao risco de taxa de juros e taxa de câmbio em nossa dívida financeira total para 2021 e 2020, incluindo dívida de curto e longo prazo.

TOTAL DO ENDIVIDAMENTO FINANCEIRO⁽¹⁾

	2021 (%)	2020 (%)
Real - denominado		
Taxa fixada	7,2	5,1
Câmbio flutuante	5,4	10,0
Subtotal	12,6	15,1
Dólar americano - denominado:		
Taxa fixada	46,9	46,4
Câmbio flutuante	31,9	31,9
Subtotal	78,8	78,3
Outras moedas		
Taxa fixada	8,6	6,6
Câmbio flutuante	0,0	0,0
Subtotal	8,6	6,6
TOTAL	100,0	100,0
Dívida de câmbio flutuante		
Real - denominado:	5,4	10,0
Em moeda estrangeira	31,8	31,9
Dívida de câmbio fixo		
Real - denominado:	7,2	5,1
Em moeda estrangeira	55,6	53,0
TOTAL	100,0	100,0
Dólar americano	78,7	78,3
Euro	3,4	3,1
Gbp	5,2	3,5
Iene japonês	0,0	0,0
Reais brasileiros	12,7	15,1
TOTAL	100,0	100,0

(1) Curto e longo prazo.

Praticamos a gestão integrada de riscos em todos os processos de tomada de decisão. Dessa forma, não focamos somente nos riscos individuais de nossas operações ou unidades de negócios, mas, temos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais, onde e quando disponíveis. No que diz respeito à gestão dos riscos financeiros, incluindo os riscos de mercado, utilizamos preferencialmente ações mais estruturadas através da gestão dos nossos níveis de capital e endividamento, ao invés do uso de instrumentos financeiros derivativos.

A gestão do risco de mercado foca nas 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 à implementação desse plano estratégico. O uso de instrumentos financeiros, como derivativos, pode ser necessário para atender às nossas necessidades.

Em geral, nossa dívida em taxas flutuantes em moeda estrangeira está sujeita principalmente às flutuações da LIBOR. Nossa dívida em taxas flutuantes denominada em reais está sujeita a flutuações na taxa de depósito interbancário brasileira, ou "DI", e na taxa de juros de longo prazo brasileira, ou "TJLP", fixadas pelo CMN.

Estamos tomando medidas para mitigar o impacto potencial da descontinuação da LIBOR em nossos contratos de dívida, a fim de substituir a LIBOR por outra taxa de referência, mas de acordo com as informações que temos até a data deste relatório anual, não acreditamos que este evento deve representar um risco material para nossos resultados consolidados e condição financeira.

Geralmente não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação das taxas de juros, mas podemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

O risco de taxa de câmbio ao qual estamos expostos tem maior impacto no balanço patrimonial e deriva principalmente da ocorrência 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 a *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, por exemplo, 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* (troca entre moedas), 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 garantia para uma menor exposição à libra esterlina proporcionada pelo pré-pagamento de empréstimos de partes relacionadas nesta moeda ao longo deste período.

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 de moeda cruzada de CDI x Dólar com vencimento em setembro de 2024 e setembro de 2029.

Em 2021, não foram realizadas operações em instrumentos financeiros derivativos.

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 de vendas futuras.

Vide “Desempenho Financeiro Consolidado - Impactos da Variação da Taxa de Câmbio” nesta seção e Notas 4.8 e 36.3(a) às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre a nossa cobertura de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 36.2(e) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre nossa taxa de juros e riscos cambiais, incluindo uma análise de sensibilidade que demonstra o impacto potencial de uma mudança adversa de 25% (ou 50%) nas variáveis subjacentes em 31 de dezembro de 2021.

Para mais informações sobre o cronograma de vencimento esperado e moeda, os fluxos de caixa do principal e de juros, taxas de juros médias relacionadas de nossas obrigações de dívida, risco de crédito e risco de liquidez, consulte as Notas 32, 36.5 e 36.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações 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 2021, o montante do passivo do arrendamento totalizava US\$ 23.043 milhões.

Relação da dívida líquida/EBITDA Ajustado e EBITDA Ajustado

O índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma métrica que apoia nossa administração na avaliação de nossa liquidez e alavancagem, e é medido em dólares americanos.

O EBITDA Ajustado representa uma medida alternativa para nosso caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e é calculado usando o EBITDA (lucro líquido antes da receita (despesa) financeira líquida, imposto de renda, depreciação, exaustão e amortização) ajustado pelos resultados em investimentos contabilizados por equivalência patrimonial, redução ao valor recuperável, ajustes cumulativos de câmbio reclassificados para o resultado e resultados da alienação e baixa de ativos, decorre de acordos de coparticipação em áreas de licitação e ganhos ou perdas cambiais sobre provisões para processos judiciais denominados em moeda estrangeira.

US\$ milhões	2021	2020	2019
Lucro líquido (prejuízo) de operações continuadas	19.986	948	7.803
Resultado financeiro líquido	10.966	9.630	8.764
Imposto de renda e contribuição social	8.239	(1.174)	4.200
Depreciação, depleção e amortização	11.695	11.445	14.836
EBITDA	50.886	20.849	35.603
Resultados de investimentos contabilizados por equivalência patrimonial	(1.607)	659	(153)
<i>Impairments</i>	(3.190)	7.339	2.848
Reclassificação de resultado abrangente por alienação de participação societária	41	43	34

Resultados com alienação/baixa de ativos e com remensuração de investimento retido com perda de controle	(1.941)	(499)	(6.046)
Resultados de acordos de coparticipação em áreas licitadas	(631)	-	-
Variações cambiais sobre provisões para processos judiciais	-	-	120
EBITDA ajustado de operações contínuas	43.558	28.391	32.406
EBITDA ajustado de operações descontinuadas	-	-	301
EBITDA Ajustado	43.558	28.391	32.707

A Dívida Líquida é o reflexo da Dívida Bruta, líquida de Caixa e Equivalentes de Caixa Ajustados (ver definição em “Liquidez e Recursos de Capital” neste relatório anual). A dívida bruta representa a soma da dívida financeira corrente e não corrente e dos passivos de locação.

Nosso EBITDA, EBITDA Ajustado, Caixa e Equivalentes de Caixa Ajustados, Dívida Bruta, Dívida Líquida e Índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado são medidas independentes do GAAP e podem não ser equiparáveis ao cálculo de medidas de liquidez apresentadas por outras empresas, e não devem ser consideradas isoladamente nem como substitutos de quaisquer medidas calculadas de acordo com as IFRS. Estas métricas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento da nossa situação financeira.

Aplicamos o mesmo método de conversão de moeda estrangeira conforme estabelecido na Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para apresentar esta métrica em dólares americanos. Dessa forma, os itens do ativo e do passivo foram convertidos para dólares americanos pela taxa de câmbio da data da demonstração da posição financeira, e todos os itens relativos à demonstração do resultado e à demonstração dos fluxos de caixa foram convertidos pelas taxas médias vigentes em cada período.

A tabela seguinte apresenta a reconciliação para 2021 e 2020 do índice da dívida líquida/ EBITDA ajustado para a medida mais diretamente comparável derivada das rubricas das IFRS, que é, neste caso, a dívida financeira mais passivo de locação menos caixa e equivalentes de caixa, dividida pelo caixa líquido fornecido pelas atividades operacionais:

US\$ milhões	2021	2020
Caixa e equivalentes de caixa	10.467	11.711
Títulos públicos e depósitos a prazo (vencimento em mais de três meses)	650	659
Caixa ajustado e equivalentes de caixa	11.117	12.370
Financiamentos	35.700	53.888
Arrendamentos	23.043	21.650
Dívida circulante e não circulante - Dívida Bruta	58.743	75.538
Dívida Líquida	47.626	63.168
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais – FCO	37.791	28.890
Imposto de renda e contribuição social	8.239	(1.174)
Perdas de crédito esperadas	30	(144)
Contas a receber c líquidas	2.075	(1)
Estoques	2.334	(724)
Fornecedores	(1.073)	(216)

US\$ milhões	2021	2020
Imposto de renda diferido, líquido	(4.058)	1.743
Impostos a pagar	(4.878)	(2.914)
Outros	3.098	2.931
EBITDA Ajustado Total	43.558	28.391
Dívida bruta líquida de caixa e equivalentes de caixa/índice FCO	1,26	2,21
Relação da dívida líquida/EBITDA Ajustado	1,09	2,22

Nosso índice Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólares norte-americanos diminuiu de 2,22 em 31 de dezembro de 2020 para 1,09 em 31 de dezembro de 2021, devido à combinação de um EBITDA Ajustado mais elevado e uma menor Dívida Líquida.

Uso de Fundos

Despesas de Capital

Investimos um total de US\$ 8.772 milhões em 2021 (dos quais 81% foram utilizados em negócios E&P), um aumento de 9% quando comparado com as nossas Despesas de Capital de US\$ 8.056 milhões em 2020. De acordo com o nosso plano estratégico anterior de 2021-2025, as nossas Despesas de Capital em 2021 foram direcionadas principalmente para os projetos de investimento mais rentáveis relacionados com a produção de petróleo e gás. Estas despesas baseiam-se nas premissas de custos do nosso plano e a metodologia financeira.

DESPESAS DE CAPITAL POR SEGMENTOS DE NEGÓCIOS (US\$ milhões)

Para o ano encerrado em 31 de dezembro,	2021	2020	2019
Exploração e Produção	7.129	6.557	25.080
Refino, Transporte e Comercialização	932	947	1.463
Gás e Energia	412	352	543
Corporativo e Outros Negócios	298	200	328
TOTAL	8.772	8.056	27.413

Para informações sobre nossas futuras despesas de capital (CAPEX), consulte “Plano Estratégico” neste relatório anual.



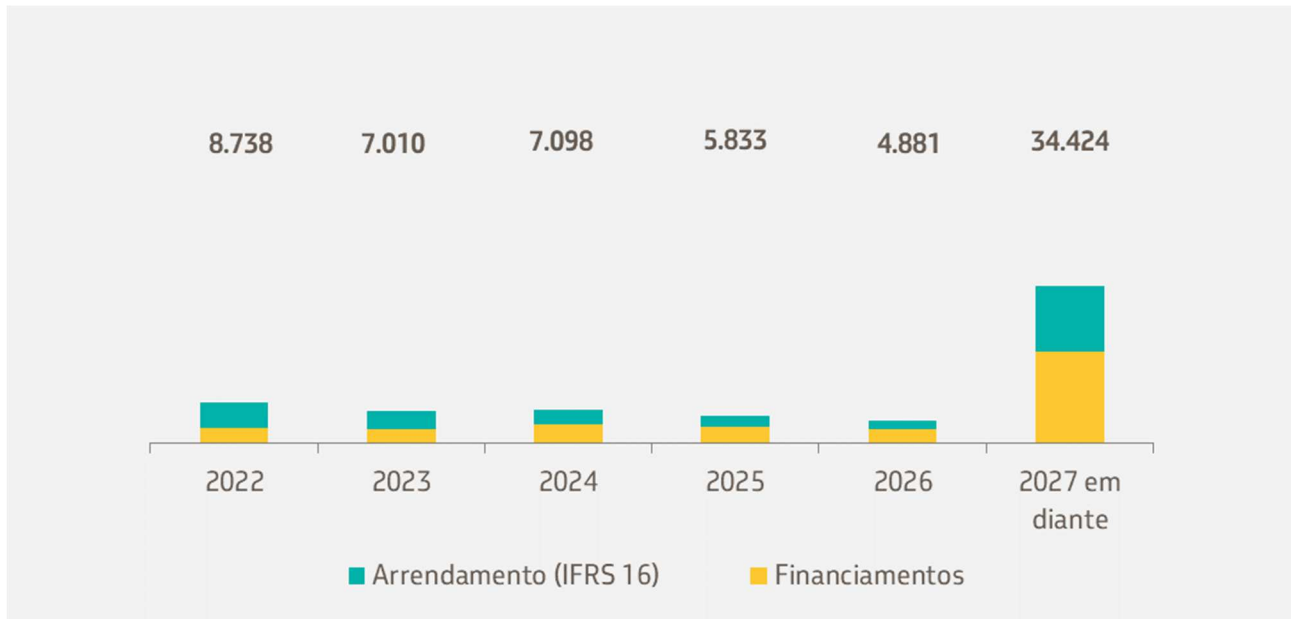
Dividendos

O nosso Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos em 2021, no montante de US\$ 18.541 milhões. Tais dividendos foram calculados em reais, de acordo com a nossa política de remuneração aos acionistas, no montante de R\$ 101.395 representando 60% do nosso Fluxo de Caixa Livre, traduzido 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 2021, nosso perfil de vencimento da dívida inclui, para os próximos cinco anos, US\$ 33,560 milhões em financiamentos e arrendamentos (valores nominais).

PERFIL DE AMORTIZAÇÃO⁽¹⁾ (valores em US\$ milhões)


1) Montantes compostos por Pagamentos futuros nominais do Arrendamento e Financiamento do capital da dívida.

Financiamentos

Em 2021, liquidamos vários financiamentos, no montante de US\$ 23.642 milhões, notadamente: (i) pré-pagamento de empréstimos bancários no mercado interno e internacional, num total de US\$ 6.344 milhões; (ii) US\$ 9.840 milhões na recompra de *global bonds* anteriormente emitidos pela nossa empresa no mercado de capitais, com prêmio líquido pago aos detentores de obrigações no montante de US\$ 1.090 milhões; e (iii) pré-pagamento de empréstimos com agências de desenvolvimento, no montante de US\$ 593 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 devido a mudanças nos fatos ou circunstâncias ocorridas após seu início, exceto com a passagem do tempo. Esses pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento.

Além disso, estão previstos montantes nominais de contratos de arrendamento para os quais o prazo de arrendamento ainda não começou, visto que se referem a bens em construção ou ainda não disponíveis para utilização. Em 31 de dezembro de 2021, estes acordos atingiam US\$ 79,557 milhões (US\$ 67,408 milhões em 31 de dezembro de 2020). O incremento no ano findo em 31 de dezembro de 2021 corresponde a novos compromissos contratuais, incluindo duas unidades de produção variáveis.

Para informações sobre alterações no saldo do passivo do arrendamento e sobre arrendamentos por classe de ativos subjacentes, ver a Nota 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Habilidade das Filiais de Transferir Fundos para a Companhia

Nesta data, não temos conhecimento de quaisquer restrições legais ou econômicas sobre a capacidade das nossas filiais de transferir fundos para nós sob a forma de dividendos em caixa, empréstimos ou adiantamentos. Como resultado, não prevemos quaisquer impactos na nossa capacidade de cumprir as nossas responsabilidades pecuniárias.

Outras Informações

Políticas e Estimativas Contábeis Críticas

Informações sobre políticas e estimativas contábeis críticas, que envolvem um alto grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados operacionais, são fornecidas em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas aborda as estimativas que consideramos mais significativas com base no grau de incerteza, os eventos potenciais que podem afetar negativamente nossas estimativas e a probabilidade de um impacto material se usarmos uma estimativa diferente. Essas suposições são baseadas em transações anteriores e outras informações relevantes e são revisadas periodicamente por nossa administração. Resultados reais podem ser diferentes destas estimativas.

Informações adicionais, incluindo nossas políticas contábeis significativas, são fornecidas em cada uma de nossas notas explicativas de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

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 por, entre outras coisas, estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Nosso Estatuto Social prevê especificamente que nosso Conselho de Administração seja 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 das nossas ações nominativas e tem o direito de eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração. O nosso Conselho de Administração, em contrapartida, elege a nossa administração.

Em 5 de março de 2022, o Governo Federal Brasileiro, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), emitiu uma notificação formal (ofício) indicando oito pessoas como candidatos ao nosso Conselho de Administração. Em 28 de março de 2022, o Governo Federal Brasileiro atualizou a lista de suas pessoas indicadas. As oito pessoas indicadas pelo Governo Federal Brasileiro para eleição para o Conselho de Administração são: Luiz Rodolfo Landim Machado (para Presidente do Conselho de Administração), Adriano José Pires Rodrigues, Carlos Eduardo Lessa Brandão, Eduardo Karrer, Luiz Henrique Caroli, Márcio Andrade Weber, Ruy Flaks Schneider e Sonia Julia Sulzbeck Villalobos. A eleição do Conselho de Administração ocorrerá na Assembleia Geral Ordinária, prevista para 13 de abril de 2022. A notificação de 28 de março de 2022 também indicou o Sr. Adriano José Pires Rodrigues para o cargo de Presidente da Companhia, indicação a ser deliberada pelo nosso Conselho de Administração em data posterior à Assembleia Geral Ordinária.

Como 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 de nosso Conselho de Administração para representá-los, por meio de um procedimento de votação separado.

Nosso Estatuto Social também prevê que, independentemente dos direitos concedidos aos acionistas minoritários, o Governo Federal Brasileiro sempre tem o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros, independentemente do número de conselheiros.

O mandato de nossos conselheiros não pode exceder dois anos e qualquer membro de nosso Conselho de Administração pode ser reeleito por até três vezes consecutivas.

De acordo com a Legislação Societária Brasileira, os acionistas podem destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em uma assembleia geral extraordinária e, em caso de destituição de qualquer membro do conselho eleito por meio de voto cumulativo, resultará na destituição de todos os demais membros eleitos segundo o mesmo procedimento, após o que deverão ocorrer novas eleições.

Nosso Conselho de Administração deve ser composto por, no mínimo, 40% de membros independentes, de acordo com a Legislação Societária Brasileira e as normas B3 Nível 2. Em caso de contradição entre essas regras, prevalecem as regras mais rígidas.

Para mais informações sobre o segmento de listagem Nível 2, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição, atribuições e deveres de nosso Conselho de Administração, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia de nosso Estatuto Social.

A partir da data deste relatório anual, temos 11 conselheiros de administração listados a seguir:

Eduardo Bacellar Leal Ferreira

Nascimento 2 de junho de 1952	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Presidente do Conselho de Administração desde janeiro de 2019	Outros cargos de Administração Não há
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionista Controlador	Independente Não	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 O Sr. Eduardo Leal Ferreira é Almirante de Esquadra da Reserva e foi Comandante da Marinha do Brasil (2015-2019), tendo, portanto, chegado ao topo de sua carreira. Entre os cargos que exerceu cabe citar o de Capitão dos Portos do Rio de Janeiro (2003-2004) e Diretor de Portos e Costas (2010-2012), quando teve a oportunidade de aprofundar ligações com as atividades *offshore* ligadas à indústria do petróleo. Foi também Comandante da Escola Naval (2007), da Escola Superior de Guerra (2013-2015) e Comandante-em-Chefe da Esquadra Brasileira (2012-2013). No exterior, serviu no Chile (1992) e foi instrutor, nos Estados Unidos, na Escola Naval da Marinha Americana em Annapolis (1987-1989).

Formação Acadêmica
 Além da Escola Naval, Eduardo Leal Ferreira fez cursos de pós-graduação e altos estudos, aí incluído o Doutorado Profissional em Política e Estratégia Marítimas, nas Escolas de Guerra Naval do Brasil e do Chile.

Joaquim Silva e Luna

Nascimento 29 de dezembro de 1949	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Membro do Conselho de Administração desde abril de 2021	Outros cargos de Administração Não há
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionista Controlador	Independente Não	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 O Sr. Silva e Luna foi anteriormente o presidente brasileiro da Itaipu Binacional. Ele também foi General do Exército da Reserva e Ministro da Defesa de fevereiro de 2018 a janeiro de 2019, atingindo o nível mais alto da organização. Ao longo de sua carreira, o Sr. Silva e Luna ocupou os seguintes cargos: Comandante de diversas empresas de engenharia de construção na Amazônia; instrutor na Escola de Formação de Oficiais e na Escola de Comando e Estado-Maior do Exército; Chefe do Setor de Inteligência do Comando de Operações Terrestres e da Seção de Imprensa do Centro de Comunicação Social do Exército; Comandante do 6º Batalhão de Engenharia de Construção; Comandante da 16ª Brigada de Infantaria de Selva; Diretor de Ativos; Chefe do Estado Maior do Comandante do Exército; Chefe do Estado-Maior do Exército; Secretário de Pessoal; Educação, Saúde e Esportes do Ministério da Defesa; Secretário Geral do Ministério da Defesa; Ministro da Defesa; e Presidente da Itaipu Binacional. Foi o primeiro militar a ocupar os cargos de Secretário Geral do Ministério da Defesa e de Ministro da Defesa. No exterior, foi membro da Missão de Instrução Militar Brasileira e Assessor de Engenharia como instrutor em escolas de graduação, pós-graduação e doutorado no Paraguai, e Adido de Defesa da Marinha, Exército e Aeronáutica em Israel. Também atuou como Conselheiro de Administração da Amazônia Azul Tecnologia de Defesa S.A. (AMAZUL) por três anos.

Formação Acadêmica
 O Sr. Silva e Luna possui pós-graduação em análise de projetos e sistemas pela Universidade de Brasília, pós-graduação em política, estratégia e alta administração do exército, mestrado em operações militares e doutorado em ciências militares.

Cynthia Santana Silveira



Nascimento

13 de fevereiro de 1960



Nacionalidade

Brasileira



Cargo

Membro do Conselho de Administração desde abril de 2021



Outros cargos de Administração

Diretora Presidente da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)



Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicado por

Acionista Controlador



Independente

Não



Relações Familiares

Não há



Experiência Profissional

A Sra. Cynthia Santa Silveira desenvolveu sua trajetória profissional na indústria de óleo e gás, tendo atuado por mais de 30 anos na área de energia, assumindo posições executivas e de liderança. Desde dezembro de 2021 é Diretora Presidente da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Atuou como Diretora Executiva de Gás e Eletricidade da Total E&P do Brasil (2004-2015) e Diretora Executiva do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) (2011-2015). Entre 2015 e janeiro de 2021 exerceu ainda a função de consultora independente da EXERGIA Consultoria e Projetos. A Sra. Cynthia Silveira possui experiências relevantes como Conselheira de Administração e Membro de Comitês de empresas e instituições do setor de petróleo e gás. Atuou como membro do Conselho de Administração da Transportadora Associada de Gás (TAG) (2019 a 2020), da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) entre 2002 e 2015 e da Transportadora Sul brasileira de Gás (TSB) nos períodos de 2005 a 2015. Além disso, foi Membro do Comitê Executivo da International Gas Union (IGU) (2012-2018), Presidente (Chairman) do International Gas Research Conference 2017 (IGRC) e membro da Comissão Coordenadora de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) (2011-2015). Desde abril de 2021 atua como membro do Conselho de Administração da Petrobras, participando ativamente dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração da Petrobras, como membro do Comitê de Pessoas e do Comitê de Investimentos, além de ter participado do Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras no período de setembro a novembro/2021.



Formação Acadêmica

A Sra. Cynthia Santana Silveira é engenheira elétrica formada pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e em engenharia de gás pela École des Mines de Paris.

Marcelo Gasparino da Silva

Nascimento 13 de fevereiro de 1971	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2021	Outros cargos de Administração Presidente do Conselho de Administração da Eternit, Membro do Conselho de Administração da Vale S.A. e Membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionistas Minoritários	Independente Sim	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva com sua trajetória profissional em companhias dos setores mineração e siderurgia, óleo & gás, petroquímico, logística, geração, transmissão e distribuição de energia, distribuição de gás natural, transformação do aço, indústria de base, construção civil, coberturas para construção civil inclusive geração foto voltagem, distribuição de veículos, agronegócio e saneamento básico adquiriu competências, capacidades e conhecimentos, skills que permitem contribuir construtivamente nas mais diversas matérias e estratégias que são tratadas nos conselhos que participa, tais como turnaround, estrutura de capital, *merger & acquisitions*, venda de ativos *non core*, reestruturação financeira de companhias em crise, incluindo recuperação judicial, sucessão de executivos, questões jurídicas de alta complexidade e a liderança no enfrentamento que crises de impacto global como a Covid-19, dentre outras. É Conselheiro de Administração Certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC em 2011 por exame e por experiência em 2019. Iniciou sua carreira executiva como Diretor Jurídico-Institucional da Celesc (2007-2009); Foi Presidente do Conselho de Administração da Usiminas durante o auge da crise econômica de 2015-16, com ações valendo R\$ 0,85, em janeiro de 2016 e superando R\$ 4,00, após importante atuação do Conselho, em abril do mesmo ano. Em abril de 2017, assumiu a Presidência do Conselho de Administração da Eternit, que sofreu importante revés em questão jurídica que baniu o uso do amianto no Brasil, o que dragou a companhia para um Processo de Recuperação Judicial a partir do ano 2018. Liderando o Board no complexo momento atuou para que a Eternit buscasse um novo negócio com energia fotovoltaica, lançando a Eternit Solar e a Tégula Solar em 2019, incluindo no seu portfólio produto com tecnologia e inovação. Foi membro dos conselhos de Administração da Bradespar (2015-16), Battistella (2016-17), Casan (2019), Celesc (2011-14 e 2018-19), Eletrobras (2012-14 e 2016), Eletropaulo (2016-18), Gasmig (2020-21), Kepler Weber (2017-20) Tecnisa (2012-14) e Usiminas (2012-16). Foi membro dos conselhos fiscais da AES Tietê (2013-14), Bradespar (2014-15) e Braskem (2018-19).

Formação Acadêmica

O Sr. Marcelo Gasparino da Silva é advogado especialista em administração tributária empresarial formado pela Escola Superior de Administração e Gerência da Universidade do Estado de Santa Catarina (UFSC). É certificado em fusões e aquisições pela London Business School e em CEO para Executivos Seniores pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Adicionalmente, é professor da Fundação Escola de Governo (ENA), ministrando cursos de certificação para administradores de empresas estatais.

Marcelo Mesquita de Siqueira Filho


Nascimento

20 de dezembro de 1969


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Membro do Conselho de Administração desde agosto de 2016


Outros cargos de Administração

Membro do Conselho de Administração do Fundo Patrimonial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e Membro do Conselho de Administração da Tambo Educativa S.A.


Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022


Indicado por

Acionistas Ordinários


Independente

Sim


Relações Familiares

Não há


Experiência Profissional

O Sr. Marcelo Mesquita é sócio co-fundador da Leblon Equities (desde 2008) e co-gestor dos fundos de ações e *Private Equity*. O Sr. Marcelo Mesquita tem cerca de 30 anos de experiência no mercado acionário brasileiro, tendo trabalhado 10 anos no UBS Pactual (1998-2008) e 7 anos no Banco Garantia (1991-1998). No UBS Pactual, atuou como: co-responsável pela área de Mercado de Capitais (2007-2008), co-responsável pela área de Ações (2005-2007), responsável pela área de Análise de Empresas e Estrategista (1998-2006). No Banco Garantia, foi analista de empresas de Commodities (1991-1997) e Investment Banker (1997-1998). Desde 1995 o Sr. Marcelo Mesquita é considerado por investidores como um dos principais analistas do Brasil segundo várias pesquisas feitas pela revista *Institutional Investor*. Foi classificado “#1 Brazil Analyst” de 2003 a 2006 (#3 em 2002, #2 em 2001 e #3 em 2000). Foi também classificado como “#1 Estrategista de Ações no Brasil” de 2003 a 2005. O Sr. Marcelo Mesquita trabalhou em mais de 50 transações no mercado acionário brasileiro (IPOs), tanto no Banco Garantia quanto no UBS Pactual.


Formação Acadêmica

O Sr. Marcelo Mesquita é graduado em Economia pela PUC-Rio, em Estudos Franceses pela Universidade de Nancy II e OPM (*Owner/President Management*) pela Harvard Business School.

Márcio Andrade Weber


Nascimento

19 de dezembro de 1953


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Membro do Conselho de Administração desde abril de 2021


Outros cargos de Administração

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022


Indicado por

Acionista Controlador


Independente

Sim


Relações Familiares

Não há


Experiência Profissional

O Sr. Márcio Andrade Weber é engenheiro civil formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1975), com especialização em engenharia de petróleo pela Petrobras. Ingressou na Petrobras em 1976, onde trabalhou por 16 anos, tendo sido um dos pioneiros no desenvolvimento da Bacia de Campos, e ocupou diversos cargos gerenciais e diretivos entre os quais se destacam atividades no exterior, na área internacional da Petrobras, em Trinidad (1980-1981), Líbia (1984-1986) e Noruega (1987-1990). Foi membro da Diretoria de Serviços da Petrobras Internacional (Braspetro) (1991-1992) e Diretor da Petroserv S.A. (2007-2020), desenvolvendo a participação da Companhia nas atividades de E&P, navegação de apoio e sondas de perfuração para águas profundas. Foi responsável, como CEO da empresa BOS navegação (JV entre Petroserv e duas companhias estrangeiras), pela construção em estaleiros nacionais de 4 rebocadores de apoio. Paralelamente, como diretor da Petroserv participou da construção e operação de 4 plataformas de perfuração para águas profundas, tendo como principais clientes a Shell e a ENI (Indonésia). Também atuou como consultor do grupo PMI na operação das referidas unidades (2020-2021).


Formação Acadêmica

O Sr. Márcio Andrade Weber é engenheiro civil formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1975), com especialização em engenharia de petróleo pela Petrobras.

Murilo Marroquim de Souza

Nascimento 4 de junho de 1948	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Membro do Conselho de Administração desde abril de 2021	Outros cargos de Administração Não há
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionista Controlador	Independente Sim	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 O Sr. Murilo Marroquim de Souza trabalha na indústria de petróleo há 50 anos, tendo exercido atividades em mais de 20 países na América, Europa, África e Ásia. Atuou na Petrobras entre 1971 a 1994, onde ocupou diversas funções gerenciais na área de exploração e produção, tendo sido Diretor da Brasoil UK (1989-1993), em Londres, com atividades de exploração no Mar do Norte e outras Bacias. Foi Gerente Geral da IBM da Unidade de Soluções para Indústria de Petróleo na América Latina (1994-1998). Atuou como consultor, trabalhando para ANP em vários projetos (1998-1999), e na Ipiranga como Assessor para Exploração e Produção (1999-2001). De 2001 a 2011 foi Presidente da Devon Energy do Brasil (*Ocean Energy*) e desde 2011 é Presidente da Visla Consultoria de Petróleo, empresa de consultoria focada em projetos especiais para indústria de energia.

Formação Acadêmica
 O Sr. Murilo Marroquim de Souza é formado em geologia pela Universidade Federal de Pernambuco, com mestrado em geofísica pela Universidade de Houston, Texas, nos Estados Unidos.

Rodrigo de Mesquita Pereira

Nascimento 20 de outubro de 1964	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020	Outros cargos de Administração Não há
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionistas Preferencialistas	Independente Sim	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 O Sr. Rodrigo Mesquita é advogado-sócio do escritório Alves Ferreira & Mesquita Sociedade de Advogados. Foi promotor de justiça do Ministério Público do Estado de São Paulo (MPE-SP) (1991-2001), atuando como membro do Grupo Especial de Recursos Hídricos do MPE-SP (1997-2001). Atuou como Conselheiro Fiscal da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (2016-2020) e Conselheiro Fiscal Suplente do Conselho Fiscal da Petrobras (2018-2019).

Formação Acadêmica
 O Sr. Rodrigo Mesquita é bacharel em Direito pela Universidade de São Paulo (USP) (1988) e pós-graduado em "Interesse Difusos e Coletivos" pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP) e em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Rosangela Buzanelli Torres

Nascimento 5 de janeiro de 1960	Nacionalidade Brasileira	Cargo Membro do Conselho de Administração desde julho de 2020	Outros cargos de Administração Não há
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Empregados	Independente Não	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 A Sra. Rosangela Buzanelli ingressou na Petrobras em 1987 no cargo de Geofísica. Atualmente está lotada na área de Operação Exploratória Marítima em Águas Profundas.

Formação Acadêmica
 A Sra. Rosangela Buzanelli é graduada em Engenharia Geológica pela Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP) e mestre em Geociências pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Ruy Flaks Schneider

Nascimento 28 de fevereiro de 1941	Nacionalidade Brasileiro	Cargo Membro do Conselho de Administração desde junho de 2020	Outros cargos de Administração Presidente do Conselho de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, Presidente do Conselho de Administração da Liga da Reserva Naval do Brasil e Membro do Conselho de Administração do Comitê para o Desenvolvimento do Mercado de Capitais (CODEMEC)
Prazo do mandato atual expira em Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022	Indicado por Acionista Controlador	Independente Sim	Relações Familiares Não há

Experiência Profissional
 O Sr. Ruy Flaks Schneider é Oficial da Reserva da Marinha. Fundou na PUC/RJ o Departamento de Engenharia Industrial, tornando-se seu primeiro Diretor (1966-1968), estabelecendo o primeiro programa de mestrado em Engenharia Industrial no Brasil. Com diversos artigos publicados, atua como palestrante, no Brasil e no exterior. Acumulou vasta experiência, tanto como executivo quanto como membro do Conselho de Administração e Conselho Fiscal de grandes empresas, incluindo Xerox do Brasil SA (1966-1970), Banco Brascan de Investimento SA e Banco de Montreal AS – Montreal Bank (1970-1998), Grupo Multiplan (1988-1991) e INB Indústrias Nucleares do Brasil (2007-2012). Atuou como membro do Conselho Consultivo do Banco Central para o mercado de capitais, participando da assessoria na preparação do programa de conversão de dívida externa. Criou o primeiro fundo de pensão multipatrocinado e introdutor no Brasil dos fundos de Contribuição Definida. É membro do Conselho de Administração da Eletrobras desde 2019 e da Petrobras desde 2020.

Formação Acadêmica
 O Sr. Ruy Flaks Schneider é engenheiro industrial mecânico e de produção formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC/RJ) em 1963 e mestre em engenharia econômica pela Universidade de Stanford em 1965.

Sonia Julia Sulzbeck Villalobos


Nascimento
6 de junho de 1963



Nacionalidade
Brasileira



Cargo
Membro do Conselho de Administração desde abril de 2021



Outros cargos de Administração
Membro do Conselho de Administração da Telefônica do Brasil e Membro do Conselho de Administração da LATAM Airlines Group S.A.



Prazo do mandato atual expira em
Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2022



Indicado por
Acionista Controlador



Independente
Sim



Relações Familiares
Não há


Experiência Profissional

A Sra. Sonia Villalobos tem mais de 30 anos de experiência no mercado acionário brasileiro, sendo a primeira pessoa na América do Sul a receber a credencial CFA em 1994. Sonia Villalobos trabalhou de 1985 a 1987 na Equipe DTVM, e de 1987 a 1989 no Banco Iochpe como analista de investimentos. De 1989 a 1996, no Banco Garantia como Chefe do Departamento de Análise de Investimentos, quando foi votada melhor analista do Brasil pela Revista Institucional Investor em 1992, 1993 e 1994. Trabalhou de 1996 a 2002 na Bassini, Playfair & Associates como responsável por private equity no Brasil, Chile e Argentina. De 2005 a 2011, trabalhou para Larrain Vial como gestora de fundos. De 2012 a 2016, Sonia Villalobos trabalhou como sócia fundadora e gestora dos fundos de ações na América Latina pela Lanin Partners. Desde 2016, é professora do Insper na pós-graduação Lato Sensu nas matérias de gestão de ativos e análise de demonstrações financeiras. Sonia Villalobos é membro do Conselho de Administração da Telefônica do Brasil desde 2016 e da LATAM Airlines Group S.A desde 2018. Ela também atuou como membro do Conselho de Administração, no período entre 1996 e 2002, das empresas TAM Linhas Aéreas e Método Engenharia (Brasil), Tricolor Pinturas e Fanaloza/Briggs (Chile), Milkaut e Banco Hipotecário (Argentina). Foi membro do Conselho de Administração da Petrobras de 2018 até 2020, sendo eleita novamente em 2021.


Formação Acadêmica

A Sra. Sonia Julia Sulzbeck Villalobos é bacharel em administração pública e tem mestrado em administração de empresas com especialização em finanças, ambos na Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP-FGV).

Conselho Fiscal

Temos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, independente de nossa administração e auditores independentes. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal, como órgão de supervisão, incluem, entre outras: (i) representar os acionistas, fiscalizar as atividades da administração; (ii) fiscalizar o cumprimento dos deveres legais e estatutários; e (iii) analisar o relatório anual de administração e as demonstrações financeiras consolidadas auditadas, emitindo um parecer no final do ano.

Os membros de nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos por nossos acionistas na assembleia anual de acionistas para um mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela Legislação Societária Brasileira. Cada detentor de ações preferenciais e detentores minoritários de ações ordinárias têm o direito, como classe, de eleger um membro e o respectivo suplente de nosso Conselho Fiscal. O Governo Federal Brasileiro tem o direito de nomear a maioria dos membros de nosso Conselho Fiscal e seus suplentes, dos quais um membro e o respectivo suplente serão necessariamente nomeados pelo Ministro da Economia, representando o Tesouro Brasileiro.

Em 5 de março de 2022, o Governo Federal Brasileiro, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), emitiu uma notificação formal (ofício) indicando quatro pessoas como candidatos ao nosso Conselho Fiscal e a Secretaria do Tesouro Nacional do Ministério da Economia emitiu uma notificação formal com duas indicações. As quatro pessoas indicadas pelo Governo Federal Brasileiro para eleição para o nosso Conselho Fiscal são: Agnes Maria de Aragão da Costa (Titular), Marisete Fátima Dadald Pereira (Suplente), Sérgio Henrique Lopes de Sousa (Titular) e Alan Sampaio Santos (Suplente). As duas pessoas indicadas pelo Tesouro Nacional para eleição para nosso Conselho Fiscal são: Janete Duarte Mol (Titular) e Otavio Ladeira de Medeiros (Suplente). As indicações dos candidatos ao nosso Conselho Fiscal serão deliberadas na Assembleia Geral Ordinária, prevista para 13 de abril de 2022.

MEMBROS ATUAIS DE NOSSO CONSELHO FISCAL

Membros de nosso Conselho Fiscal	Ano da primeira nomeação	Eleito/nomeado por
Agnes Maria de Aragão da Costa (Presidente)	2020	Governo Federal Brasileiro
Sergio Henrique Lopes de Sousa	2020	Governo Federal Brasileiro
Jeferson Luís Bittencourt	2021	Governo Federal Brasileiro/Ministério da Economia
Patrícia Valente Stierli	2021	Acionista Minoritário
Michele da Silva Gonsales Torres	2021	Acionista preferencial
Membros Suplentes de nosso Conselho Fiscal		
Jairez Elói de Sousa Paulista	2020	Governo Federal Brasileiro
Alan Sampaio Santos	2020	Governo Federal Brasileiro
Robert Juenemann	2021	Acionista Minoritario
Antonio Emilio Bastos Aguiar Freire	2021	Acionista preferencial

Diretores Executivos

Nossa Diretoria Executiva é composta por um CEO e oito diretores executivos. Conforme o nosso Estatuto Social, nossa Diretoria Executiva é responsável pela administração do dia a dia. Nossos diretores executivos não precisam ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. Conforme o Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege nossos diretores executivos, incluindo o CEO, e deve considerar as qualificações pessoais, experiência e especialização ao eleger diretores executivos. O mandato dos nossos diretores executivos é de dois anos, não sendo permitidas mais do que três reeleições consecutivas. Nosso Conselho de Administração pode destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento e sem justa causa, com um procedimento especial para a destituição do Diretor Executivo de Governança e Conformidade, de acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração. Conforme 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 requer o voto do Diretor eleito pelos acionistas minoritários ou do Diretor eleito pelos acionistas preferenciais.

Para mais informações sobre a nossa Diretoria Executiva, consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia do nosso Estatuto Social.

A partir da data deste relatório anual, temos os seguintes nove diretores executivos:

Joaquim Silva e Luna


Nascimento

29 de dezembro de 1949


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Presidente desde abril de 2021


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023


Experiência Profissional

O Sr. Silva e Luna foi anteriormente o presidente brasileiro da Itaipu Binacional. Ele também foi General do Exército da Reserva e Ministro da Defesa de fevereiro de 2018 a janeiro de 2019, atingindo o nível mais alto da organização. Ao longo de sua carreira, o Sr. Silva e Luna ocupou os seguintes cargos: Comandante de diversas empresas de engenharia de construção na Amazônia; instrutor na Escola de Formação de Oficiais e na Escola de Comando e Estado-Maior do Exército; Chefe do Setor de Inteligência do Comando de Operações Terrestres e da Seção de Imprensa do Centro de Comunicação Social do Exército; Comandante do 6º Batalhão de Engenharia de Construção; Comandante da 16ª Brigada de Infantaria de Selva; Diretor de Ativos; Chefe do Estado Maior do Comandante do Exército; Chefe do Estado-Maior do Exército; Secretário de Pessoal; Educação, Saúde e Esportes do Ministério da Defesa; Secretário Geral do Ministério da Defesa; Ministro da Defesa; e Presidente da Itaipu Binacional. Foi o primeiro militar a ocupar os cargos de Secretário Geral do Ministério da Defesa e de Ministro da Defesa. No exterior, foi membro da Missão de Instrução Militar Brasileira e Assessor de Engenharia como instrutor em escolas de graduação, pós-graduação e doutorado no Paraguai, e Adido de Defesa da Marinha, Exército e Aeronáutica em Israel. Também atuou como Conselheiro de Administração da Amazônia Azul Tecnologia de Defesa S.A. (AMAZUL) por três anos.


Formação Acadêmica

O Sr. Silva e Luna possui pós-graduação em análise de projetos e sistemas pela Universidade de Brasília, pós-graduação em política, estratégia e alta administração do exército, mestrado em operações militares e doutorado em ciências militares.

Cláudio Rogério Linassi Mastella


Nascimento

17 de dezembro de 1962


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Diretor Executivo de Comercialização e Logística desde abril de 2021


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023


Experiência em Negócios

O Sr. Mastella possui 34 anos de experiência profissional na Petrobras, especificamente nas áreas de Comercialização, Refino e Logística. Atuou como Conselheiro da Logum Logística S.A. na Transpetro, empresas do nosso grupo. Foi Diretor Suplente da Petrobras Argentina S.A. e Membro do Comitê de Estratégia e Finanças da Transpetro. Ele atua como Vice-Presidente da Associação Brasileira de *Downstream* do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) desde 2020.


Educação

O Sr. Mastella é formado em engenharia química pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), MBA Executivo pelo IBMEC, pós-graduado em administração pela Fundação Dom Cabral, e participou de programas de desenvolvimento no exterior como: Programa de Desenvolvimento Executivo – Northwestern Kellogg e Gerenciando Cadeias de Suprimentos para Competitividade Global – Stanford GSB.

Fernando Assumpção Borges


Nascimento

6 de maio de 1960


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Diretor Executivo de Exploração e Produção desde abril de 2021


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023


Experiência em Negócios

O Sr. Borges possui 38 anos de experiência profissional na Petrobras, tendo exercido diversas funções gerenciais na área de Exploração e Produção. O Sr. Borges também atuou como Gerente Executivo em nossa empresa, tendo anteriormente ocupado a Gerência Executiva da Libra de abril de 2016 a setembro de 2019 e a Gerência Executiva de Relações Externas de setembro de 2019 a abril de 2021. Ocupou o cargo de Diretor do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) de abril de 2016 a março de 2020 e, desde abril de 2016, após ser indicado por nós, o Sr. Borges atuou como Diretor da Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (ABEP).


Educação

O Sr. Borges é formado em engenharia civil pela Universidade Federal de Uberlândia, possui MBA Executivo pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD/UFRJ), e cursou o *Advanced Management Program* no Institut Européen D'Administration des Affaires (INSEAD), na França.

João Henrique Rittershausen


Nascimento

24 de outubro de 1964


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção desde abril de 2021


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023


Experiência em Negócios

O Sr. Rittershausen trabalha na Petrobras há 34 anos, tendo ocupado diversos cargos gerenciais no segmento de E&P e Suprimentos. O Sr. Rittershausen atuou como Gerente Executivo em nossa empresa desde novembro de 2017. Inicialmente, ocupou um cargo de Gerência Executiva em Sistemas de Superfície e, em novembro de 2018, tornou-se Gerente Executivo de Sistemas de Superfície, Refino e Gás e Energia, departamento responsável pela construção dos novos ativos da nossa empresa nas áreas de E&P e RGN.


Educação

O Sr. Rittershausen é formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e em engenharia de petróleo pela Petrobras. Além disso, possui MBA em gestão de negócios pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD/UFRJ) e pelo *Advanced Management Program* do Institut Européen D'Administration des Affaires (INSEAD), na França.

Juliano de Carvalho Dantas


Nascimento

1º de setembro de 1976


Nacionalidade

Brasileiro


Cargo

Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação desde janeiro de 2022


Relações Familiares

Não há


Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023


Experiência Profissional

O Sr. Dantas tem 19 anos de experiência profissional na Petrobras, especificamente em *upstream*, incluindo Construção de Poços, Elevação Artificial e Garantia de Fluxo e Gestão de Ativos Offshore, bem como em funções corporativas chave em Recursos Humanos e Estratégia de Compras. De novembro de 2019 a dezembro de 2021, o Sr. Dantas foi responsável pelo P&D da Petrobras, como Gerente Executivo do Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (CENPES).


Formação Acadêmica

O Sr. Dantas estudou engenharia mecânica na Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), possui pós-graduação em gerenciamento de projetos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), concluiu o *Advanced Management Program (AMP)* no Institut Européen D'Administration des Affaires (INSEAD) e possui mestrado em gestão (*Sloan Fellow*) pela Stanford Business School (*Graduate School of Business*).

Rafael Chaves Santos



Nascimento

3 de julho de 1974



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Diretor Executivo de Relacionamento Institucional e Sustentabilidade desde dezembro de 2021



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023



Experiência em Negócios

O Sr. Santos ingressou na Petrobras em janeiro de 2019 e desde então tem contribuído amplamente para o reposicionamento estratégico da empresa. Representou a Petrobras como chefe de estratégia, como Presidente do Conselho de Administração da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e Transpetro; e como membro do Conselho da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI). Anteriormente, trabalhou no Banco Central do Brasil, na Vale International, na ENEVA, a maior operadora privada de gás natural do Brasil, e na EPGE, escola de economia da Fundação Getúlio Vargas (FGV).



Educação

O Sr. Santos é formado em engenharia civil pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Também possui mestrado em finanças pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e doutorado em economia pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Rodrigo Araujo Alves



Nascimento

10 de julho de 1985



Nacionalidade

Brasileiro



Cargo

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores desde abril de 2021



Relações Familiares

Não há



Prazo do mandato atual expira em

Abril de 2023



Experiência em Negócios

O Sr. Alves trabalha na Petrobras desde 2007, com ampla experiência no setor financeiro, ocupando o cargo de Gerente Executivo de Contabilidade e Tributário de 2017 a abril de 2021. Foi Presidente do Conselho Fiscal da TBG e membro do Conselho Fiscal de outras empresas do nosso grupo - Stratura Asfaltos e Éolica Mangue Seco. Também foi membro de um grupo consultivo do International Accounting Standards Board (IASB) de julho de 2018 a setembro de 2021 e atualmente é membro do Conselho de Administração da Associação Brasileira das Companhias Abertas (ABRASCA). Recebeu diversos prêmios, com destaque para o Prêmio Anefac Mérito de profissional do ano na categoria tributária em 2020, o prêmio Confeb de executivo tributário do ano para indústrias de base em 2018 e o Troféu Anefac Transparência em 2019 e 2020, que é concedido à empresa com as Demonstrações Contábeis mais transparentes do Brasil.



Educação

O Sr. Alves é graduado em administração de empresas pela Universidade Federal de Minas Gerais e bacharel em contabilidade pela Faculdade Moraes Júnior Mackenzie Rio, possui MBA em gestão econômico-financeira pela Fundação Getúlio Vargas e mestrado executivo em finanças (com honras) da HEC Paris. Ele é um *Certified Public Accountant* (CPA) no Estado de Washington, Estados Unidos; ele possui um *COSO Internal Control Certificate* do American Institute of Certified Public Accountants (AICPA) e é certificado em IFRS (CertIFR) pela Association of Chartered Certified Accountants (ACCA). Fez também cursos de gestão e finanças no INSEAD; Estande de Chicago; Universidade da Singularidade; na Fundação Dom Cabral; no CFA Institute, e no MDT International.

Rodrigo Costa Lima e Silva

**Nascimento**

17 de abril de 1975

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Refino e Gás Natural desde abril de 2021

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência Profissional**

O Sr. Silva ingressou na Petrobras em 2005, tendo ocupado vários cargos gerenciais nas áreas de Exploração & Produção, Gás & Energia e Estratégia, incluindo o cargo de Gerente Executivo de Gás e Energia entre junho de 2019 e janeiro de 2021. Anteriormente, o Sr. Silva foi o Gerente Executivo de Estratégia. Ele também gerenciou atividades relacionadas à exploração e produção. Adicionalmente, o Sr. Silva foi presidente do Conselho de Administração de algumas de nossas subsidiárias.

**Formação Acadêmica**

O Sr. Silva é formado em administração de empresas pela Universidade Católica de Salvador. Também possui mestrado em administração de empresas pelo IBMEC e MBA em finanças corporativas pela Fundação Getúlio Vargas.

Salvador Dahan

**Nascimento**

19 de julho de 1977

**Nacionalidade**

Brasileiro

**Cargo**

Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde maio de 2021

**Relações Familiares**

Não há

**Prazo do mandato atual expira em**

Abril de 2023

**Experiência em Negócios**

O Sr. Dahan tem 22 anos de experiência nas áreas de Conformidade, Risco e Governança. De 2005 a 2007, foi Gerente de Investigação e Risco LATAM na Procter & Gamble. Em 2007, foi convidado para trabalhar na estruturação das áreas de *Compliance* e Segurança Corporativa do Grupo Gerdau, onde ocupou o cargo de Gerente Geral até 2016. No início de 2017, ingressou na Nissan Motors para atuar como Diretor de Riscos, Governança, Compliance e Auditoria Interna das operações da América Latina, estruturando processos e políticas e, em 2019, foi convidado para trabalhar no Japão como Gerente Geral da Nissan.

**Educação**

O Sr. Dahan é formado em direito pela Universidade Mackenzie, com MBA em gestão de segurança empresarial pela FECAP e pós-graduação em liderança empresarial e comunitária pelo INSPER/SP.

Informações adicionais sobre nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva

Requisitos para Eleição

Nosso Estatuto Social determina certas limitações à eleição de nossos diretores executivos, membros de nossa administração e membros de nosso Conselho de Administração, além dos critérios estabelecidos por nossa política de nomeação, Lei nº 13.303/16 e Decreto nº 8.945/16. Assim, para ser eleito, cada um de nossos diretores executivos e cada membro de nosso Conselho de Administração deve:

- não ser réu em quaisquer processos judiciais ou administrativos relativos a uma questão relacionada às atividades a serem desenvolvidas em nossa empresa, com decisão desfavorável de tribunais de segunda instância;
- não ter questões comerciais ou financeiras pendentes reivindicadas ou incluídas nos registros oficiais de devedores, embora possam ser fornecidos esclarecimentos sobre essas questões;
- demonstrar diligência na resolução de questões levantadas em relatórios de órgãos de controle interno ou externo nos processos e/ou atividades sob sua gestão, quando aplicável;
- não ter violado nosso Código de Ética, Código de Conduta, Manual do nosso Programa de Prevenção à Corrupção ou outras normas internas, quando aplicável;
- não ter sido incluído no sistema disciplinar de nenhuma de nossas subsidiárias ou afiliadas, 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
- ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente em negócios ou em área afim, conforme especificado em nossa política de nomeações.

Remuneração

De acordo com nosso Estatuto Social, nossos acionistas estabelecem a remuneração total, ou a alocam em uma base individual, a ser paga aos nossos conselheiros, diretores executivos, 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 está autorizado a fazê-lo.

No período do ano findo em 31 de dezembro de 2021, o montante total da compensação que pagamos a todos os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Comissão Executiva foi de US\$ 6,1 milhões. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos nove diretores executivos e 11 membros do Conselho de Administração.

Para mais informações sobre os montantes reservados ou acumulados por nós para fornecer benefícios de pensão, aposentadoria ou similares, ver “- Empregados - Benefícios” nesta seção.

	2021		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Número médio de membros no período	9,00	10,58	5,17
Número médio de membros remunerados no período	9,00	4,5	5,17
Valor da maior remuneração (US\$)	562.252,58	32,374,18	32,374,18

Valor da menor remuneração (US\$) ⁽¹⁾	555.796,58	32,374,18	32374.18
Valor médio da remuneração (US\$) ⁽²⁾	723.823,67 ⁽³⁾	31.555,30 ⁽⁴⁾	30.507,33 ⁽⁴⁾

- (1) O valor da menor remuneração anual individual foi estabelecido após a exclusão de todos os membros que tenham ocupado o cargo por menos de 12 meses.
- (2) O valor médio da remuneração anual individual corresponde ao valor total da remuneração anual pago dividido pelo número de membros remunerados no período.
- (3) Estão inclusos valores relativos ao pagamento de parcelas diferidas do Programa de Remuneração Variável e à cessação do cargo (Quarentena) referentes a ex-membros que saíram da Companhia. Consequentemente, o valor médio foi superior ao valor da maior remuneração individual.
- (4) As posições remuneradas não foram completamente ocupadas ao longo dos 12 meses do ano. Consequentemente, o valor médio foi inferior ao valor da maior remuneração individual.

Para mais informações sobre a remuneração de nossos funcionários e diretores, consulte as Notas 17 e 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, os membros de nossa Diretoria Executiva recebem benefícios adicionais, como assistência médica, complementação da previdência social e auxílio-moradia.

Os membros do Conselho de Administração podem usufruir dos benefícios adicionais da segurança social. Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva poderão ter direito legal à quarentena ao término do mandato. Nenhum dos Conselheiros está vinculado à Petrobras ou a qualquer uma de suas subsidiárias na prestação de benefícios mediante rescisão do contrato de trabalho. Temos um Comitê de Pessoas ("COPE") na forma de um comitê consultivo.

Para informações sobre nosso comitê consultivo, consulte "Comitês da Diretoria Estatutária" abaixo.

Propriedade de Ações

Em 31 de dezembro de 2021, os membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e os membros do Conselho Fiscal detinham as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Administração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
Ações ordinárias	-	-	-
Ações preferenciais	4.264	63.213	400

Consequentemente, individualmente e como um grupo, nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detinham menos de um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações detidas pelos nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações do mesmo tipo e classe que são detidas pelos nossos outros acionistas. Nenhum de nossos Conselheiros, Diretores Executivos e membros do Conselho Fiscal detém qualquer opção de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais, nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra de nossas ações ordinárias ou preferenciais. Não temos um plano de opção de compra de ações para nossos Conselheiros, Diretores Executivos ou empregados.

Comitês Estatutários do Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração possui um total de seis comitês consultivos estatutários:

- **Comitê de Investimento:** Assessorar o CA na definição das nossas diretrizes estratégicas, do plano estratégico, do plano de negócios anual, entre outros assuntos estratégicos e financeiros. O comitê também auxilia o CA na análise de oportunidades de negócios, investimentos e/ou desinvestimentos, fusões, incorporações e cisões nas quais a Petrobras esteja envolvida e que sejam de responsabilidade do CA. Além disso, o COINV assessora o CA na análise do nosso programa anual de financiamento.
- **Comitê de Auditoria:** para mais informações sobre nosso comitê de auditoria, consulte “Comitê de Auditoria” nesta seção.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por auxiliar nosso Conselho de Administração nos aspectos relacionados à gestão de recursos humanos da alta administração, incluindo, mas não se limitando a: remuneração (fixa e variável), nomeações e políticas de sucessão, bem como seleção e elegibilidade. O Comitê de Pessoas atua, em conformidade com a Lei nº 13.303/16 e o Decreto nº 8.945/16, como Comitê de Elegibilidade e, quando do exercício desta função, suas manifestações se destinarão a auxiliar os acionistas na indicação de membros para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e a verificar a conformidade do processo de avaliação dos administradores e dos conselheiros fiscais, não se limitando nestes casos a um órgão de assessoramento ao Conselho de Administração. O COPE também assessora o CA na eventual aplicação de medida do sistema de consequência a membros da Direção Superior e membros externos dos comitês do CA, além de atuar como última instância recursal de procedimentos disciplinares quando o Comitê de Integridade da Petrobras não decidir por consenso. O Comitê monitora pesquisas de imagem e reputação, recomendando ações quando pertinente.
- **Comitê de Saúde, Segurança e Meio Ambiente:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração no estabelecimento de políticas e diretrizes relacionadas à gestão estratégica de SMS, mudanças climáticas, transição para uma economia de baixo carbono, responsabilidade social, entre outros assuntos. Esse comitê também monitora indicadores de SMS e pesquisas de imagem e reputação, sugerindo ações quando necessário.
- **Comitê de Minoritários:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias e fundações e empresas estatais federais, incluindo o acompanhamento da revisão do Contrato de Cessão Onerosa. O COMIN também realiza o aconselhamento dos acionistas, emitindo parecer sobre determinados assuntos de competência da Assembleia Geral, na forma do art. 30, §4º do nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado:** criado para atender aos requisitos da lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade de as sociedades controladas compartilharem os custos e as estruturas de suas respectivas controladoras. É responsável por ser o comitê de auditoria das sociedades do Conglomerado Petrobras que não possuem comitê de auditoria local. Atua também no assessoramento do Conselho de Administração da Petrobras na emissão de orientação para as sociedades do Conglomerado com relação às matérias previstas em seu regimento interno.

RESUMO DA COMPOSIÇÃO DOS NOSSOS COMITÊS CONSULTIVOS ESTATUTÁRIOS, NA DATA DO PRESENTE RELATÓRIO ANUAL

Comitês						
Membros	Investimento	Auditoria	Saúde, Segurança e Meio Ambiente	Pessoas	Minoritários	Auditoria do Conglomerado Petrobras
Ana Silvia Corso Matte				●		
Carlo Linkevieius Pereira			●			
Cynthia Santana Silveira	●			●		
Durval José Soledade Santos						●
Edson Chil Nobre	●					
Evely Forjaz Loureiro			●			
Marcelo Gasparino da Silva	●				●	●
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho					●	●
Marcio Andrade Weber		●		●		
Murilo Marroquim de Souza		●	●			
Rodrigo de Mesquita Pereira		●	●		●	
Rosangela Buzanelli Torres			●			
Ruy Flaks Schneider				●		●
Sonia Julia Sulzbeck Villalobos	●					●
Tales José Bertozzo Bronzato				●		
Valdir Augusto de Assunção		●				



PRESIDENTE DE CADA COMITÊ



MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ



CONSELHEIROS DE ADMINISTRAÇÃO E MEMBROS DE CADA COMITÊ

Comitê de Auditoria

O Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) é um comitê consultivo do Conselho de Administração e fornece assessoramento em questões envolvendo contabilidade, controles internos, relatórios financeiros e conformidade. O CAE também recomenda a nomeação dos auditores independentes para o Conselho de Administração e avalia a eficácia dos controles internos e de conformidade legal. De acordo com a Lei nº 13.303/2016 e o Decreto nº 8.945/2016, o CAE deve ter um mínimo de três e máximo de cinco membros, que devem ser independentes de acordo com os requisitos de independência da Lei nº 13.303/2016 e Instrução CVM nº 509/2011, sendo necessário que ao menos um deles possua reconhecida experiência em contabilidade societária. Além disso, a Instrução CVM nº 509/2011 exige que pelo menos um membro seja oriundo do Conselho de Administração, embora permita a indicação de outros membros que não o sejam, desde que esses outros membros atendam aos requisitos de independência da CVM. Em 30 de novembro de 2020, os acionistas aprovaram uma alteração no estatuto social, exigindo que o CAE seja composto por membros do Conselho de Administração e membros externos. Em 24 de março de 2021, nosso Conselho de Administração indicou o Sr. Valdir Augusto de Assunção como membro externo de nosso comitê de auditoria.

Devido à sua composição, o CAE não é equivalente ou comparável a um comitê de auditoria dos EUA. De acordo com a Regra 10A-3(c)(3) da 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 a um comitê de auditoria dos Estados Unidos 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 de (i) ser independente do Conselho de Administração; (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 estabelecerem normas para a independência dos membros do órgão.

Tendo em vista que, em 2011, a CVM aprovou a Instrução nº 509/2011, que rege o comitê de auditoria estatutário, como um comitê de auditoria instituído pelo estatuto do emissor e sujeito aos requisitos das regras da CVM, entendemos que nosso CAE cumpre esses requisitos e contamos com a isenção fornecida pela Regra 10A-3(c)(3) nos termos da Exchange Act.

O Sr. Valdir Augusto de Assunção é o especialista financeiro do CAE. O CAE é atualmente composto por quatro membros (todos independentes, de acordo com os requisitos de independência da Instrução da CVM 509/2011 e a Lei 13.303/2016) e é responsável por, entre outros assuntos:

- monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso conselho de administração com relação à indicação e destituição de nossos auditores independentes, bem como avaliar a independência de nossos auditores independentes para emitir uma opinião sobre as demonstrações contábeis e suas qualificações e experiência;
- 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 registrada na CVM e na SEC;
- assessorar nosso conselho de administração e nossa administração, em consulta com auditores internos e independentes e nossas unidades de gerenciamento de riscos e controles internos, no monitoramento da qualidade e integridade de nossos controles internos sobre sistemas de relatórios financeiros, nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e respectivas divulgações financeiras;
- revisar e enviar propostas ao nosso Conselho de Administração relacionadas à resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente em relação às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;

- avaliar e monitorar, juntamente com nossa área interna de gestão e auditoria, a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e 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 envolvendo valores acima de certos níveis e uma análise prévia de transações com partes relacionadas acima de certos níveis;
- estabelecer e revisar procedimentos para recebimento, retenção e processamento de reclamações relacionadas a assuntos contábeis, controles internos e auditoria, incluindo procedimentos para a apresentação confidencial de reclamações internas e externas relacionadas ao escopo das atividades do comitê, bem como receber, reter e processar essas denúncias;
- avaliar os parâmetros subjacentes aos cálculos atuariais, bem como o resultado atuarial dos planos de benefícios mantidos pela fundação de previdência social da Petrobras, ou Fundação Petrobras de Seguridade Social; e
- realizar a avaliação formal de nosso gerente executivo de auditoria interna anualmente.

Para mais informações relacionadas a possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, vide “Administração e Empregados – Administração – Conselho de Administração” neste relatório anual.

Acerca do relacionamento do CAE com nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, o Conselho de Administração é responsável por deliberar, entre outros assuntos, a nomeação e destituição de auditores e proibir nosso auditor independente de prestar serviços de consultoria para a Petrobras durante o período do contrato de auditoria. O CAE tem autoridade para recomendar políticas e procedimentos de aprovação prévia para a contratação dos serviços de nossos auditores independentes. Nossos executivos são obrigados a obter a aprovação prévia do CAE anteriormente à contratação de auditores independentes para o fornecimento de qualquer auditoria ou outros serviços permitidos a nós ou a qualquer uma de nossas subsidiárias controladas. O CAE aprovou previamente uma lista detalhada de serviços de auditoria, até certos limites monetários especificados. A lista de serviços pré-aprovada é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estão incluídos na lista, ou que excedem os limites nela especificados, devem ser aprovados diretamente pelo CAE. O CAE monitora o desempenho dos serviços prestados por nossos auditores independentes e a independência e objetividade de nossos auditores independentes.

Honorários e Serviços do Contador Principal

A tabela seguinte apresenta os encargos que recebemos, em milhões de dólares americanos, do nosso auditor independente KPMG Auditores Independentes Ltda. durante os anos fiscais findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020:

	2021	2020
Honorários de auditoria ⁽¹⁾	6,2	6,7
Honorários de auditoria ⁽²⁾	0,1	1,2
Honorários fiscais ⁽³⁾	0,4	0,3
TAXAS TOTAIS	6.7	8.2

- (1) Os honorários de auditoria incluem os honorários cobrados em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras 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 à garantia e aos serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou revisões de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e não são relatados em "honorários de auditoria".
- (3) Os honorários fiscais são taxas cobradas por serviços relacionados a análises de conformidade fiscal conduzidas em conexão com os procedimentos de auditoria em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Informações Adicionais sobre Membros de nosso Comitê de Auditoria

Baseando-se na isenção prevista no artigo 10A-3(b)(1)(iv)(E), dois membros do CAE, o Sr. Márcio Andrade Weber e o Sr. Murilo Marroquim de Souza, foram nomeados pelo Governo Federal Brasileiro, que é o nosso acionista controlador. Em nossa avaliação, o Sr. Weber e o Sr. Marroquim agem de forma independente no desempenho das responsabilidades de comitê de auditoria, conforme definido na Regra 10A-3 da Exchange Act e de acordo com as Regras da CVM.

O Sr. Rodrigo de Mesquita Pereira também é membro de nosso comitê de auditoria, indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. O Sr. Rodrigo de Mesquita Pereira é independente, conforme definido na Lei nº 13.303/2016 e na Instrução CVM nº 509/2011.

Para mais informações relacionadas a possíveis mudanças na composição de nosso Conselho de Administração, vide "Administração e Empregados – Administração – Conselho de Administração" neste relatório anual.

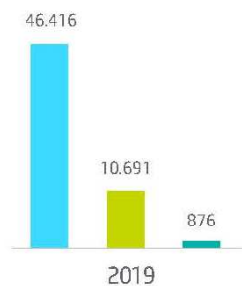
Empregados

Nosso quadro de empregados é nosso ativo mais importante. Nossa gestão de pessoas é baseada na meritocracia, inclusão, diversidade, diálogo e respeito aos nossos colaboradores.

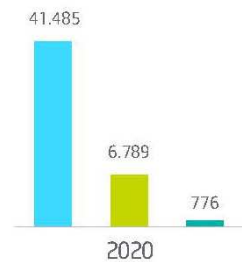
Perfil dos nossos empregados

Total de Empregados na Petrobras

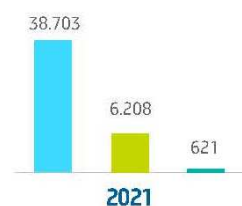
57.983



49.050



45.532



- Petrobras (não inclui nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)
- Subsidiárias no Brasil
- Subsidiárias no exterior



Total de Empregados na Petrobras

(não inclui nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)

38.703

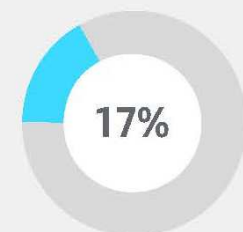
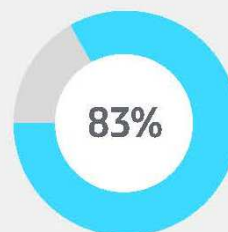
Área de Negócios	2021	2020	2019
Exploração e Produção	13.418	14.637	17.971
Refino, Transporte e Comercialização	8.796	9.385	9.404
Gás e Energia	1.607	1.665	1.783
Outros	14.882	15.798	17.258
Total	38.703	41.485	46.416



32.167
HOMENS



6.536
MULHERES



FUNÇÃO CORPORATIVA

Gerente	11%	Gerente	13%
Supervisor	6%	Supervisor	3%
Especialista	2%	Especialista	3%
Outra	81%	Outra	81%

	Em 31 de dezembro,		
	2021	2020	2019
Nossos empregados por região (não incluindo subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas)			
Sudeste do Brasil	32.572	34.047	36.077
Nordeste do Brasil	3.840	4.910	7.400
Outros locais	2.291	2.528	2.939
Total	38.703	41,485	46.416
Empregados de nossas subsidiárias por região			
Sudeste do Brasil	4.901	5.216	5.697
Nordeste do Brasil	744	856	2.328
Outros locais no Brasil	563	717	2.666
No exterior	621	776	876
Total	6.829	7.565	11.567
TOTAL	45.532	49.050	57.983

Atraímos e retemos empregados talentosos, oferecendo benefícios competitivos e participação em um programa de remuneração variável, bem como a possibilidade de crescimento e desenvolvimento profissional com base no desempenho e meritocracia além da remuneração mensal.

A tabela a seguir apresenta as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	US\$ milhões		
	2021	2020	2019
Salários, férias acumuladas e encargos relacionados	2.665	3.064	4.313
Treinamento de empregados	8	6	49
Distribuições de participação nos lucros	125	7	43
Programa de remuneração variável	469	439	643

Para mais informações sobre distribuição 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 atual e futuro para a nossa gestão de pessoas é o de assegurar a adequação contínua dos nossos empregados ao portfólio de negócios.

No final de 2020, implementamos uma nova metodologia de planejamento de *headcount*, denominada de *headcount* ótimo, que visa determinar as nossas necessidades de mão-de-obra, considerando a segurança operacional e os requisitos dos projetos. O principal objetivo da nova metodologia é focar na otimização das despesas gerais e atender às demandas das empresas.

Além disso, buscamos implementar as seguintes iniciativas para adaptar o nosso quadro atual de empregados às nossas estratégias: melhoria das práticas de mobilidade interna; flexibilidade para a nossa estratégia de gestão de carteiras; programas de formação e educação contínua relacionados com programas de mobilidade; análise de impactos e custos; pensamento crítico; gerenciamento do conhecimento e melhoria do perfil do nosso quadro de empregados. Estes programas, que permitem o aumento da produtividade e a otimização dos processos, também nos possibilitarão ajustar melhor a nosso quadro de empregados às nossas necessidades empresariais.

Os empregados são um dos ativos intangíveis mais importantes para nós e a capacidade de atrair empregados qualificados e talentosos, bem como de reter e cultivar o talento interno, é fundamental para o nosso sucesso e sustentabilidade. Procuramos atrair os melhores talentos sem ignorar os nossos talentos internos que cresceram com a empresa, compreendem a organização, a sua missão e cultura.

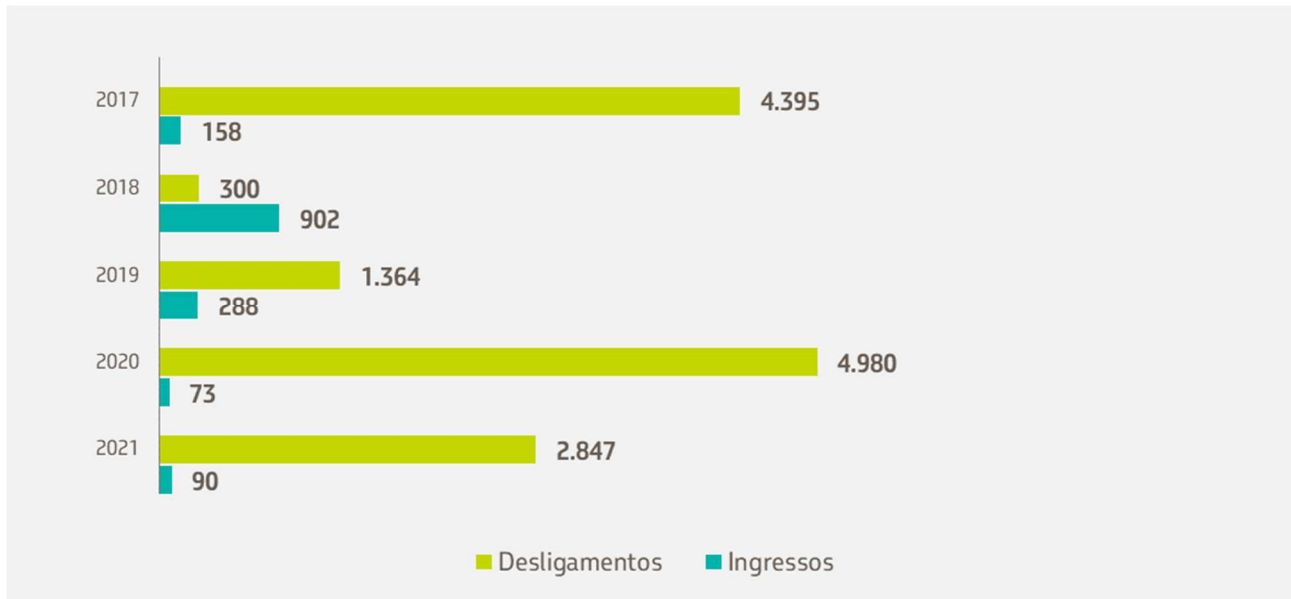
Para corresponder às necessidades de adequação de efetivo, priorizamos o preenchimento das vagas abertas internamente, através de processos internos de mobilidade organizados para reter talentos e reduzir custos de contratação externa.

Temos também contratado empregados para posições de executivos, em que utilizamos outros instrumentos de recrutamento. Para determinar o número de novos empregados, consideramos tanto nossa demanda de negócios quanto nossas vagas atuais. Em 2021, foram preenchidas internamente 7.326 vagas em aberto, representando 98,8% do total de vagas.

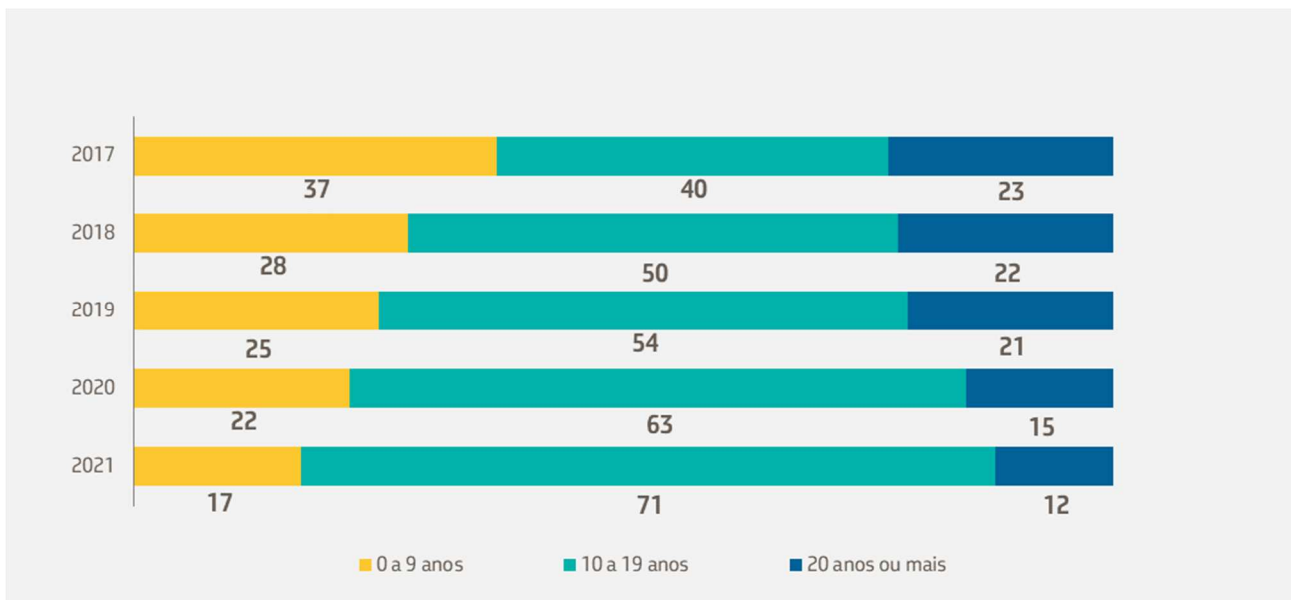
Como uma das medidas adotadas para atender à nossa adequação de efetivo, após três anos sem realizar um processo de seleção pública (PSP), em 2021 foi aberto um PSP para preencher 757 vagas, com 8% das vagas reservadas a pessoas com deficiência. Tivemos aproximadamente 212.000 inscritos e espera-se que o PSP esteja concluído na primeira metade de 2022. Em 2021, foram admitidos um total de 90 empregados, dos quais 90% foram contratados através de processos de seleção pública de anos anteriores.

Outro importante instrumento adotado para adequar nosso efetivo é o Programa de Desligamento Voluntário ("PDV"). Em 2021, 2.579 empregados deixaram a empresa através do Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PAI") e dos três Programas de Desligamento Voluntário ("PDV"), diferenciados por público-alvo: (i) PDV 2019, focado em empregados aposentados, (ii) um programa para empregados de certas áreas em processo de desinvestimento e (iii) um programa focado em empregados administrativos.

No total, 2.847 empregados deixaram a empresa em 2021, sendo 2.702 por desligamento voluntário (inclui PDVs e outras modalidades de desligamento).

NOSSA ROTATIVIDADE (excluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas e entidades de estrutura)


Como o número de desligamentos superou o número de nossos novos empregados nos últimos anos, a faixa de distribuição dos nossos empregados por tempo de permanência em nossa empresa, bem como a pirâmide etária, sofreu alterações significativas. Essas alterações promoveram uma distribuição mais equilibrada do perfil profissional por antiguidade. Nosso perfil atual do quadro de empregados é adequado ao nosso crescimento em termos de gestão do conhecimento e do talento, o que acreditamos que garante vantagem competitiva e valor ao nosso negócio.

TEMPO NA PETROBRAS (excluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas e entidades de estrutura) (%)


Relações Trabalhistas

Nós respeitamos a liberdade de associação e o reconhecemos o direito à negociação coletiva, conforme a recomendação do Pacto Global das Nações Unidas. Este compromisso é reforçado pela nossa Política de Recursos Humanos, que determina a implementação de acordos sustentáveis construídos através do diálogo, ética e transparência com representantes dos trabalhadores, e pelo nosso Código de Conduta Ética, que garante a liberdade de associação sindical. Também seguimos as convenções da Organização Internacional Trabalhista (“OIT”) ratificadas pelo Brasil.

Mantemos relações com 17 sindicatos e duas federações (ou seja, entidade sindical de nível superior) representantes dos petroleiros, bem como com oito sindicatos e uma federação representantes dos empregados marítimos. Valorizamos o relacionamento com todas as nossas partes interessadas, incluindo os sindicatos. Por este motivo, investimos no diálogo aberto e mantemos um processo de negociação permanente. Em 31 de dezembro de 2021, 41% dos nossos empregados eram sindicalizados.

Temos Acordos Coletivos de Trabalho (“ACT 2020-2022”) com todos os sindicatos petrolíferos e marítimos, válido por dois anos, até agosto de 2022. Estes acordos incluem cláusulas econômicas e sociais relativas ao trabalho, condições de segurança, benefícios, e outros assuntos. Em 2020, ficou previamente acordado ajuste automático dos salários e benefícios pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) de 2021.

Oferecemos também Acordos Individuais de Trabalho (AIT) para empregados que desejam este formato de acordo e cumprem os requisitos mínimos determinados por lei. Nos últimos anos temos utilizado um AIT de dois anos que abrange as mesmas condições asseguradas na nosso ACT.

Atualmente, 92% dos nossos empregados estão abrangidos por Acordos Coletivos de Trabalho e 8% dos nossos empregados estão abrangidos por Acordo Individual de Trabalho.

Em 2021, aumentamos os salários e benefícios dos empregados petrolíferos e marítimos em 10,42% e 11,08%, respectivamente, de acordo com as condições estabelecidas em seus ACTs 2020-2022.

Temos também um Acordo para Regramento de Participação nos Lucros e Resultados (“PLR”) válido para 2021 e 2022, que estabelece as regras relativas ao pagamento da PLR.

Outro direito estabelecido na legislação brasileira é a possibilidade de os empregados defenderem seus interesses e promoverem greves de acordo com os limites estabelecidos pela lei. Respeitamos o direito à greve, mas mantemos as nossas atividades em pleno funcionamento, mediante a utilização de planos de contingência. Os planos de contingência representam a forma como podemos lidar com vários tipos de situações, sendo planos alternativos de continuidade operacional e planos de apoio que podemos utilizar em caso de situações inesperadas.

Benefícios

Remuneração Variável de Empregados

Adotamos uma política de remuneração em conformidade com as práticas de mercado em que operamos.

Programa de Prêmios por Performance

Desde 2019 que utilizamos o Programa de Prêmio por Performance (“PPP”), um modelo de remuneração variável para todos os empregados. De acordo com o nosso Plano Estratégico, a PPP destina-se a alinhar os interesses entre acionistas, executivos, empregados com e sem função gratificada, encorajar o comportamento orientado para resultados, remuneração variável baseada nos resultados alcançados, remuneração variável pela entrega de tarefas (meritocracia) e contribuir para atrair e reter talentos.

No ano fiscal de 2020, o PPP foi acionado após o cumprimento dos pré-requisitos mínimos estabelecidos:

- Para os empregados, o PPP foi acionado pela obtenção de lucro líquido positivo no exercício, excluindo os impactos do *impairment* e da variação cambial contidos no nosso resultado financeiro líquido.
- Para os membros da Diretoria Executiva, foi acionado pela obtenção de lucro líquido positivo no exercício de 2020.

Como resultado, foram disponibilizados US\$ 461 milhões a partir de 31 de dezembro de 2021, a serem pagos após aprovação durante a próxima Assembleia Geral de Acionistas.

Durante 2021, os *scorecards* das unidades organizacionais continuaram a ser considerados como um elemento para a avaliação dos membros da Diretoria Executiva, gerentes executivos e outros membros da nossa estrutura geral, que são refletidos no cálculo da remuneração variável. Assim como em 2020, estes indicadores incluem os seguintes itens: (i) os resultados das nossas principais métricas, tais como: Dívida Bruta (corresponde ao saldo total das dívidas contratadas), Delta EVA® (Valor Econômico Adicionado - calcula o resultado econômico num determinado período menos o custo do capital investido do seu lucro operacional), IGEE (monitora o nosso desempenho em relação à emissão direta de gases de efeito estufa para a atmosfera) e VAZO (calcula o volume total de óleo derramado em ocorrências com volume acima de um barril e que atingiu corpos d'água ou solo não permeável); (ii) os resultados de métricas específicas de *scorecard* de executivo (representadas por indicadores específicos e iniciativas estratégicas que abordam fatores econômicos, ambientais e sociais); e (iii) avaliação discricionária feita pelo superior imediato de acordo com o perfil e desempenho do empregado.

Quanto mais elevado for o nível hierárquico, maior será o peso das métricas de topo e, portanto, os múltiplos de remunerações associados ao prêmio refletindo o maior grau de responsabilidade do gestor em relação às métricas da sua área e às nossas métricas de performance.

Conforme aprovação do nosso Conselho de Administração e da SEST, os pagamentos do Programa serão diferidos durante cinco anos como incentivo a longo prazo ("LTI") para os membros da Diretoria Executiva (presidente e diretores) e, desde o ano fiscal de 2020, para os nossos gerentes executivos e gerentes gerais. O valor desses pagamentos será baseado no valor de mercado das nossas ações, excluindo qualquer opção de compra das nossas ações. Conseqüentemente, os pagamentos da Diretoria Executiva e dos gerentes executivos e gerais serão efetuados da seguinte forma: 60% do valor do Programa será pago em parcela à vista, enquanto 40% do saldo será liquidado em quatro prestações anuais diferidas, cujo valor será simbolicamente transformado no número correspondente das nossas ações ordinárias (PETR3), utilizando como valor base a sua média ponderada dos últimos 60 pregões do ano fiscal aplicável. O presidente, os diretores, os gerentes executivos ou os gerentes gerais podem exercer o direito de receber parcelas diferidas após os períodos de carência estabelecidos terem sido cumpridos. O valor de cada parcela será equivalente à conversão de ações simbólicas em valor monetário baseado na média ponderada das nossas ações ordinárias durante os últimos 20 pregões anteriores à data da solicitação.

Programa de Participação nos Lucros ("PLR")

Contamos também com um acordo de Programa de Participação nos Lucros ("PLR") para o período 2021-2022 para todos os empregados que não ocupam funções de liderança e de especialistas (ou seja, não inclui indivíduos que ocupam cargos como gerentes, especialistas e supervisores). O montante disponibilizado para o ano fiscal de 2021 é equivalente a US\$ 106,8 milhões (R\$596,2 milhões) e será pago em 2022.

Para que ocorra o pagamento do PLR, devem ser atendidas as seguintes condições:

- Aprovação da distribuição de dividendos pela Assembleia Anual do Acionistas;
- Apuração do Lucro Líquido para o ano de referência; e
- Cumprimento de percentual médio (ponderado) de no mínimo 80% para indicadores de metas estabelecidas pelo Conselho de Administração no acordo de PLR.

Para os exercícios fiscais de 2020, a PLR se aplicava somente aos empregados marítimos, visto que apenas seus sindicatos aceitaram a proposta, embora tenha sido oferecido a todos os sindicatos que representam

nossos empregados. Em junho de 2021, o valor da participação nos lucros pago aos empregados marítimos foi de aproximadamente US\$ 169.447,00 (R\$ 896.500,00), correspondendo aos resultados obtidos no ano fiscal de 2020.

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 existem diferenças entre os planos de benefícios e as taxas de contribuição do mais alto órgão de governança, dos altos executivos e de todos os outros empregados. Nós oferecemos planos de previdência complementar, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas subsidiárias consolidadas têm seus próprios planos de benefícios.

Planos de Pensão

Até março de 2018, patrocinamos dois planos de pensão: (i) o Plano Petros do Sistema Petrobras ("PPSP"), um plano de benefício definido fechado para novos membros, e (ii) o Plano Petros-2 ("Petros 2"), plano de benefício variável (plano híbrido que combina características de benefício e contribuição definida), aberto e em vigor desde 2007, e administrado pela Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros.

Em abril de 2018, o PPSP foi dividido em dois planos: (i) um formado por empregados e pensionistas, que aderiram às novas regras do plano em 2006, 2007 e 2012 ("PPSP-Renegociado") e (ii) um para os empregados e pensionistas que não aderiram ("PPSP-Não Renegociado"). Em dezembro de 2019, mais uma vez, os planos PPSP-Renegociado e PPSP-Não Renegociado foram desdobrados em dois novos planos cada: (i) um para empregados e pensionistas que ingressaram no plano antes de 1970 e (ii) um para empregados e pensionistas que ingressaram no plano após 1970.

Em agosto de 2021, Petros, após comprovar a sua viabilidade econômica, iniciou o funcionamento do novo Plano Petros-3 ("Petros 3"). Este é um plano de contribuição definida, proveniente da opção voluntária dos planos PPSP-Renegociados e PPSP-Não Renegociados, tanto para empregados como para empregados aposentados que aderiram ao plano PPSP depois de 1970. No final do processo opcional, o plano Petros 3 possuía um total de 2.174 participantes.

Assim, dispomos atualmente de seis planos de aposentadoria: quatro planos de benefícios definidos, um plano de contribuição variável e um plano de contribuição definida que, em conjunto, abrangem 96% dos nossos empregados.

Equalização dos Planos Petros

O principal objetivo de nossos planos de pensão é complementar os benefícios da previdência social de nossos empregados aposentados. Dessa forma, nossos empregados fazem 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 o novo plano de equalização do déficit ("Novo PED") do PPSP-Renegociado e PPSP-Não Renegociado, administrado pela Petros e em conformidade com a legislação previdenciária brasileira.

O Novo PED, aprovado em maio de 2020 pela PREVIC e SEST, entrou em vigor em junho de 2020. Substituiu o PED 2015, mitigou o déficit registrado em 2018, considerou a utilização dos resultados

atuariais dos planos alcançados em 2019, e os impactos atuariais relacionados às alterações nos regulamentos dos planos PPSP-Renegociado e PPSP-Não-Renegociado, que foi aprovado pelo Conselho de Administração, em atendimento à nova legislação previdenciária brasileira, que permitiu o refinanciamento do déficit por um novo prazo, ao longo da vida dos planos.

O saldo remanescente a ser liquidado pelas contribuições extraordinárias contratadas por meio do Novo PED nos planos PPSP-Renegociado e PPSP-Não Renegociado era de US\$ 2,9 bilhões em 31 de dezembro de 2021, conforme registrado nos balanços dos planos Petros a valor presente.

Os efeitos do Novo PED em nossas demonstrações financeiras são contabilizados desde o segundo trimestre de 2020, quando foi aprovado o Novo PED.

Em 2021, devido ao cenário econômico adverso, a projeção final é de rentabilidade negativa para todos os PPSPs. O plano PP2, por outro lado, tem demonstrado uma rentabilidade positiva, mas abaixo dos objetivos atuariais devido também, especialmente, ao ambiente desafiador do mercado.

A Petros realizará avaliações de solvência dos planos em conformidade com os procedimentos conduzidos pela regra aplicável e, em cada caso específico, indicará as medidas mais adequadas para a gestão dos resultados, a fim de contribuir para a estabilidade econômica e atuarial dos planos geridos pela Petros.

De qualquer forma, em nosso processo de gestão de passivos, monitoramos continuamente as oportunidades relacionadas à gestão de passivos previdenciários.

Para mais informações sobre o Novo DEP, consulte a Nota 17.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, contribuições feitas e obrigações de pensão em aberto para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

	US\$ milhões		
	2021	2020	2019
Total de benefícios pagos - planos de pensão	1.336	1.185	1.552
Contribuições totais - planos de pensão ⁽¹⁾	2.100	917	1.682
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	5.395	10.286	14.508

(1) Contribuições de patrocinadores, incluindo contribuições determinadas são reconhecidas na demonstração de resultado (PP-2 e PP-3).

(2) Obrigações de planos de pensão não financiados.

Para mais informações sobre o plano Petros, consulte “Riscos – Fatores de Risco” neste relatório anual e as Notas 4.4 e 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Plano de Benefícios de Saúde e Farmácia

Oferecemos um plano de saúde complementar, o Saúde Petrobras, que oferece atendimento médico, hospitalar e odontológico a todos os empregados ativos, aposentados e seus dependentes, mediante a coparticipação de todos os participantes do plano de saúde.

Desde abril de 2021, o plano Saúde Petrobras tem sido gerido através de uma associação sem fins lucrativos denominada Associação Petrobras de Saúde (“APS”). Esse novo modelo foi desenvolvido para oferecer maior segurança corporativa com tecnologia, governança e *compliance*, por meio de uma gestão

profissional e com expertise em saúde suplementar. O objetivo é melhorar a qualidade dos serviços e atendimento aos beneficiários, assim como proporcionar maior transparência na sua administração, eficiência de custos e segregação de riscos, sem quaisquer alterações aos benefícios e abrangência do plano.

Durante 2021, tivemos que absorver 60% desses custos e 40% devem ser pagos pelos associados do seguro saúde. O acordo estabelecido com os nossos sindicatos de trabalhadores prevê que esta relação de custos será mantida até que um novo acordo seja estabelecido.

Um consultor atuário independente calcula nosso compromisso com relação aos benefícios futuros para os participantes do plano anualmente, com base no método de crédito da unidade projetada. O plano de saúde não é financiado ou de outra forma garantido por ativos. Em vez disso, fazemos 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 de uma lista pré-definida de doenças crônicas ou psiquiátricas. Ao optar pela utilização do *Benefício Farmácia*, o beneficiário deverá incorrer nos custos definidos no sistema de coparticipação.

A tabela abaixo mostra os benefícios pós-emprego pagos e as dívidas médicas pendentes para os anos findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

	US\$ milhões		
	2021	2020	2019
Benefícios totais pagos - plano de saúde ⁽¹⁾	309	310	442
Passivo atuarial líquido ⁽²⁾	4.485	5.356	11.986

(1) Compreende a Saúde Petrobras e o Benefício Farmácia.

(2) Obrigações de planos de saúde não financiados.

Para mais informações sobre os benefícios de nossos empregados, consulte as Notas 4.4 e 17 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, padrões e procedimentos claramente articulados que foram oficialmente constituídos por nós. Estas políticas e procedimentos são comunicados a todos os funcionários e são disponibilizados em qualquer dispositivo da companhia, ficando também disponíveis no nosso website as nossas principais políticas empresariais. As informações em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas a este relatório anual.

Temos trabalhado continuamente para consolidar o nosso Sistema de Integridade. Possuímos um Código de Conduta Ética que fornece orientações sobre os compromissos e conduta que exigimos dos nossos empregados. O Código de Conduta Ética aumenta o foco em nossos valores e compromissos, fornecendo ferramentas de autorreflexão para ajudar os funcionários a cumprir com nossos princípios éticos no desempenho de suas funções.

A fim de integrar e fortalecer nosso Sistema de Integridade, além de nosso Código de Conduta Ética, destacamos nossa Política Corporativa de *Compliance*, nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores e nosso Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (“PPPC”).

Para assegurar um ambiente ético ao nosso negócio, trabalhamos para promover uma cultura de integridade, a prevenção, detecção e correção de incidentes, incluindo fraude, corrupção, conflito de interesse e lavagem de dinheiro, a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de gestores e contrapartes.

Oferecemos treinamento para todos os nossos empregados, principalmente os que trabalham em atividades com maior exposição a riscos de *compliance*, bem como para os membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração.

Em 2021, lançamos o Curso de Prevenção de Conflitos de Interesses com o objetivo de disseminar a cultura de integridade. Em 30 de dezembro de 2021, este treinamento *e-learning* foi concluído por 37.985 empregados ou 99,6% de todo o nosso pessoal. O treinamento ajuda, através de exemplos práticos e casos reais, a identificar e prevenir situações de conflitos de interesse de uma forma clara e didática. Ele também ensina como devemos agir diariamente e como utilizar as ferramentas de consulta disponíveis. O treinamento foi disponibilizado e é obrigatório para todos os nossos funcionários, incluindo gerentes e alta administração.

Em 2021, também oferecemos treinamentos para conselheiros e diretores executivos, cobrindo principalmente os seguintes tópicos:

- Código de Conduta Ética;
- Modelo de governança corporativa e processo decisório;
- *Compliance*, controles internos e transações com partes relacionadas;
- Gestão de riscos;
- Desempenho de negócios;
- Lei anticorrupção brasileira;
- *Compliance* concorrencial;
- Ambiental, Social e Governança; e
- Segurança da Informação.

Código de Conduta Ética

Criado em 2020, nosso Código de Conduta Ética é um aprimoramento do “Código de Ética” e do “Guia de Conduta”, que foram fundidos. A unificação dos documentos anteriores é uma abordagem simples, melhorando os valores da organização, os princípios e condutas que espera, promovendo elementos como confiança, transparência, responsabilidade, inovação, meritocracia e boas práticas de mercado.

Nosso Código de Conduta Ética define os princípios éticos que orientam as ações do nosso sistema e nossos compromissos de conduta, tanto corporativos quanto de nossos empregados, explicando o sentido ético da nossa missão, da nossa visão e de nosso Plano Estratégico.

O Código de Conduta Ética também se aplica aos membros do Conselho de Administração e 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, incluindo nossas subsidiárias no Brasil e no estrangeiro.

O Código de Conduta Ética está alinhado às melhores práticas de integridade corporativa e representa mais um passo no sentido de fortalecer nossa cultura de integridade. É baseado nos 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 básicos que embasam 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 Ética está disponível no nosso site. As informações em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas a este relatório anual.

Política de *Compliance*

O objetivo da Política de *Compliance* é assegurar o cumprimento das leis e regras dos órgãos regulamentares, atuando para corrigir e prevenir desvios de condutas.

Elaborada em 2014, a Política de *Compliance* foi atualizada em 2020 com princípios e diretrizes aprovadas pelo nosso Conselho de Administração. Os cinco princípios que norteiam as nossas ações de *compliance* são:

- Todos os nossos negócios e relações devem ser guiados pelos mais elevados valores de ética, integridade e transparência, em estrita observância a todas as normas e leis nacionais e internacionais, e com tolerância zero para qualquer tipo de desvios de conduta.
- A nossa visão, missão, estratégias, objetivos, operações, processos e atividades devem refletir o nosso compromisso com as ações de conformidade, proporcionando um ambiente seguro para a tomada de decisão. O nosso objetivo é ser uma referência em ética, integridade e transparência no Brasil e no mundo.
- As nossas ações devem ser prioritariamente preventivas, para inibir as violações das regras e reduzir o risco de desvio de conduta, tais como fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e financiamento do terrorismo.

- Todos os indícios de desvio de conduta devem ser investigados com adoção de medidas para imediata interrupção e reparação de qualquer dano à companhia, gerando consequências proporcionais para os responsáveis.
- As nossas ações devem transmitir credibilidade e servir de exemplo positivo para as empresas e a sociedade, exercendo a liderança na promoção de um ambiente empresarial cada vez mais ético, honesto e transparente, alinhado ao alto desempenho e aos valores da companhia.

Guia de Conduta Ética para os Fornecedores

Criado em 2020, o nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores foi o primeiro documento produzido pensando exclusivamente em nossos fornecedores, com orientações sobre valores e comportamentos éticos. Se aplica a todos os fornecedores, no Brasil ou no exterior, que estejam envolvidos em processos de negócios e tenham firmado contratos, convênios e termos de cooperação conosco. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça a nossa tolerância zero a toda e qualquer forma de fraude e corrupção, exigindo a mesma postura da nossa cadeia de fornecedores. Ele foi elaborado conforme as melhores práticas internacionais e está alinhado às diretrizes do Índice Dow Jones de Sustentabilidade, ao Índice de Sustentabilidade Empresarial B3 e ao *Corporate Human Rights Benchmark*. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça que os fornecedores devem prover condições de trabalho dignas e seguras para seus colaboradores, combater o trabalho infantil e escravo e respeitar o meio ambiente. Também determina que os fornecedores devem promover a diversidade, a igualdade de gênero e raça e a inclusão de pessoas com deficiência. O Guia de Conduta Ética para Fornecedores traz uma evolução ao consolidar, em um único documento, os princípios e diretrizes éticas aplicáveis aos fornecedores. A observância deste Guia de Conduta Ética por todos os fornecedores é fundamental para atingirmos nossos objetivos de forma ética e transparente, e está alinhada aos nossos padrões de ASG. Portanto, monitoramos a conformidade dos fornecedores por meio do sistema de gestão de desempenho, conforme reforçado no recém-lançado Guia da Qualidade para Fornecedores, que pode ser encontrado em <https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt>. As informações neste site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção

O Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção ("PPPC") é outro documento que faz parte do nosso Sistema de Integridade. O PPPC baseia-se em ações contínuas de prevenção, detecção e correção de condutas indevidas, incluindo fraude, corrupção e lavagem de dinheiro.

O programa destina-se aos nossos diversos públicos de interesse, incluindo alta administração, força de trabalho, clientes, fornecedores, investidores, parceiros, entidades patrocinadas, poder público e todos aqueles que se relacionam e/ou representam os nossos interesses em suas relações de negócios.

Sua leitura, em conjunto com o Código de Conduta Ética e a Política de *Compliance* da Petrobras, contribui para o compromisso de todos na prevenção e no combate à fraude, à corrupção e a lavagem de dinheiro.

Comissão de Ética

A nossa comissão de ética atua como um fórum de discussão de assuntos relacionados à ética. Atua também como consultoria para nossa administração e quadro de empregados, fornecendo recomendações a respeito de temas associados aos assuntos de ética administrativa, propondo regras para incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguindo as melhores práticas que reforçam a nossa abordagem de zero tolerância a atos de má conduta.



Nossa comissão de ética é composta por empregados designados após um processo de seleção interno que consiste em verificação de currículo e entrevistas. Nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria Executiva aprovam cada nova nomeação.

Transações com Partes Relacionadas

Em outubro de 2021, para cumprir a legislação brasileira, como a Lei nº 13.303/16, o Decreto nº 8.945/16 e o regulamento da CVM, o nosso Conselho de Administração aprovou a revisão anual da nossa política de transações com partes relacionadas, visando promover a transparência nos nossos procedimentos, desenvolvendo melhores práticas de governança empresarial. Essa política visa também garantir o adequado e diligente processo de tomada de decisão por parte da nossa administração, observando as condições de mercado ou as adequadas medidas mitigatórias, em caso de potenciais conflitos de interesse.

Qualquer transação com partes relacionadas, na qual estejamos envolvidos e que atenda aos critérios estabelecidos em nossa política, deve ser previamente analisada por nosso Comitê de Auditoria, que deve reportar suas conclusões ao nosso Conselho de Administração mensalmente.

Nossa política prevê um rígido procedimento de governança para transações propostas envolvendo, direta ou indiretamente, nosso acionista controlador. No caso específico de transações com partes relacionadas envolvendo o Governo federal, as suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da companhia pelo nosso comitê de auditoria, que estão no âmbito da aprovação do nosso Conselho de Administração, devem cumprir o seguinte procedimento especial: (i) ser analisado pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê minoritário antes de ser submetido ao nosso Conselho de Administração, (ii) ser submetido à deliberação do nosso Conselho de Administração para aprovação. Qualquer transação deve ser aprovada por dois terços dos membros presentes na reunião do Conselho de Administração.

Para obter informações adicionais sobre nossas transações com partes relacionadas em aberto em 31 de dezembro de 2021, consulte a Nota 37 das 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 de 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 efetuamos, que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou relevante para os nossos negócios durante o ano, e que permanece, de alguma forma, pendente ou não realizada. Desde o exercício financeiro anterior até 28 de fevereiro de 2022, não realizamos qualquer transação com partes relacionadas, cuja natureza ou condições seja ou tenha sido incomum. Não temos empréstimos ou garantias em aberto para os membros de nosso Conselho de Administração, diretores executivos, pessoal-chave da administração ou qualquer membro próximo de suas famílias.

Para obter uma descrição das ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração e membros próximos de suas famílias, consulte "Administração e Empregados - Administração - Informações Adicionais sobre o Nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva - Propriedade de Ações" neste relatório anual relatório.

Transações com o Governo Federal Brasileiro

Participamos, e esperamos continuar a nos envolver, no curso normal dos negócios, em várias transações com nosso acionista controlador, o Governo Federal Brasileiro, e com bancos e outras entidades sob seu controle, incluindo financiamento e atividades bancárias, gestão de ativos e outras transações. Essas transações resultaram em um ativo líquido de US\$ 9.076 milhões, devido ao Governo Federal Brasileiro e outras entidades sob seu controle em 31 de dezembro de 2021.

Em 30 de novembro de 2020, houve uma decisão final relacionada com a ação judicial da Conta de Petróleo e Álcool apresentada em 2011. Em 31 de Dezembro de 2021, este crédito totalizava US\$ 506 milhões.

Em 2021, alterações constitucionais modificaram a forma de pagamento das dívidas judiciais do Governo federal (precatórios), estabelecendo que haverá um limite para os pagamentos anuais até ao final de 2026, incluindo limitações orçamentais. Consequentemente, esperamos receber os montantes das Contas de Petróleo e Álcool entre 2022 e 2027, conforme as limitações orçamentárias anuais do Governo Federal Brasileiro.

Além disso, podemos investir em títulos de emissão do Governo Federal Brasileiro, desde que atendidas as exigências legais e regulatórias e considerando as melhores práticas de mercado e o conservadorismo que deve nortear nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2021, o balanço dos títulos emitidos pelo Governo Federal Brasileiro, que foram diretamente adquiridos e detidos por nós, totalizava US\$ 1.446 milhões.

Para obter mais informações sobre transações com partes relacionadas, consulte a Nota 37 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Operações com partes relacionadas

Em 29 de dezembro de 2021, celebramos cinco contratos com a nossa associada Braskem para a venda e compra de propeno grau polímero e corrente de retorno. Estes contratos totalizam US\$ 7,5 bilhões, equivalentes aos valores restantes dos contratos anteriores que foram cancelados. Os novos contratos entram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2022, com vencimentos entre maio de 2026 e dezembro de 2029.

Controles e Procedimentos

Controles e Procedimentos de Divulgação

Nós, juntamente com nosso CEO e CFO, avaliamos a efetividade dos nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2021. Nossos CEO e CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes para fornecer garantia razoável de que as informações que temos obrigação de divulgar nos relatórios que arquivamos ou enviamos, de acordo com a *Exchange Act*, foram registradas, processadas, sumarizadas e reportadas dentro dos prazos especificados nas normas aplicáveis. Eles também concluíram que tal divulgação foi compilada e comunicada à nossa administração, incluindo CEO e CFO, de forma apropriada e tempestiva.

Embora tenhamos enfrentado a pandemia de Covid-19 e, como consequência, tenhamos adotado medidas preventivas, os efeitos da pandemia de Covid-19 não afetaram materialmente nosso controle interno sobre os relatórios financeiros. Para mais informações, consulte “Ambiental, Social e Governança - Nossas respostas à Pandemia de Covid-19” neste relatório anual.

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 nosso CEO e CFO, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre os relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto 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 condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2021, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros, conforme declarado em seu relatório de 31 de dezembro de 2021, incluído neste documento.

Mudanças no Controle Interno quanto aos Relatórios Financeiros

Desde abril de 2021, nosso plano de saúde suplementar é operado por uma associação sem fins lucrativos (APS) e, como consequência, os controles relacionados às suas atividades passaram a ser executados pela APS, sob nossa supervisão. Não houve outras mudanças significativas durante o exercício de 2021 que tenham afetado materialmente ou tenham probabilidade razoável de afetar nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

Ouvidoria e Investigações Internas

Nossa ouvidoria geral oferece canais para recebimento de comentários do público interno e externo, como reclamações, solicitações de informações, solicitações gerais, sugestões, elogios e denúncias.

Para o recebimento de denúncias, disponibilizamos um canal específico de denúncia, operado por uma empresa externa independente, que permite o anonimato dos informantes.

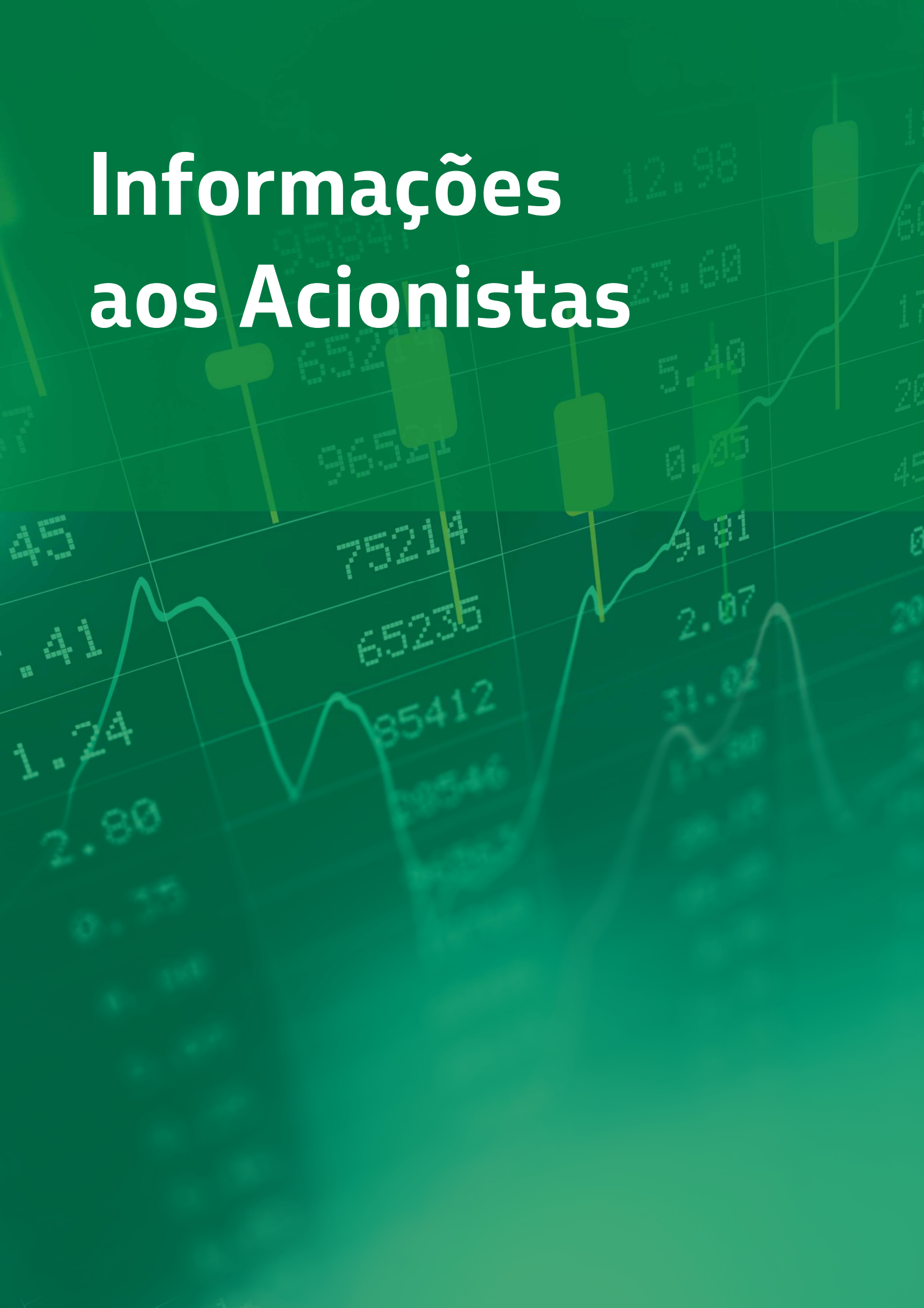
Todas as denúncias recebidas pelo canal de denúncia são encaminhadas para a Ouvidoria, que as analisa, classifica e as direciona para o departamento competente para tratamento. As denúncias relativas a incidentes de conformidade, que incluem fraude, corrupção e outros temas, são encaminhadas para a Diretoria de Governança e Conformidade, que tem pleno acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar exaustivamente denúncias dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos quaisquer descobertas materiais para aperfeiçoar o nosso sistema de integridade. Se, em alguns casos, as conclusões indicarem que algum de nossos atuais ou antigos empregados não cumpriu determinados normativos internos, o assunto é submetido ao Comitê de Integridade, órgão colegiado que atua de forma independente e reporta ao Conselho de Administração, podendo ser aplicadas medidas disciplinares e/ou adotadas ações corretivas, de acordo com as normas internas e legislação trabalhista aplicáveis.

Continuamos a cooperar plenamente com as autoridades brasileiras e americanas, apesar de o Acordo de Não-Acusação com o DoJ ter terminado em setembro de 2021 (Ver “Procedimentos Legais e Fiscais - Processos Judiciais - Investigações Realizadas pelas Autoridades” neste relatório anual), num esforço para descobrir irregularidades e responsabilizar os envolvidos. Continuamos a alocar recursos significativos para investigar denúncias de má conduta e responder adequadamente às conclusões das investigações. Prosseguimos melhorando os nossos procedimentos internos de investigação para assegurar que as investigações sejam conduzidas de forma completa e eficiente e que medidas disciplinares sejam impostas de forma justa, uniforme e tempestivamente.

Independentemente das conclusões das nossas investigações internas, a fim de mitigar riscos potenciais de descumprimento de nossos normativos internos, continuamos a desenvolver e implementar uma série de medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, a nossa gestão de processos e gestão de riscos e controles, incluindo aqueles relacionados à fraude e corrupção.

Informações aos Acionistas

The background of the slide is a dark green color with a semi-transparent overlay of financial data. It features a candlestick chart with several green bars and a line graph with multiple peaks and valleys. Various numerical values are scattered across the chart, including 12.98, 23.60, 5.40, 0.85, 9.81, 2.07, 31.02, 1.24, 2.80, 0.35, 1.14, 45, 41, 75214, 65235, 85412, 9546, and 1000. The overall aesthetic is professional and data-driven.

Listagem

Somos uma empresa de capital aberto e estamos listados no Brasil e no exterior, da seguinte forma:

- AÇÕES ORDINÁRIAS
- AÇÕES PREFERENCIAIS

BOLSA DE VALORES*	BRASIL	REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS CVM	EUA	REGULADOR DO MERCADO DE CAPITAIS SEC
GOVERNANÇA CORPORATIVA	NÍVEL 2		NÍVEL 3	
AÇÕES E CÓDIGOS	PETR3 BRPETRACNOR9		PBR US71654V408	
ISIN	PETR4 BRPETRACNPR6		PBRA US71654V101	
PREÇO DE FECHAMENTO 31 DE DEZEMBRO DE 2021	PETR3 R\$ 30,70 PETR4 R\$ 28,45		PBR U\$ 10,98 PBRA U\$ 10,11	
NÚMERO TOTAL DE AÇÕES**	13.044.201.261			
31 DE DEZEMBRO DE 2021	PETR3: 5.454.997.418 AÇÕES PETR4: 5.011.007.949 AÇÕES		PBR: 1.987.233.964 ADRs PBRA: 590.961.930 ADRs	

*Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, 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 Madri, para permitir a negociação de títulos de ações latino-americanos denominados em euros.

** O número total de ações não inclui 295.669 ações em tesouraria, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais..

*** Em 31 de dezembro de 2021, o grupo de controle era composto pelo Governo federal brasileiro, BNDES e BNDESPar.

CAPITAL TOTAL



Governança Corporativa da B3 - Nível 2

Desde 2018, estamos listados no segmento de listagem Nível 2 de governança corporativa 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 minoritário foram 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 saída conjunta aos titulares das nossas ações preferenciais - nas mesmas condições concedidas aos titulares das nossas ações ordinárias; e
- fornecemos um procedimento de arbitragem para questões decorrentes de, e relacionadas a, regras e regulamentos do Nível 2.

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 Anônimas, o número das nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total de nossas ações.

Nossas ações são negociadas na B3 e registradas em forma escritural. O Banco Bradesco realiza serviços de custodiante e transferência de ações.

Os titulares das nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ação ordinária detida. Os titulares das nossas ações preferenciais não têm direito a voto, exceto: (i) o direito de indicar um membro do nosso Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal; e (ii) determinadas questões relacionadas às ações preferenciais (como criação, aumento, mudanças nas preferências ou criação de uma nova classe de ações), sempre que os direitos dos titulares de ações preferenciais forem adversamente afetados.

Nos Estados Unidos, nossas ações ordinárias ou preferenciais, que são evidenciadas por *American Depositary Receipts* (ADRs), estão listadas na forma de *American Depositary Shares* (ADSs) na NYSE. As ADSs são registradas e entregues por um banco depositário, JPMorgan Chase Bank, N.A (“JPMorgan” ou “Depositário”) que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais. A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para uma ADR.

Os direitos dos titulares de ADSs diferem dos direitos dos acionistas. Quanto aos direitos de voto, os titulares de ADSs só podem votar por meio de cartões de voto através de procuração, enviados ao banco depositário de ADR, enquanto os acionistas possuem o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 31 de dezembro de 2021, havia 1.987.233.964 ações ordinárias em circulação e 590.961.930 ações preferenciais em circulação, representadas por ADSs. Não houve mudança nos últimos cinco anos fiscais no valor do nosso capital social emitido, bem como no número de nossas ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos a voto das nossas ações ordinárias e preferenciais. Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para obter uma cópia do nosso Estatuto Social.

No início de 2022, o valor das nossas ações aumentou e em 29 de março de 2022, o preço das nossas ações era de US\$ 14,49 (PBR) e US\$13,58 (PBR/A). Em 2021, o valor das nossas ações ficou praticamente estável, apesar do aumento dos preços do Brent e das melhorias no nosso desempenho financeiro e operacional. As nossas ações superaram o IBOV na B3 e apresentaram desempenho inferior ao AMEXOIL na NYSE. Em 2020, o valor das nossas ações foi afetado pelo impacto da pandemia de Covid-19 e da redução dos preços de Brent, com um desempenho inferior ao do IBOV na B3. O valor das nossas ações subiu em 2019 e superou nossos pares na NYSE (índice Amex Oil ou AMEXOIL), bem como teve desempenho ligeiramente abaixo do índice Ibovespa (ou IBOV) no B3.

DESEMPENHO DAS AÇÕES DESDE 2019

Nº do Índice = 100 em 01/01/2019

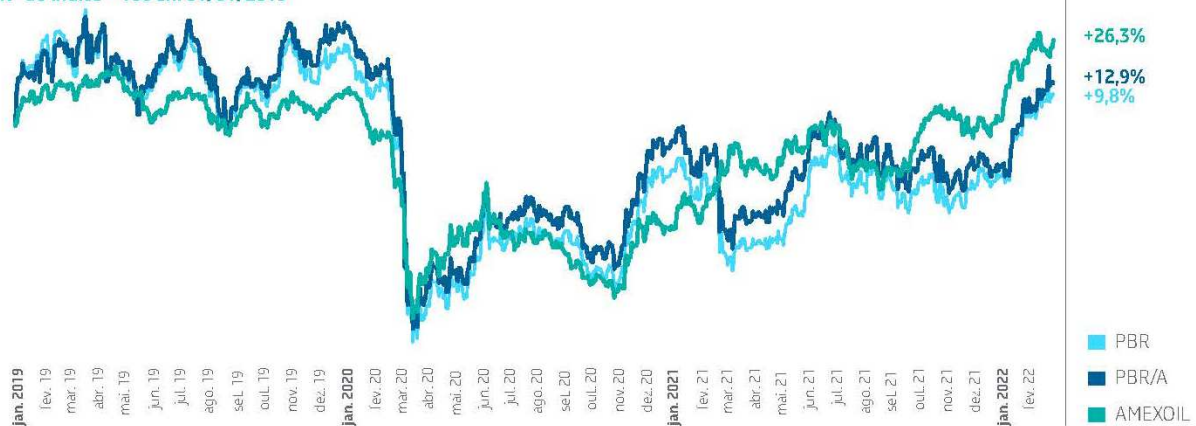


	Ações Ordinárias (PETR3):	Ações Preferenciais (PETR4):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2021:	+6,4%	+0,4%	R\$461,2 bilhões / +59,3%
Valor da ação em 28 de fevereiro de 2022*:	R\$36,37	R\$34,00	Ibovespa* +2,8%
Apreciação LTM de 28 de fevereiro de 2022:	+64,2%	+52,9%	

*Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2022.
Fonte: Bloomberg

DESEMPENHO DAS ADR'S DESDE 2019

Nº do Índice = 100 em 01/01/2019



	ADR's representando Ações Ordinárias (PBR):	ADR's representando Ações Preferenciais (PBR/A):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2021:	-2,2%	-8,6%	US\$89,8 bilhões / +74,0%
Valor em 28 de fevereiro de 2022*:	US\$14,29	US\$13,09	AMEXOIL* +48,8%
Apreciação LTM de 28 de fevereiro de 2022:	+80,2%	+65,7%	ÓLEO BRENT* +52,7%

*Informações sobre LTM de 28 de fevereiro de 2022.
Fonte: Bloomberg

A tabela a seguir apresenta informações sobre a titularidade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 28 de fevereiro de 2022 pelo Governo Federal Brasileiro e determinadas 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, Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal (permanentes e suplentes) (28 pessoas no total)	—	—	67.877	0,00	67.877	0,00
Outros	3.701.983.331	49,74	4.566.516.157	81,52	8.268.499.488	63,39
TOTAL	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Para obter informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, Diretores Executivos e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte “Administração e Empregados” neste relatório anual.

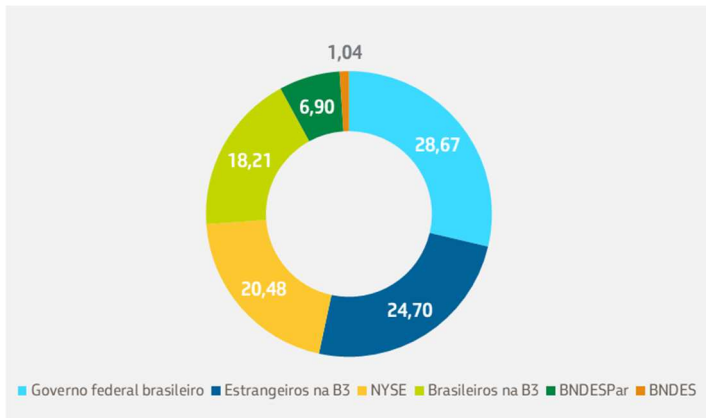
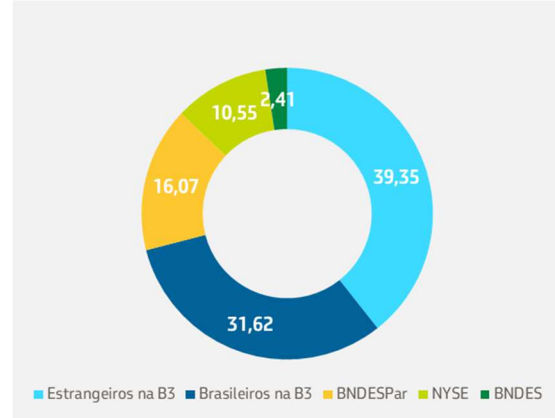
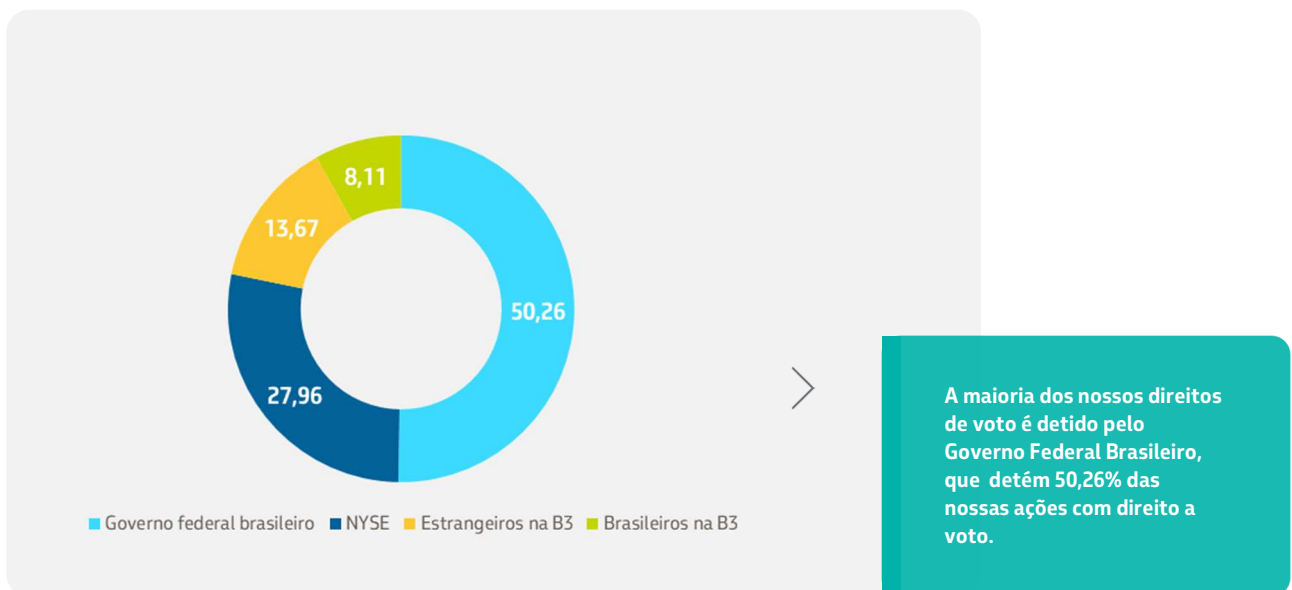
De acordo com a Legislação Societária Brasileira e a Lei nº 13.303/16, o Governo Federal Brasileiro deve possuir, pelo menos, a maioria das nossas ações com direito a voto.

Embora o Governo Federal Brasileiro não tenha direitos de voto diferentes dos nossos outros acionistas, desde que detenha a maioria das nossas ações com direito a voto, qualquer mudança no nosso controle exigiria uma mudança nas leis aplicáveis. Nosso Estatuto Social também prevê regras aplicáveis a qualquer eventual transferência de controle dos nossos principais acionistas.

A maioria das nossas ações com direito a voto também fornece ao Governo Federal Brasileiro o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter em tal eleição, de acordo com nosso Estatuto Social.

Além disso, nosso Estatuto Social estabelece 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 opere no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades serão definidas em lei ou regulamento, e terão seus custos e receitas discriminados e divulgados. Além disso, o Governo Federal Brasileiro deverá nos compensar, a cada ano fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico de tal obrigação.

Nossa base acionária inclui mais de 800.000 acionistas na B3 e contas de ADR na NYSE.

CAPITAL TOTAL (1) (%)

CAPITAL NÃO VOTANTE (1) (%)

CAPITAL VOTANTE (1) (%)


A maioria dos nossos direitos de voto é detido pelo Governo Federal Brasileiro, que detém 50,26% das nossas ações com direito a voto.

(1) Informações sobre os nossos acionistas em 28 de fevereiro de 2022.

Conforme as regras da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que tenha elegido membros do Conselho de Administração ou Conselho Fiscal de uma companhia aberta brasileira, e (iii) pessoa ou grupo de pessoas que representem o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido, direta ou indiretamente, uma participação que exceda (para mais ou para baixo) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo disso, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve ser divulgado por tal empresa de capital aberto, imediatamente após a aquisição ou alienação de ações, à CVM e ao B3.

Restrições de Autotratamento

De acordo com nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários, a negociação por nós ou qualquer parte relacionada dos valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias ou nossos associados (que sejam empresas públicas) é proibida, nos seguintes períodos:

(i) 15 dias antes da divulgação das nossas informações trimestrais e anuais; e (ii) no período entre a deliberação do órgão societário com competência para aumentar ou reduzir o capital social, distribuir dividendos, bonificações em ações ou emitir outros valores mobiliários por nós, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

Nossos diretores, membros do nosso comitê de auditoria, seus respectivos suplentes e membros com quaisquer funções técnicas ou consultivas criadas por disposições do nosso Estatuto Social, são obrigados a nos informar em caso de titularidade e negociação de valores mobiliários de nossa emissão ou de nossas subsidiárias, que são empresas públicas. Devem também indicar os valores mobiliários emitidos por nós e/ou nossas subsidiárias, que são empresas públicas, de propriedade de pessoas relacionadas.

Resolução de Disputas

Por ser uma empresa listada no Nível 2 da B3, nosso Estatuto Social prevê a resolução obrigatória de disputas, por meio de arbitragem perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, sobre qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre nós, nossos acionistas, nossa administração e membros de nosso Conselho Fiscal, relacionados ou decorrentes da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições contidas na legislação brasileira aplicável, regulamentos e nosso Estatuto Social.

As entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como nossa empresa e nosso acionista controlador, podem usar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas apenas para disputas envolvendo direitos econômicos negociáveis. Conseqüentemente, tais entidades não podem submeter à arbitragem quaisquer direitos considerados inegociáveis de acordo com a legislação brasileira (direitos indisponíveis), tais 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.

Direitos dos Acionistas

Assembleias Gerais e Direitos de Voto

Nossos acionistas têm direito a voto na assembleia geral de acionistas para decidir sobre quaisquer assuntos relacionados aos nossos objetivos sociais e para aprovar quaisquer resoluções que considerem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento, exceto para determinados assuntos cuja autoridade para deliberar é detida exclusivamente pelos nossos órgãos sociais.

A nossa assembleia geral de acionistas ocorre anualmente na 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 Legislação Societária Brasileira, nossos acionistas ou Conselho Fiscal, podem convocar nossas assembleias gerais extraordinárias. Dados os efeitos da pandemia de Covid-19 no Brasil e as medidas tomadas pelas autoridades de saúde e governos para enfrentar a pandemia, principalmente quanto às medidas de distância social, a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas foi realizada exclusivamente em forma virtual, conforme permitido pela Instrução CVM nº 622/2020.

A notificação assembleia ordinária de acionistas e documentos relacionados devem ser publicadas, ao menos, 30 dias corridos antes da data agendada para a assembleia.

Para titulares de ADS, temos a obrigatoriedade de notificar o depositário de ADS ao menos 30 dias corridos antes da assembleia geral. Após o recebimento da notificação da nossa assembleia geral, o depositário deverá fixar a data de registro de ADS e distribuir aos titulares de ADS uma notificação. Esta notificação deve conter (i) informações finais específicas para tal votação e assembleia e quaisquer materiais de solicitação, (ii) uma declaração de que cada titular, na data de registro definida pelo depositário, terá o direito de instruir o depositário quanto ao exercício dos direitos de votação, sujeitos a quaisquer disposições aplicáveis da lei brasileira, bem como nosso Estatuto Social, e (iii) uma declaração sobre a maneira pela qual essas instruções podem ser fornecidas, incluindo instruções para fornecer uma procuração discricionária a uma pessoa por nós designada. Nossos acionistas podem votar pessoalmente, na assembleia ou remotamente, antes da data da assembleia. A participação eletrônica nas assembleias gerais não está disponível aos titulares de ADS, que só podem votar por meio de cartões de voto através de procuração, enviados ao banco do depositário de ADR.

Quórum

Quórum de presença. Para começar, os acionistas representando ao menos um quarto das nossas ações ordinárias emitidas e em circulação devem comparecer à nossa assembleia de acionistas, exceto quando o assunto a ser decidido visar alterar nosso Estatuto Social. Nesse caso, uma assembleia válida requer a presença de acionistas representando ao menos dois terços de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação. Se o quórum exigido não for atingido, nosso Conselho de Administração poderá convocar uma segunda assembleia, enviando uma notificação pelo menos oito dias corridos antes da nova assembleia agendada. Os requisitos de quórum de presença não se aplicarão à segunda assembleia, mas os requisitos de quórum de votos descritos abaixo deverão ser observados.

Quórum de voto. As questões a serem aprovadas na nossa assembleia geral devem ser aprovadas pelos quóruns especificados abaixo.

Questão aprovada por maioria de votos (dos titulares de ações ordinárias presentes na assembleia):

- alterar os nossos Estatutos Sociais;
- aprovar qualquer alteração de capital;
- eleger ou destituir membros de nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes), sujeito ao direito dos nossos acionistas preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração, e de eleger um membro do nosso Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes), e ao direito dos nossos empregados de eleger ou destituir um membro do 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 o pagamento do dividendo obrigatório e a alocação para as várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto para a emissão de debêntures não conversíveis, com garantia real ou a venda dessas debêntures quando em tesouraria, que pode ser aprovado por nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista em contraprestação por aumento de capital;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais 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 caducidade, prevista no nosso Estatuto Social, e dos comitês de assessoramento ao nosso Conselho de Administração;
- aprovar o cancelamento do nosso registro como empresa aberta;
- aprovar os requisitos da nossa política de nomeação, além dos requisitos previstos na legislação aplicável ao conselho de administração e fiscal; e
- aprovar, no caso de companhia de capital aberto, a execução de transações com partes relacionadas, e a venda ou contribuição de ativos para outra companhia, se o valor da transação corresponder a mais de 50% (cinquenta por cento) do valor do total dos ativos listados no último balanço aprovado.

Questão aprovada por, pelo menos, metade das ações ordinárias do nosso capital social total:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;
- fusão por outra empresa ou consolidação com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei Societária Brasileira;
- participar de um grupo de empresas sujeitas às condições estabelecidas na Lei Societária Brasileira;
- alterar nossa finalidade corporativa, que deve ser precedida por uma alteração do nosso Estatuto Social por lei federal, visto que somos controlados pelo Governo Federal Brasileiro e nossa finalidade corporativa é estabelecida por lei;
- cisão de uma parte de nós, sujeita às condições estabelecidas na Lei Societária Brasileira;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais ou coligadas;
- decidir sobre nossa dissolução;

- criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções, a qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado por 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.

Questões aprovadas por um quórum especial:

- selecionar uma empresa especializada para elaborar a avaliação de nossas ações pelo valor econômico em caso de cancelamento do nosso registro de empresa aberta, questão essa que deve ser aprovada por maioria dos votos dos titulares das ações em circulação que estiverem presentes na assembleia. Conforme o regulamento Nível 2 do B3, ações em circulação significam todas as ações de emissão de uma empresa, exceto as ações detidas pelo acionista controlador, por pessoas ligadas a esse acionista controlador e pelos nossos administradores, bem como as ações em tesouraria e classe especial de ações preferenciais, que tem por objetivo garantir direitos políticos diferenciados, e serem intransferíveis e de propriedade exclusiva do privatizador. Esta questão só deve ser discutida em uma assembleia geral instaurada com a presença de, pelo menos, 20% dos titulares das ações em circulação, em uma primeira convocação, ou a presença de qualquer número de titulares das ações em circulação em uma segunda convocação.

De acordo com a Lei nº 13.303/16, nenhuma decisão tomada em qualquer assembleia geral pode alterar a situação societária da nossa empresa (ex.: sociedade anônima).

Conforme a Lei Societária Brasileira, se um acionista tiver um conflito de interesse com uma empresa quanto a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar em qualquer decisão a respeito dessa transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista, com conflito de interesse, pode ser anulada e tal acionista pode ser responsabilizado por quaisquer danos causados e ser obrigado a nos devolver qualquer ganho que possa ter obtido como resultado da transação.

Também conforme a Lei Societária Brasileira, os acionistas minoritários representando ao menos 10% do capital votante têm o direito de exigir que um procedimento de voto cumulativo seja adotado para conferir, a cada ação ordinária, a quantidade de votos correspondente à quantidade de membros do conselho, e fornecer a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente em apenas um candidato do nosso Conselho de Administração ou de distribuir seus votos entre vários candidatos. Conforme a regulamentação promulgada pela CVM, a exigência de limite de 10% para o exercício dos procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzida dependendo do valor do capital social possuído. Para uma empresa como a nossa, o limite é de 5%. Portanto, os acionistas representando 5% de nosso capital votante podem exigir a adoção do procedimento de voto cumulativo.

Com relação ao direito de nomear membros do nosso Conselho de Administração e nosso Conselho Fiscal, o seguinte deve ser destacado:

- nossos acionistas preferenciais minoritários que, juntos, possuem ao menos 10% do capital social total (excluindo as ações detidas por nosso acionista controlador), têm o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração em uma assembleia geral, por votação, em procedimento 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 cumulativo;
- nossos empregados têm o direito de eleger diretamente um membro do nosso Conselho de Administração por meio de votação em separado, de acordo com a Lei nº 12.353/10; e

- sujeito às disposições da legislação aplicável, o Ministro da Economia do Brasil tem o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração.

A Lei Societária Brasileira e o nosso Estatuto Social estabelecem que, independentemente do exercício por nossos acionistas minoritários dos direitos relacionados ao processo de voto cumulativo, o Governo Federal Brasileiro sempre tem o direito de indicar a maioria dos membros dos nossos conselheiros e de nosso Conselho Fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além dos seus direitos de voto, os acionistas possuem os seguintes direitos:

Direitos de preferência: Cada um dos nossos acionistas tem o direito geral de preferência para subscrever ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, em qualquer aumento de capital, na proporção de sua participação acionária. É assegurado o prazo mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital para o exercício do direito, que é transmissível. De acordo com nosso Estatuto Social e a Lei Societária Brasileira, e sujeito à exigência de aprovação dos acionistas de qualquer aumento necessário ao nosso capital autorizado, nosso Conselho de Administração pode decidir não estender direitos de preferência aos nossos acionistas, ou reduzir o período de 30 dias para o exercício do direito de preferência, em cada caso, no que diz respeito a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição no âmbito de oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, os titulares de ADSs e de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, direitos de preferência para subscrever qualquer classe das nossas ações recém-emitidas. No entanto, os titulares de ADSs podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência relacionados às ações ordinárias e preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que uma declaração de registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários seja efetiva quanto a esses direitos, ou uma isenção das exigências de registro da Lei de Valores Mobiliários esteja disponível.

Para mais informações, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Riscos de Ações e Títulos de Dívida” neste relatório anual.

Resgate e direitos de retirada: A Lei Societária Brasileira prevê que, em circunstâncias limitadas, os acionistas possuem o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber o pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Este direito de retirada pode ser exercido pelos titulares de ações ordinárias ou preferenciais adversamente afetadas, desde que determinadas condições estabelecidas na Lei Societária Brasileira sejam atendidas, no caso de decidirmos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções a 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 direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- fusão em outra empresa ou para se consolidar com outra empresa;
- participar de um grupo centralizado de empresas, conforme definido pela Lei Societária Brasileira;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- mudar nossos objetivos corporativos;
- cisão de uma parte nossa;

- transferir todas as nossas ações para outra empresa ou receber ações de outra empresa, a fim de nos tornar, cujas ações são transferidas uma subsidiária integral, conhecida no Brasil como *incorporação de ações*; ou
- adquirir o controle de outra empresa por um preço que exceda os limites estabelecidos na Lei Societária Brasileira.

Este direito de retirada também pode ser exercido no caso da entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma sociedade de capital aberto e nós não negociarmos novas ações no mercado secundário, no prazo de 120 dias, a partir da data da assembleia para aprovar a transação, de acordo com os regulamentos aplicáveis da SEC.

Considerando que nosso Estatuto Social não prevê regras para determinar qualquer valor de resgate, de acordo com a Lei Societária Brasileira, qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada seria realizado com base no valor contábil por ação, determinado com base em o último balanço aprovado por nossos acionistas. No entanto, se uma assembleia de acionistas originadora de direitos de resgate ocorresse mais de 60 dias após a data do último balanço patrimonial aprovado, um acionista teria o direito de exigir que suas ações fossem avaliadas com base em um novo balanço patrimonial, datado no prazo de 60 dias após a assembleia geral. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do valor do reembolso, calculado com base no último balanço patrimonial e, após o levantamento do balanço patrimonial especial, pagaríamos o saldo em 120 dias a partir da data da resolução da assembleia geral. O direito de retirada prescreve 30 dias após a publicação da ata da assembleia geral que aprovou as questões descritas acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem a direitos de retirada no prazo de dez dias após a publicação da ata da assembleia, que ratifica a decisão se o pagamento do preço de reembolso das ações aos acionistas dissidentes coloca em risco nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os titulares de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, o pagamento da parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação no capital.

Direito de conversão: Nossas ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais, nem são conversíveis ações preferenciais em ações ordinárias.

Responsabilidade dos nossos acionistas por convocações de capital adicionais: Nem a Lei Societária Brasileira nem o nosso Estatuto Social preveem responsabilidade para nossos acionistas por futuras convocações de capital. A responsabilidade dos nossos acionistas pelo capital social é limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos não sujeitos a renúncia: De acordo com a Lei Societária Brasileira, nem o Estatuto Social de uma empresa nem as decisões tomadas em uma assembleia geral podem privar um acionista de alguns direitos específicos, como o direito de:

- participar da distribuição de lucros;
- participar de quaisquer ativos residuais remanescentes em caso de liquidação;
- supervisionar a gestão dos negócios sociais, conforme especificado na Lei Societária Brasileira;
- exercer o direito de preferência, em caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição (exceto em relação a oferta pública de tais valores mobiliários, conforme venha a ser estabelecido no Estatuto Social); e
- retirar-se da nossa empresa nos casos especificados na Lei Societária Brasileira.

Dividendos

Pagamentos de Dividendos e Juros sobre Capital

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da Lei Societária Brasileira e às leis e regulamentos locais aplicáveis, nosso Estatuto Social e nossa política de distribuição de dividendos.

Nossas distribuições podem incluir dividendos e/ou juros sobre o capital próprio. O pagamento de juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas está sujeito ao imposto de renda retido na fonte, de acordo com a legislação tributária brasileira, que não incide sobre o pagamento de dividendos. Os titulares de ADSs também estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte, a menos que disposto de outra forma pela legislação aplicável.

O pagamento de dividendos para cada ano fiscal deve ser aprovado pelos nossos acionistas na assembleia geral de acionistas. Os lucros são distribuídos em ações emitidas 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. Dessa forma, o pagamento de dividendos aos titulares de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detidos pelos titulares de ações preferenciais.

Em 2021, aprimoramos a nossa política de remuneração aos acionistas. O aperfeiçoamento da política de remuneração aos acionistas tornou-se importante devido à antecipação do alcance da meta estabelecida de dívida bruta inferior a US\$ 60 bilhões no terceiro trimestre de 2021, inicialmente prevista para 2022.

Estabelecemos um nível de dívida bruta ideal de US\$ 60 milhões, incluindo obrigações relacionadas a arrendamentos mercantis. Para efeitos da política de remuneração aos acionistas, iremos exercer flexibilidade em torno desse endividamento alvo, aplicando uma dívida bruta de US\$ 65 bilhões como critério para definir o método de cálculo da remuneração a ser distribuída.

Além disso, definimos que os pagamentos de distribuição de dividendos devem ser efetuados trimestralmente. A aquisição de ativos imobilizados e intangíveis na fórmula original de fluxo de caixa livre também foi ajustada para incluir o bônus de assinatura dos leilões.

O aprimoramento também teve o objetivo de simplificar a política de remuneração aos acionistas e estabelecer uma remuneração mínima anual, promovendo maior previsibilidade nos pagamentos de fluxo de caixa aos acionistas.

Em todos os parâmetros de distribuição, a remuneração aos acionistas deve seguir as regras estabelecidas na Lei 6.404/76, no nosso Estatuto Social, e não deve comprometer a nossa sustentabilidade financeira a curto, médio e longo prazo.

A política de remuneração aos acionistas estabelece os seguintes parâmetros para a distribuição de dividendos, que devem ser seguidos nas decisões do Conselho de Administração e nas propostas da Administração à Assembleia Geral de Acionistas:

- 1. Estabelecemos uma compensação anual mínima de US\$ 4 bilhões para os anos fiscais em que o preço médio do Brent é superior a US\$ 40/bbl, que podem ser distribuídos independentemente do nosso nível de endividamento, desde que sejam respeitados os princípios estabelecidos na política.
- 1.1 A compensação mínima anual deve ser a mesma para ações ordinárias e ações preferenciais, desde que exceda o montante mínimo para ações preferenciais estabelecido no nosso Estatuto Social.
- 2. Caso a dívida bruta seja igual ou inferior a US\$ 65 bilhões e o lucro líquido positivo do exercício, que deverá ser verificado no último resultado trimestral e aprovado pelo Conselho de Administração, devemos distribuir aos nossos acionistas 60% da diferença, calculada em reais, entre os recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais e a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis, de acordo com

a fórmula abaixo, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao montante previsto no item 1 e não comprometa a nossa sustentabilidade financeira:

Remuneração aos acionistas = 60% x (Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais - Aquisição ativos imobilizados e intangíveis)

- 3. Independentemente do nosso nível de endividamento, podemos, em casos excepcionais, pagar dividendos extraordinários, excedendo o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os montantes estabelecidos nos itens 1 e 2, desde que a nossa sustentabilidade financeira seja preservada.

Além disso, podemos excepcionalmente aprovar a distribuição de dividendos extraordinários mesmo no caso de não haver lucro líquido, desde que as regras estabelecidas na Lei nº 6.404/76 sejam cumpridas e os critérios definidos na política de remuneração aos acionistas sejam observados.

De acordo com nosso Estatuto Social, os dividendos intercalares e intermediários e os juros sobre o capital serão destinados como dividendo mínimo obrigatório, previsto na Lei das Sociedades Anônimas, inclusive para fins de pagamento do dividendo prioritário mínimo das ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95, conforme alterada, prevê a distribuição de juros sobre o capital aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Esses juros estão limitados à variação diária *pro rata* da taxa de juros TJLP. O efetivo pagamento ou crédito dos juros sobre o capital depende da existência de lucros, apurados antes da dedução dos juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior ao dobro do valor dos juros a pagar ou creditar.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre o capital como uma despesa dedutível para calcular o lucro real, mas a dedução não pode exceder o maior de:

- 50% do lucro líquido antes de considerar essa distribuição, no caso em que sejam consideradas despesas, com base no lucro apurado, após levar em consideração quaisquer deduções para contribuições sociais sobre o lucro líquido e antes de deduzir o imposto de renda do período a respeito do qual o pagamento é realizado; ou
- 50% dos lucros retidos e das reservas de lucros.

Com relação ao pagamento de dividendos, nosso acionista também deve considerar o seguinte:

- Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos titulares de ADS ou acionistas, sejam eles residentes no Brasil ou não, está sujeito a retenção de imposto de renda na fonte, à alíquota de 15% ou 25%, sujeito a possível redução por um acordo fiscal aplicável. A alíquota de 25% aplica-se somente se o beneficiário for residente em um paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre o capital próprio, líquido de qualquer imposto de renda retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendos obrigatória. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após o nosso pagamento dos impostos brasileiros retidos na fonte quanto à distribuição de juros sobre o capital próprio, seja pelo menos igual ao dividendo mínimo obrigatório, conforme estabelecido pela Lei Brasileira.
- Para obter mais informações sobre a tributação brasileira de ADSs e nossas ações, consulte “Legal e Tributário - Tributação Relacionada às ADSs e Nossas Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.
- Data de pagamento:** De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social, os dividendos geralmente devem ser pagos dentro de 60 dias após a data em que foram declarados, a menos que uma resolução dos acionistas estabeleça outra data de pagamento, que, em qualquer caso, deva ocorrer antes do final do exercício fiscal em que o dividendo foi declarado.

- **Ajustes:** Nosso Conselho de Administração pode aprovar o pagamento de dividendos antecipados ou juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas, cujo valor está sujeito a encargos financeiros à taxa SELIC do final de cada exercício fiscal até a data em que, efetivamente, pagarmos esses dividendos ou juros sobre capital próprio.
- **Dividendos não reivindicados:** Os acionistas têm um período de três anos, a partir da data de pagamento dos dividendos, para reivindicar dividendos ou juros sobre o capital próprio com relação às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reivindicados reverte para nós.

As nossas distribuições totais aos acionistas para 2021 deverão ser de US\$ 18.541 milhões e serão votadas na nossa assembleia anual de acionistas que se realizará em abril de 2022. Para obter mais informações, consulte a Nota 34.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Distribuição obrigatória

De acordo com a Legislação Societária Brasileira e nosso Estatuto Social, devemos cumprir duas distribuições mínimas obrigatórias de dividendos, ambas previstas em nossa Política de Remuneração aos Acionistas.

- Devemos pagar ao menos 25% de nosso lucro líquido ajustado, após deduzir as alocações à reserva legal e outras alocações eventualmente exigidas pela Legislação Societária Brasileira; e
- Os titulares das nossas ações preferenciais têm prioridade no recebimento do valor do dividendo obrigatório, bem como no recebimento do pagamento em caso de reembolso do capital. Eles também têm direito a dividendos preferenciais anuais mínimos não cumulativos no caso de declararmos dividendos iguais ao maior de (a) 5% de sua participação pro rata de nosso capital integralizado, ou (b) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida em que declaramos dividendos sobre nossas ações ordinárias em qualquer ano específico, em um valor que excede os dividendos preferenciais mínimos, os titulares de ações preferenciais têm direito a um valor adicional de dividendo por ação no mesmo valor por ação pago aos titulares de ações ordinárias. Os titulares de ações preferenciais também participam em igualdade de condições com os acionistas ordinários nos aumentos de capital decorrentes da incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades por Ações, no entanto, permite que uma sociedade de capital aberto como a nossa suspenda a distribuição mínima obrigatória de dividendos, no caso do nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal relatarem à Assembleia Geral Ordinária de Acionistas que a distribuição não é aconselhável devido à nossa situação financeira. Nesse caso, nosso Conselho de Administração deverá protocolar na CVM uma justificativa para a suspensão da distribuição de dividendos. Os lucros não distribuídos devido a tal suspensão devem ser alocados a uma reserva especial e, se não absorvidos por perdas subsequentes, devem ser distribuídos assim que nossa condição financeira permitir tais pagamentos.

Destinação do lucro líquido

Em cada assembleia geral ordinária de acionistas, nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva são obrigados a recomendar como alocar o lucro líquido do ano fiscal anterior. De acordo com a Lei Societária Brasileira, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estatutárias dos colaboradores, administradores e beneficiários.

De acordo com a Lei Societária Brasileira, um valor igual ao nosso lucro líquido, conforme reduzido, ainda, pelos valores alocados à reserva legal, à reserva de incentivos fiscais para investimentos, à reserva de contingência ou à reserva de lucro não realizado estabelecida por nós em conformidade com o aplicável (discutido abaixo) e acrescido de reversões de reservas constituídas em anos anteriores, está disponível para distribuição aos acionistas em qualquer ano. Após a distribuição dos dividendos preferenciais, uma porcentagem do lucro líquido pode ser alocada para uma reserva de contingência para perdas antecipadas que são consideradas prováveis para os anos futuros. Qualquer valor alocado deste modo em um ano anterior deverá ser (i) revertido no ano fiscal em que as razões que justificaram a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado caso ocorra o prejuízo antecipado.

Parte da receita líquida de doações ou subvenções governamentais para investimentos também pode ser destinada à constituição de reserva de incentivos fiscais.

Se o valor da distribuição obrigatória, apurado sem deduzir o valor dos lucros não realizados de sua base de cálculo, exceder a soma do lucro líquido realizado em um determinado ano, esse excesso poderá ser alocado para reserva de lucros a realizar. A Lei Societária Brasileira define o lucro líquido realizado como o valor do lucro líquido que excede a soma do resultado positivo líquido dos ajustes patrimoniais, e dos lucros ou receitas de operações, cujos resultados financeiros ocorram após o final do ano fiscal seguinte. Contanto que possamos realizar a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um valor equivalente a 0,5% do capital subscrito e totalmente integralizado no final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é utilizada para custear programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode ultrapassar 5% do capital social subscrito e totalmente integralizado.

A Lei Societária Brasileira também prevê a retenção de lucros, que não pode ser aprovada no caso de haver distribuição de dividendo obrigatório, e deve estar de acordo com os termos do nosso orçamento de capital previamente aprovado pela assembleia geral.

Uma parte do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima obrigatória pode ser alocado para financiar as necessidades de capital de giro e projetos de investimento, desde que tal alocação seja baseada em um orçamento de capital previamente aprovado por nossos acionistas. Os orçamentos de capital para mais de um ano devem ser revisados em cada assembleia geral.

A constituição de reservas estatutárias e a retenção de lucros não podem ser aprovadas em prejuízo do dividendo obrigatório.

Informações adicionais para acionistas não brasileiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente no B3 (titulares não brasileiros) ou por meio de ADSs na NYSE. Não há restrições à propriedade das nossas ações ordinárias ou preferenciais no Brasil por pessoas físicas ou jurídicas, domiciliadas fora do Brasil, e todas possuem os direitos e preferências de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

A capacidade de converter os pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeita às restrições da legislação de investimento estrangeiro (controles de câmbio brasileiro). 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 receitas da venda de ações para comprar e vender títulos diretamente na B3, o que geralmente requer, entre outras etapas, o registro do investimento relevante no Banco Central do Brasil. No entanto, qualquer titular não brasileiro que se registre na CVM, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, pode comprar e vender títulos diretamente na B3. Esses titulares não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil, que será obrigado, entre outras funções, a registrar e manter atualizado no Banco Central do Brasil o registro de todas as transações de tais investidores na B3.

O direito de converter os pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações em moeda estrangeira, e de remeter esses valores para fora do Brasil, também pode estar sujeito a restrições, de acordo com a legislação de investimento estrangeiro. Se quaisquer restrições forem impostas à remessa de capital estrangeiro para o exterior, elas podem dificultar ou impedir a Central Depositária, como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs, ou titulares registrados que trocaram ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou receitas de qualquer venda de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares americanos e remessa desses dólares ao exterior.

Titulares Não Brasileiros no B3

De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

- nomear ao menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relacionados 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 da carteira do investidor estrangeiro no Brasil, por meio do representante do investidor, no Banco Central do Brasil; e
- atender aos demais requisitos previstos na Resolução CVM nº 13/20.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro poderá negociar nos mercados financeiro e de capitais brasileiros.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores nos termos da Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente

licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários detidos nos termos da Resolução CMN nº 4.373 e Resolução CVM nº 13/20 deve ser realizada nas bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados, licenciados pela CVM, exceto para transferências decorrentes de transações privadas.

Titulares de ADS

A Resolução CMN nº 4.373 permite que as empresas brasileiras emitam recibos de depósito nos mercados de câmbio. Atualmente, temos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais, devidamente registradas na CVM e no Banco Central do Brasil. A receita de vendas de ADSs por titulares fora do Brasil está livre de controles brasileiros de câmbio.

JPMorgan é o banco depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais desde 2 de janeiro de 2020. O Depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais atualmente representa (i) duas ações (ou o direito de receber duas ações) depositadas com um agente do Depositário atuando como custodiante, e (ii) quaisquer outros títulos, dinheiro ou outra propriedade que pode ser mantida pelo Depositário. O escritório do agente fiduciário corporativo do Depositário, no qual as ADSs serão administradas, está localizado em 383 Madison Avenue, Floor 11, New York, New York 10179, Estados Unidos.

O Depositário obteve do Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro com relação ao nosso programa de ADR existente. De acordo com o registro, o custodiante e o Depositário poderão converter dividendos e outras distribuições com relação às ações relevantes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter as receitas para fora do Brasil.

No caso de um titular de ADS trocar ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o titular será obrigado a 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 de Banco Central do Brasil. A não adoção dessas medidas pode sujeitar o titular à impossibilidade de converter o produto da alienação ou distribuições relacionadas às ações em questão, em moeda estrangeira, e de remeter as receitas para fora do Brasil. Além disso, o titular pode estar sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um titular de ADSs. Se o investidor estrangeiro residir em uma jurisdição de paraíso fiscal, o investidor também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável.

Para obter mais informações, consulte “Riscos - Fatores de Risco - Riscos de Ações e Títulos de Dívida” e “Legal e Tributário - Tributário - Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais” neste relatório anual.

Taxas a Pagar pelos Titulares de ADS

Os titulares de ADS tem obrigatoriedade de pagar várias taxas ao Depositário, incluindo: (i) uma taxa anual de US\$ 0,05 (ou menos) por ADS para administrar o programa de ADR e (ii) valores relativos às despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares de ADS, incluindo despesas decorrentes do cumprimento da lei aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão de fax ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, buscar o pagamento cobrando diretamente os investidores ou deduzir o valor aplicável das distribuições em dinheiro. Os titulares de ADSs também podem ser obrigados a pagar taxas adicionais por certos serviços prestados pelo Depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.

Serviços do Depositário	Taxas a Pagar pelos Titulares de ADS
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de uma distribuição de ações ou direitos ou outra propriedade	US\$ 5,00 (ou menos) por cada 100 ADSs (ou parte desta)
Distribuição de dividendos	US\$ 0,05 (ou menos) por ADS, por ano
Cancelamento de ADS's para fins de retirada	US\$ 5,00 (ou menos) por cada 100 ADSs (ou parte desta)

Taxas a Pagar pelo Depositário

O Depositário nos reembolsa por determinadas despesas que incorremos quanto à administração e manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis compreendem, entre outras, despesas de relações com investidores, taxas de listagem e honorários advocatícios.

Aquisição de valores mobiliários pelo emissor e compradores afiliados

Durante o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2021, nenhum “comprador afiliado”, conforme definido na Regra 10b-18 (a) (3) sob a *Exchange Act*, nem nós adquirimos nenhum dos nossos valores mobiliários.

Legal e Tributário



Regulamentação

Regulamentação do negócio

Exploração e Produção

De acordo com a legislação brasileira, o Governo federal possui todos os acúmulos de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção de tais acumulações de petróleo e gás natural no país. Há 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 uma estrutura regulatória baseada em concessões e criou uma agência reguladora independente para regular a indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil, a ANP. Essa estrutura e a ANP criaram um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás.

A estrutura regulatória baseada em concessão nos concedeu o direito de explorar as reservas de petróleo bruto em cada um de nossos campos de produção já existentes, sob contratos de concessão, por um prazo inicial de 27 anos, a partir da data em que foram declarados comercialmente lucrativos. Estes são conhecidos como contratos de concessão de "Rodada Zero". Esse prazo inicial de 27 anos para a produção pode ser prorrogado a pedido da concessionária, mediante aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não eram objeto de concessão passaram a ser licitadas pela ANP. Participamos dessas licitações de forma independente ou 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 de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos direito ao petróleo e gás explorado nas áreas de concessão e somos obrigados a distribuir ao Governo Federal Brasileiro uma parte do correspondente continua.

Para informações relacionadas à Tributação em Regime de Concessão de Petróleo e Gás, consulte o item "Jurídico e Tributário - Tributário" deste relatório anual.

Regime do Contrato de Partilha de Produção para o Pré-sal não Licenciado e Áreas Potencialmente Estratégicas

As descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal das Bacias de Campos e Santos motivaram mudança na legislação sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Em 2010, foram promulgadas leis para regulamentar os contratos em regime de partilha de produção na área do pré-sal, conforme definido na Lei nº 12.351/2010, e em áreas potencialmente estratégicas. A legislação promulgada não impactou os contratos de concessão.

Não somos obrigados a ser os operadores exclusivos das áreas do pré-sal, mas antes de qualquer rodada de licitações, o Governo Federal Brasileiro deve nos oferecer o direito de expressar nosso interesse em exercer o direito de preferência para operar os blocos em produção- regime de partilha com, no mínimo, 30% da participação. Caso não haja propostas para as áreas nas quais manifestamos interesse, essa área não será adjudicada e, portanto, não temos obrigações remanescentes. O direito de preferência só entra em

vigor (i) nos casos de propostas vencedoras acima do petróleo de lucro mínimo, caso decidamos fazer parte de tal consórcio e tenhamos manifestado previamente interesse e (ii) casos em que a proposta vencedora esteja no petróleo de lucro mínimo, então seremos obrigados a ser o operador, com no mínimo 30% da participação acionária, conforme aplicável, de acordo com a Resolução Governamental pertinente. Independentemente de exercermos ou não nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo licitatório para aumentar nossa participação em qualquer uma das áreas do pré-sal.

A licitante vencedora será a empresa que oferecer ao Governo Federal Brasileiro o maior percentual de “petróleo de lucro”, que é a receita bruta da produção de um determinado campo após a dedução de royalties e “petróleo de 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 outra taxa governamental a pagar ao Governo Federal Brasileiro.

Os contratos de partilha de produção são assinados por e entre as empresas privadas licitantes vencedoras, a empresa estatal não operacional PPSA, que representa os interesses do Governo Federal Brasileiro nos contratos de partilha de produção, e administra a participação do Governo Federal Brasileiro do petróleo de lucro, e da ANP. A PPSA participa de comissões operacionais, com voto de qualidade e poderes de veto e gere e controla os respectivos custos, tudo de acordo com cada contrato específico de partilha de produção.

Cessão Onerosa

Em 2010, celebramos um contrato com o Governo Federal Brasileiro, segundo o qual o Governo nos cedeu 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 uma produção máxima de cinco bnboe. O preço inicial do contrato para nossos direitos, nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, foi de US\$ 14.395 milhões, em 31 de dezembro de 2020, que foi pago integralmente em 2010. Veja “Contratos Materiais” neste relatório anual.

Tanto a Lei nº 12.276/2010 (a “Lei de Cessão Onerosa”) e o Contrato 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 para nos conceder os direitos de explorar e produzir cinco bilhões de barris de petróleo equivalente em determinadas áreas do pré-sal.

De acordo com o Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve ser baseada em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, a serem contratadas pela ANP e pela cessionária, às quais deverão considerar as melhores práticas da indústria do petróleo, incluindo os seguintes itens: (a) informações contidas no relatório final do programa de exploração obrigatória (conforme termo definido no Contrato de Cessão Onerosa); (b) os preços de mercado do petróleo e gás natural; e (c) especificação do produto que está sendo produzido. Além disso, conforme previsto no Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve seguir as premissas estabelecidas em tal contrato.

Foi criado um comitê interno para negociar a revisão do Contrato de Cessão Onerosa, com representantes do Governo Federal Brasileiro (ex.: representantes do MME, do Ministério da Fazenda e da ANP). As negociações resultaram na revisão do Termo de Cessão Onerosa, que foi submetido ao TCU para análise, por recomendação do MME.

Em 2019, a alteração do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovada por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética.

A alteração consolida um dos diversos 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 totalmente pago em dezembro de 2019. Além disso, a alteração estabelece novos percentuais para conteúdo local: 25% para

construção de poços; 40% para sistema de coleta e descarte da produção; e 25% para a unidade de produção estacionária. Para informações relacionadas ao novo modelo de tributação do setor de petróleo e gás (“REPETRO”), consulte “Jurídico e Tributário – Tributário” neste relatório anual.

Refino, Transporte e Comercialização

Em relação ao refino de petróleo, a ANP exige autorização específica para a construção e operação de cada uma das unidades de processo, unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo. A comercialização dos produtos derivados de óleo está sujeita ao cumprimento das especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (ex: gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações sobre atividades de importação, exportação, produção, processamento, manuseio, transporte e transferência, armazenamento e distribuição de petróleo, derivados de petróleo, gás natural e produtos de xisto.

Desde 2013, a ANP exige que os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e distribuidoras de combustíveis garantam estoques mínimos de gasolina e óleo diesel. Em 2015, a ANP estabeleceu a mesma obrigação para produtores de GLP e querosene de aviação.

A ANP também exige que as refinarias e importadores de derivados de petróleo divulguem publicamente suas tabelas de preços eletronicamente (preços padrão), bem como os preços dos 12 meses anteriores, com a descrição dos termos comerciais específicos para: (i) gasolina comum e premium; (ii) óleo diesel e diesel marítimo; (iii) querosene de aviação; (iv) GLP; (v) óleo combustível; e (vi) asfalto.

O não cumprimento das regras da ANP pode resultar em uma série de multas e penalidades, incluindo 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, conhecidos como etanol, biodiesel, biogás e biocombustível. 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 a emissão primária de créditos de redução de emissão 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 o programa “*Abastece Brasil*”, em 24 de abril de 2019, que visa desenvolver o mercado local de combustíveis no Brasil, promover a competição no setor, diversificação de players, novos investimentos em refino e logística e combate à evasão fiscal e adulteração de combustíveis.

Nossa área de refino de petróleo e gás natural também está sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE (*termo de cessação de conduta*), que consolida nosso entendimento sobre a alienação de ativos de refino no Brasil.

Em outubro de 2021, em conformidade com as orientações estabelecidas pelo CNPE na Resolução nº 14/2020, a ANP estabeleceu o novo modelo de comercialização para a aquisição de biodiesel para substituir o procedimento de licitação relevante que entrará em vigor até janeiro de 2022 (Resolução nº 857/2021). Consequentemente, os produtores de biodiesel podem ser vendidos diretamente aos distribuidores para respeitar a percentagem obrigatória de biodiesel no diesel, não havendo qualquer outro requisito regulamentar que nos permita intermediar esta relação comercial.

Para mais informações sobre o nosso acordo com o CADE no que diz respeito aos nossos desinvestimentos em ativos de refinaria, ver “Riscos - Fatores de Risco - Riscos Operacionais” e “Gestão de Carteira” neste relatório anual.

Gás e Energia

Leis de Gás Natural

Em 2011, foi promulgada a Resolução ANP nº 52 que (i) estabelece que a ANP é responsável por autorizar a atividade de comercialização de gás natural, de competência do Governo Federal Brasileiro; (ii) regulamenta o registro do agente vendedor de gás; e (iii) regula o registro dos contratos de compra e venda de gás. Essa resolução foi modificada em julho de 2019 pela Resolução nº 794/2019, que exige a publicação, pela ANP, de todos os contratos de compra e venda de gás natural firmados com distribuidoras locais de gás para atendimento ao mercado cativo.

Em junho de 2016, o MME criou o programa Gás para Crescer, que visa promover um ambiente de mercado competitivo para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás no Brasil, possibilitando a entrada de novos agentes no mercado de gás.

Em dezembro de 2018, o Decreto nº 9.616 alterou o Decreto nº 7.382/2010 para permitir a mudança do sistema de transmissão de gás da capacidade contratada sob o sistema ponto a ponto em contratos de longo prazo para um sistema de entrada-saída.

Em junho de 2019, o CNPE estabeleceu as diretrizes para promover a concorrência no mercado de gás natural e, em julho de 2019, foi criado o programa Novo Mercado de Gás e assinado o Decreto nº 9.934. Esse decreto institui um comitê que acompanha a implementação das ações necessárias ao ingresso de novos agentes no mercado de gás natural.

Em julho de 2019, assinamos um acordo 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. Este acordo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outras questões, estabelece medidas para liberação de capacidade em gasodutos e inclui nosso compromisso de negociar, de boa-fé, o acesso de terceiros às nossas plantas de processamento. O objetivo do contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando a abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado, bem como suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para apuração do nosso negócio de gás natural.

Em 2021, o Congresso brasileiro promulgou a Lei nº 14.134, a chamada “Nova Lei de Gás”, que revogou a Lei nº 11.909 e representa um novo marco regulatório para o mercado brasileiro do gás natural, introduzindo inovações legais relevantes.

Entre outros assuntos, a Nova Lei de Gás prevê: (i) o acesso negociado aos gasodutos de fluxo, unidades de processamento de gás natural (UPGN) e terminais de GNL; (ii) a implementação do modelo de entrada e saída para o transporte de gás natural; (iii) a alteração do regime de utilização dos gasodutos de transporte e instalações de armazenamento (da concessão à autorização); (iv) a separação 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 Ministério de Minas e Energia (MME) para a ANP).

Além disso, a Nova Lei de Gás garantirá a estabilidade jurídica das regras administrativas que surgiram do Programa “Novo Mercado do Gás”, instituído pelo Governo federal em meados de 2019.

Ainda em 2021, foi publicado o Decreto nº 10.712 / 2021, que regulamenta a Nova Lei de Gás, e revoga formalmente o Decreto nº 7.382 e o Decreto nº 9.616.

Apesar da importância da publicação da Nova Lei de Gás, esperamos novas ações por parte da ANP para estabelecer medidas que serão necessárias para implementar a maioria das mudanças promovidas pela nova lei.

Para mais informações sobre nosso contrato com o CADE, consulte “Nossos Negócios - Gerenciamento de Portfólio” e “Riscos - Fatores de Risco - Riscos Operacionais” neste relatório anual.

Regulamentação de Preços

Até 1997, o Governo Federal Brasileiro tinha o poder de regulamentar 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 de petróleo e derivados, embora tenha mantido a regulamentação sobre certos contratos de venda de gás natural e de eletricidade existentes (especificamente os contratos de comercialização de energia elétrica no mercado regulado - CCEAR).

Para informações sobre nossa política de preços, consulte “Nossos Negócios - Refino, Transporte e Comercialização” neste relatório anual.

Regulamentação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis federais, estaduais e locais, regulamentações e requisitos de autorização relativos à proteção da saúde humana e do meio ambiente, e estão sob a autoridade regulatória do CONAMA.

Nossas atividades offshore estão sujeitas à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças de operação e perfuração. Somos obrigados a enviar relatórios regularmente, incluindo relatórios de monitoramento de segurança e poluição ao IBAMA e auditorias ambientais de terceiros para manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação permanente com as autoridades ambientais, a fim de aprimorar questões relacionadas à gestão ambiental de nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, elaboramos ações e medidas, em conjunto com o IBAMA, para adequar o tratamento e o descarte da água produzida em algumas de nossas plataformas offshore de forma a acomodar as exigências emitidas pelo IBAMA. Todas essas ações estão sendo cumpridas por nós dentro dos cronogramas definidos com o IBAMA.

Os custos relacionados a estas ações são de US\$ 138,2 milhões. Deste montante total, US\$ 75 milhões já foram gastos desde 2018 e US\$ 63,2 milhões serão utilizados de acordo com o progresso da realização dos compromissos contratuais e orientações do IBAMA. As principais são:

- Ajustes operacionais, tecnológicos ou de adequação dos processos em 28 plataformas marinhas de produção para a eliminação da água produzida, para serem estruturadas de acordo com o método de medição do TOG SM 5520-B;
- Contratação de um laboratório terceirizado para análises de teor de óleo e graxa (TOG);
- Instalação de radares em 8 plataformas;
- Fornecimento de ar e monitoramento orbital;
- Fornecimento de embarcações para monitoramento; e
- Pagamento de medidas compensatórias.

Além disso, para ajudar a garantir a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também atua na prevenção da poluição ambiental, com levantamentos aleatórios ou periódicos de unidades offshore.

A maior parte das condições ambientais, de saúde e segurança *onshore* são controladas em nível federal ou estadual, dependendo de onde nossas instalações estão localizadas e do tipo de atividade em desenvolvimento. No entanto, também é possível que essas condições sejam controladas localmente sempre que as atividades gerarem impacto local ou forem implantadas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, existe responsabilidade objetiva e solidária por danos ambientais, mecanismos para aplicação de normas ambientais e requisitos de licenciamento para atividades poluentes.

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 em caso de não conformidade com leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- compensação para financiar projetos ambientais e de reparação do meio ambientes;
- perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- perda ou suspensão da participação em linhas de crédito com estabelecimentos oficiais de crédito.

Regulamentação Governamental

Como uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a determinadas regras que limitam nossos investimentos, e somos obrigados a apresentar nosso orçamento anual de dispêndios de capital (*Orçamento Anual de Investimentos, ou OAI*) ao ME e o MME. Após a revisão por essas autoridades governamentais, o Congresso Brasileiro deve aprovar nosso orçamento. Deste modo, pode haver redução ou alteração em nossos investimentos planejados. Como resultado, podemos não ser capazes de implementar todos os nossos investimentos planejados, incluindo os relacionados à expansão e desenvolvimento dos nossos campos de petróleo e gás natural, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Todos os títulos de dívidas de médio e longo prazo incorridos 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 títulos de dívida no mercado de capitais e obrigações de dívida colateralizada, que requerem a aprovação da nossa Diretoria Executiva, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso Conselho de Administração, e a emissão de debêntures, que requer a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/16 exige que definamos em nosso Estatuto Social o interesse público que buscamos e quais ações publicamente orientadas podemos tomar na busca desse interesse público. A fim de cumprir a Lei nº 13.303/16, alteramos nosso Estatuto Social para incluir a definição de interesse público e declarar que o Governo Federal Brasileiro pode orientar nossas atividades na busca do interesse público em determinadas circunstâncias, que nos distinguem de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de óleo e gás.

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 realização de

certos custos operacionais, quando duas condições forem atendidas: (i) o cumprimento de obrigações ou responsabilidades deve ser definido por lei ou regulamento e previsto em contrato ou acordo celebrado com qualquer entidade pública com poderes para negociar tal contrato ou acordo; e (ii) os projetos de investimento devem ter seus custos e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nosso comitê financeiro e nosso comitê minoritário, exercendo sua função consultiva para o 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 outro órgão privado empresa que atua no mercado de óleo e gás. A avaliação dos nossos comitês é baseada em determinados aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimento planejados e na análise de determinados custos operacionais anteriormente adotados por nossa administração.

Contratos Materiais

Contratos de Partilha de Produção

Primeiro Contrato de Partilha de Produção - 1ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção

Em 2013, um consórcio formado por nós (com participação de 40%), Shell (com participação de 20%), Total S.A (com participação de 20%), CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (com participação de 10%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (com participação de 10%) (o “Consórcio Libra”), celebrou um contrato de partilha de produção com o Governo Federal Brasileiro, que detém 41,65% do petróleo de lucro do Consórcio Libra, a ANP, como reguladora e fiscalizadora, e a PPSA, como gerente (o “Primeiro Contrato de Partilha de Produção”). Sob o Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio de Libra obteve os direitos e obrigações de operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como Bloco Libra, localizada nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Para obter mais informações sobre o Contrato de Partilha de Produção, consulte o Anexo 2.18 deste relatório anual.

Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção - 2ª e 3ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 2017, adquirimos, em parceria com outras petrolíferas internacionais, três blocos offshore na 2ª e 3ª rodadas de licitações em regime de partilha de produção promovidas pela ANP. Somos a operadora desses blocos (“Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção”). Em janeiro de 2018, juntamente com nossos parceiros ANP, PPSA e o Governo Federal Brasileiro, assinamos o Segundo e o Terceiro Contratos de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo e gás natural.

No sistema de partilha de produção, o consórcio submete ao governo um percentual do chamado “excedente do lucro do petróleo para o Governo Federal Brasileiro”, que é aplicado à receita descontada dos custos de produção e royalties. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora era o valor do petróleo de lucro para o Governo Federal Brasileiro, quando o edital previa o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

A tabela a seguir resume os blocos que adquirimos, em parceria, na 2ª e 3ª rodadas de licitação como parte do sistema de partilha de produção:

Área	Composição do consórcio	Bônus da Petrobras (R\$ milhões)	Excedente em óleo de lucro (%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	90	80,00
Peroba	Petrobras (40%) BP (40%) CNOOC (20%)	800	76,96
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%) BP (50%)	250	75,86

Quarto e Quinto Contratos de Partilha de Produção – 4ª e 5ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 7 de junho de 2018, adquirimos, juntamente 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 e o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção, os “Contratos de Partilha de Produção”. Seremos os operadores desses três blocos adicionais sob o regime de partilha de produção. De acordo com o regime, o consórcio submete ao Governo Federal Brasileiro uma porcentagem do “lucro excedente do petróleo para o Governo Federal Brasileiro”. Novamente, o único critério adotado pela ANP para definir o licitante vencedor foi o valor do lucro do petróleo para o Governo Federal Brasileiro.

A 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 resultado, seremos a operadora do contrato correspondente.

Sexto e Primeiro Contrato de Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa – 6ª e 1ª Rodada de Licitação da Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019, adquirimos, conjuntamente a outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco de Itapu.

Em 7 de novembro de 2019, adquirimos, conjuntamente a outra empresa internacional, o bloco Aram, e seremos a operadora 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 nomeado, em nome das partes, oferece ao Governo Federal Brasileiro uma porcentagem do “lucro excedente do petróleo para o Governo Federal Brasileiro”. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi o valor do lucro do petróleo também para o Governo Federal Brasileiro, uma vez que a licitação previa o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local.

2ª Rodada de Licitações da Partilha de Produção de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em 17 de dezembro de 2021, adquirimos, juntamente com outras empresas internacionais, os direitos de exploração e produção sobre os volumes excedentes nos blocos Atapu e Sépia. Os acordos de distribuição da produção deverão ser assinados até abril de 2022 e nós seremos o operador destes blocos mediante o regime de distribuição da produção.

De acordo com os contratos de partilha de produção relevantes, o operador nomeado, em nome das partes, oferece ao Governo Federal Brasileiro uma porcentagem do lucro excedente do petróleo. O único critério adotado pela ANP para definir a licitante vencedora foi o valor do lucro do petróleo para o Governo Federal Brasileiro, uma vez que a 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 do Contrato de Partilha de Produção são administrados por um comitê operacional do qual nós, nossos parceiros e a PPSA participamos. A PPSA representa os interesses do Governo Federal Brasileiro e embora não vá investir nos blocos, a PPSA detém 50% dos direitos de voto do comitê operacional e também possuem voto de qualidade e veto, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, nos termos dos Contratos de Partilha de Produção, serão conduzidas por conta e risco dos membros do consórcio. Para as descobertas comerciais de petróleo e/ou gás natural nos blocos, o consórcio terá o direito de recuperar, mensalmente, (i) uma parte da produção de petróleo e gás da quadra, correspondente às suas despesas de royalties e (ii) o “petróleo de custo” correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado aos investimentos incorridos e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do consórcio), observadas as condições, proporções e prazos estabelecidos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, para cada descoberta comercial, os consórcios têm direito a receber, mensalmente, sua parcela de “petróleo de 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 finalizará para cada descoberta com a declaração de comercialidade. Teremos quatro anos (que podem ser prorrogados mediante prévia aprovação 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 particular inicia-se a partir da data da declaração de comercialidade dos consórcios à ANP, e se estende até a rescisão dos Contratos de Partilha de Produção. Compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades em conformidade com um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP.

Programa de Trabalho Mínimo:

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa mínimo de trabalho, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Podemos realizar outras atividades fora do escopo do programa de trabalho mínimo, desde que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

Unitização:

Um reservatório coberto por um bloco concedido a nós nos Contratos de Partilha de Produção pode se estender a 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 de tal bloco, até que tenhamos negociado o contrato de unitização com a concessionária terceirizada ou contratada, que detém os direitos sobre tal área adjacente, salvo autorização em contrário da ANP. A ANP determinará o prazo para assinatura do contrato de unitização entre as partes. Se a área adjacente não

for licenciada (ex.: não concedida para atividades de E&P a qualquer outra parte), o Governo Federal Brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Caso as partes não consigam chegar a um acordo dentro do prazo estabelecido pela ANP, esta determinará os termos e obrigações relacionados a tal unitização, com base em laudo pericial, e também notificará a nós e ao terceiro ou ao Representante do Governo Federal Brasileiro, conforme aplicável, de tal determinação. Até que o contrato de unitização seja aprovado pela ANP, as operações de desenvolvimento e produção desse reservatório devem permanecer suspensas, a menos que de outro modo autorizado pela ANP. A recusa de qualquer das partes em assinar o contrato de unitização resultará na rescisão dos Contratos de Partilha de Produção, e na devolução ao Governo Federal Brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Ambiental:

Temos obrigatoriedade na preservar do meio ambiente e de proteger o ecossistema da área sujeita aos Contratos de Partilha de Produção, e de evitar danos à fauna, flora e recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente decorrentes das 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 conteúdos locais exigidos, conforme as diferentes fases dos Contratos de Partilha de Produção. Se deixarmos de cumprir as obrigações do conteúdo brasileiro, podemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP.

O Contrato de Partilha de Produção Libra original (“Rodada 1 da Licitação de Partilha de Produção”) concedeu ao consórcio Libra o direito de renunciar às obrigações de conteúdo local em termos de tecnologia, preço e prazo. Esse direito foi utilizado uma vez, e a ANP concedeu a renúncia aos itens do casco e a alguns itens das plantas de processamento. Por meio da Resolução nº 726/2018, a ANP concedeu ao consórcio Libra a possibilidade de alteração das exigências do conteúdo local para patamares inferiores, mas a possibilidade de dispensa foi excluída.

Na 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, os campos licitados obedeciam aos mesmos requisitos de conteúdo local dos contratos de campos adjacentes, conforme Resolução CNPE nº 7/2017. Tal resolução estabeleceu novos níveis de conteúdo local para os Contratos de Partilha de Produção, e as Rodadas de Licitações 3, 4, 5 e 6 utilizaram esses níveis.

Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento:

Assim que iniciarmos a produção em cada campo, os membros dos consórcios (exceto PPSA) serão obrigados a pagar royalties mensais de 15% da produção de petróleo e gás natural, a serem recuperados de uma parte da produção de petróleo e gás no bloco. Todos os membros dos consórcios (exceto PPSA) também deverão investir 1,0% de suas receitas brutas anuais da produção de petróleo bruto e gás natural, nos termos dos Contratos de Partilha de Produção, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustíveis.

Disposições Diversas:

Sob o regime de partilha de produção brasileiro, 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 quanto à cessão de direitos e obrigações por qualquer outro membro do consórcio (exceto a PPSA).

Os Contratos de Partilha de Produção serão rescindidos nas seguintes circunstâncias: (i) vencimento dos seus prazos; (ii) se o programa de trabalho mínimo não tiver sido concluído até o final da fase de exploração; (iii) se não houver nenhuma descoberta comercial até o final da fase exploratória; (iv) se os consorciados (que não a PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) se o consórcio se recusar a celebrar um contrato de unitização após a ANP fazer tal determinação (cuja rescisão pode ser total ou parcial) e (vi) qualquer outra base para rescisão descrita nos Contratos de Partilha de Produção.

Qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção ou de quaisquer regulamentos expedidos pela ANP pode resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte em questão, de acordo com a legislação aplicável e aos 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 inconseqüência, ou se for provado que o consórcio trabalhou diligentemente para sanar tal violação, o Governo Federal Brasileiro o governo poderá, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique as sanções designadas às partes relevantes.

Nós e outros membros do consórcio realizaremos nossos melhores esforços para resolver quaisquer disputas. Se não formos capazes disso, qualquer membro do consórcio poderá submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem *ad hoc*, seguindo as regras estabelecidas pela UNCITRAL, ou com o consentimento das partes interessadas, ao ICC, ou qualquer outra câmara de arbitragem bem-conceituada. Se a disputa envolver apenas órgãos da administração pública, poderá ser submetida ao serviço de conciliação da *Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal*, ou CCAF, no âmbito da AGU. No caso de uma disputa envolvendo direitos não negociáveis, as partes deverão enviar a disputa aos tribunais federais em Brasília, Brasil.

Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

Alteração no Contrato de Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa foi firmado em 2010. Sua alteração foi aprovada em 2019 pelo TCU e pelo CNPE e pelos nossos órgãos sociais.

As partes envolvidas discutiram diversos cenários sobre a revisão do contrato original, uma vez que ambas poderiam ser credoras e/ou devedoras simultaneamente. A alteração consolida tal cenário, resultando em um crédito de US\$ 9.058 bilhões em nosso favor, que foram totalmente pagos em dezembro de 2019.

Além desse crédito, as principais alterações em decorrência da alteração do Contrato de Cessão Onerosa foram (i) as cláusulas de conteúdo local, que reduziram as exigências de conteúdo local para a fase de produção (estágios 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.

Para obter mais informações sobre nossos outros contratos relevantes, consulte “Nosso Negócio” e “Análise Operacional e Financeira e Perspectivas” neste relatório anual.

Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais relacionados a questões civis, administrativas, tributárias, trabalhistas, criminais, ambientais e corporativas que surgem no curso normal dos nossos negócios. Esses processos envolvem reivindicações de quantias substanciais em dinheiro e outros recursos. Diversas disputas individuais respondem por uma parte significativa do valor total das reivindicações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis, que podemos incorrer em relação a processos pendentes.

Alguns dos nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

Investigação Lava Jato

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação dirigida a organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em diversos estados brasileiros, conhecida como operação “Lava Jato”. A investigação Lava Jato é extremamente ampla e compreende inúmeras investigações sobre diversas práticas criminais, abrangendo crimes e condutas cometidas por pessoas físicas em diferentes partes do país e em diversos setores da economia brasileira. Em 2014, a Lava Jato começou a focar parte de sua investigação em irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da Petrobras, e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolvia uma ampla gama de participantes, incluindo nosso antigo pessoal. É possível que novas informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à tona no decorrer das investigações das autoridades brasileiras em andamento, sobre corrupção.

Não somos alvo da investigação Lava Jato e somos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítimas do esquema de pagamentos indevidos. Continuaremos buscando medidas legais contra empresas e indivíduos, incluindo ex-colaboradores e políticos, que nos causaram danos financeiros e de imagem. Trabalhamos em conjunto com o Ministério Público Federal, a Polícia Federal, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. O valor total da restituição que nos foi paga desde o início de Lava Jato até 31 de dezembro de 2021 foi de US\$ 1.522 milhões (aproximadamente US\$ 235 milhões em 2021, US\$ 155 milhões em 2020, US\$ 457 milhões em 2019, US\$ 457 milhões em 2018 e US\$ 252 milhões em 2017).

Em 2021, o Supremo Tribunal Federal brasileiro começou a decidir recursos e pedidos apresentados por réus criminais no âmbito da Operação Lava Jato com o objetivo de anular as condenações penais relacionadas à investigação. Estes casos ainda estão pendentes e os seus resultados podem afetar os nossos interesses.

Para obter mais informações sobre a Lava Jato e seus impactos sobre nós, consulte a Nota 21 “Riscos - Fatores de Risco - Podemos enfrentar procedimentos adicionais relacionados com a investigação da Lava Jato” e em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Investigações Realizadas por Autoridades

EUA: SEC, DoJ e US Commodity Futures Trading Commission (“CFTC”)

Como nossos ADRs são negociados na NYSE, estamos sujeitos aos regulamentos da SEC e DoJ. Em 2014, a SEC e DoJ iniciaram investigações relacionadas aos fatos divulgados quanto à Lava Jato. Cooperamos totalmente com suas investigações.

Em setembro de 2018, celebramos acordos com a SEC e o DoJ relacionados aos nossos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras para o período de 2003 a 2012, que resolveram totalmente suas respectivas investigações. Nos termos desses acordos, pagamos US\$85,3 milhões ao DoJ, US\$ 85,3 milhões à SEC e US\$ 682,6 milhões às autoridades brasileiras.

Em nossos acordos com eles, DoJ e SEC reconheceram melhorias em nosso programa de conformidade, controles internos e procedimentos anticorrupção. A Petrobras se comprometeu continuar avaliando e melhorando esses e outros esforços.

Cumprimos as obrigações estabelecidas no acordo com o DoJ, incluindo a evolução o nosso programa de integridade e o envio de informações ao DOJ durante o período de três anos de vigência do acordo. Assim sendo, em 2021, o acordo foi concluído.

Em maio de 2019, a CFTC nos contactou com uma investigação sobre as atividades de comercialização relacionadas à Lava Jato. Reiteramos que continuaremos cooperando com as autoridades regulatórias, incluindo CFTC, em relação a qualquer investigação, reforçando nosso compromisso com a integridade e a transparência.

Brasil: Ministério Público

Em 2015, o Ministério Público do Estado de São Paulo instaurou um inquérito civil para investigar a existência de danos potenciais ocasionados por nós aos investidores listados no mercado de ações brasileiro. No entanto, o Ministério Público Federal avaliou este inquérito cível e determinou que o Ministério Público de São Paulo não tem competência legal sobre a questão, que deve ser presidida pelo Ministério Público Federal. Fornecemos todas as informações relevantes exigidas pelas autoridades.

Reivindicações dos Investidores

Holanda: Ação Coletiva nos Países Baixos

Em 23 de janeiro de 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation (“Fundação”) entrou com uma ação no tribunal distrital de Rotterdam, na Holanda, contra nós e as nossas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), PETROBRAS Global Financeiro B.V. (PGF BV), a nossa sociedade anterior PO&G Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns dos nossos antigos gestores.

A Fundação representa supostamente os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, baseando-se nos fatos apurados pela investigação da Lava Jato, os acusados agiram ilegalmente em relação aos investidores. De acordo com as declarações, a Fundação procura obter uma série de decisões declaratórias perante ao tribunal holandês.

Em 23 de agosto de 2017, realizou-se uma audiência no Tribunal Distrital de Roterdam (“Tribunal”) para estabelecer o prazo para o processo. Nós (e outros réus) apresentamos as defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou a sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada uma audiência para que as partes apresentassem alegações orais. Em 19 de setembro de 2018, o Tribunal emitiu a sua decisão provisória no processo em que aceitou a jurisdição na maioria das reivindicações da Fundação, sem qualquer avaliação sobre o mérito da causa.

Em 29 de Janeiro de 2020, o Tribunal determinou que os acionistas que entendem português e/ou que compraram ações através de intermediários ou outros agentes que entendem essa língua, entre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no nosso Estatuto, não sendo abrangidos pela ação coletiva proposta pela Fundação. O Tribunal também considerou o efeito vinculativo do acordo assinado para encerrar a ação coletiva dos Estados Unidos. Desta forma, a Fundação deverá demonstrar que representa um número suficiente de investidores para justificar a realização de uma ação coletiva nos Países Baixos. A Fundação e nós apresentamos as alegações orais na audiência realizada a 26 de janeiro de 2021.

Em 26 de maio de 2021, o Tribunal decidiu que a ação coletiva prosseguirá e que a cláusula de arbitragem dos nossos estatutos não impede o acesso dos seus acionistas aos tribunais holandeses e que a Fundação pode representar os interesses destes acionistas. Apesar do precedente, o Tribunal decidiu que os nossos investidores que iniciaram procedimentos de arbitragem, assim como os nossos investidores que iniciaram procedimentos judiciais nos quais pela decisão final no sentido de que estão vinculados pela cláusula de arbitragem, são excluídos da ação coletiva. O processo entrou na fase de mérito.

Esta ação coletiva envolve questões complexas que estão sujeitas a incertezas substanciais e dependem de uma série de fatores como a posição da Fundação enquanto suposto representante dos interesses dos investidores, as regras aplicáveis a esta reivindicação, as informações produzidas na fase probatória do processo, a análise por especialistas, o calendário das decisões judiciais e as decisões do tribunal sobre questões fundamentais, e a Fundação apenas busca obter providências declaratórias nesta ação coletiva. Neste momento, não é possível determinar se seremos considerados responsáveis pelo pagamento de indenizações em queixas individuais subsequentes após esta ação, visto que esta avaliação depende do resultado destas questões complexas. Além disso, não é possível saber quais os investidores que poderão apresentar queixas individuais subsequentes relacionadas com este assunto contra nós.

Além disso, as alegações afirmadas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma vasta gama de atividades, e, na fase atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas estas questões influenciam o montante e o calendário da resolução final destas ações. Como resultado, não podemos estimar de forma conclusiva as eventuais perdas decorrentes desta ação. Somos vítimas do esquema de corrupção descoberto pela Lava Jato e pretendemos apresentar e provar isso perante o tribunal holandês.

As incertezas inerentes a todas estas questões não nos permitem estimar devidamente uma eventual perda resultante desta ação. A indenização pelos danos alegados só será determinada por decisão judicial sobre reivindicações a serem realizadas por investidores pessoas físicas. A Fundação não pode exigir compensação por danos.

Nós negamos as alegações apresentadas pela Fundação e pretendemos nos defender com vigor.

Outras Reivindicações Relacionadas a Investidores

Arbitragem no Brasil

Também somos atualmente parte em sete processos de arbitragem instaurados por investidores brasileiros e estrangeiros, que compraram nossas ações negociadas no 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 é possível identificarmos os possíveis riscos relacionados a essa ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Dependendo do resultado dessas ações, pode nos ser obrigatório o pagamento de valores substanciais, o que pode ter efeito significativo em nossa condição financeira.

A maioria dessas arbitragens está longe de um 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. A sentença parcial indica nossa responsabilidade, mas não determina pagamento de valores, nem encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em andamento, e a sentença parcial representa apenas a posição dos três árbitros desse painel arbitral e não é extensível às demais arbitragens existentes. Em 20 de julho de 2020, ajuizamos a ação visando a anulação dessa sentença arbitral parcial, por considerar que ela contém graves vícios e impropriedades. Em 10 de novembro de 2020, um juiz de primeira instância do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro declarou nula a sentença arbitral parcial. Os recursos desta decisão estão pendentes. De acordo com as regras do CAM, a ação judicial é confidencial. Reiteramos que continuaremos a nos defender com vigor, em respeito aos nossos atuais acionistas, em todas as arbitragens das quais formos parte.

Em 2021, não houve avanços materiais que alterassem a posição descrita no parágrafo acima.

Arbitragem na Argentina

Em 2018, fomos notificados de uma arbitragem movida pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa (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 do valor de mercado de nossas ações na Argentina, em decorrência de processos relacionados à Lava Jato.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem devido ao não pagamento da taxa arbitral pela Associação. A Associação interpôs recursos que foram rejeitados pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação recorreu à Supremo Tribunal da Argentina, estando pendente uma decisão final.

Ações Criminais na Argentina

Fomos acusados dessas duas ações criminais na Argentina, conforme descrito a seguir:

- Ação penal que alega o descumprimento da nossa obrigação de divulgar como "fato relevante", no mercado argentino, a existência da ação coletiva movida pela Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa perante os Tribunais Comerciais Judiciais (Ação Judicial Comercial), nos termos das disposições da lei do mercado de capitais argentino. Vale ressaltar que nunca fomos citados na Ação Judicial Comercial. Em 4 de março de 2021, o tribunal (Sala A do Tribunal Econômico Criminal) determinou que esta ação penal fosse transferida do Tribunal Econômico Criminal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Econômico Criminal nº 2 da mesma cidade. Apresentamos defesas processuais perante a Justiça Criminal e algumas delas ainda estão pendentes.

Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada por supostamente terem sido declarados dados falsos em nossas demonstrações financeiras emitidas em 2015. Esta ação penal está sendo tramitada perante o Tribunal Penal Econômico nº 2 da cidade de Buenos Aires. Apresentamos defesas processuais perante o tribunal penal, que se encontram atualmente sob revisão pelos Tribunais Superiores Argentinos. Em 21 de outubro de 2021, o Tribunal de Apelações anulou a decisão do tribunal de primeira instância que havia reconhecido a nossa imunidade de jurisdição na Argentina com base no argumento de que o assunto deveria ser reavaliado após a produção de provas. Recorremos desta decisão perante a Corte de Cassação, estando pendente de julgamento. Naquela mesma oportunidade, o Tribunal de Apelações reconheceu que a Associação não podia atuar como representante dos consumidores financeiros, devido à perda do seu registro nos órgãos argentinos competentes.

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 - DC, iniciada em 2016 pela EIG contra nós e relacionada à compra indireta de participação acionária na Sete Brasil, uma empresa criada para construir sondas com alto conteúdo local. Nesse processo, a EIG alega que induzimos

investidores a investirem na Sete Brasil e que estávamos entre as partes responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, que ingressou com processo de recuperação judicial no Brasil.

O Tribunal Distrital rejeitou os argumentos que basearam nosso pedido de encerramento antecipado do processo, incluindo o de imunidade soberana, e decidiu que a ação poderia prosseguir para a fase de produção de provas (“*discovery*”), com a troca de informações jurídicas e fatos conhecidos do caso entre as partes. Durante os anos de 2020 e 2021, as partes participaram exaustivamente da produção de provas factuais e periciais, bem como apresentaram petições requerendo o julgamento sumário do processo.

Também fomos parte em arbitragens no Brasil, movidas por investidores da Sete Brasil, concluídas em 2020, quando obtivemos uma sentença arbitral favorável. Em 1º de abril de 2020, 29 de julho de 2020 e em 17 de dezembro de 2020, divulgamos acordos celebrados em três outras 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 a nossa Companhia e a Sete Brasil, cujos principais termos incluem: (i) manutenção dos contratos de afretamento e de operação referentes a quatro sondas de perfuração, com o encerramento dos contratos celebrados em relação às demais vinte e quatro sondas; (ii) os contratos terão vigência de dez anos, e taxa diária de US\$ 299 mil, incluindo o afretamento e operação das unidades; (iii) e nossa retirada e a retirada de nossas controladas do quadro societário das empresas do Grupo Sete Brasil e do FIP Sondas, até que não detenhamos mais qualquer participação societária em tal empresa; e (iv) o distrato de todos os demais contratos que não sejam compatíveis com os termos do acordo. Magni Partners deve nos fretar as plataformas e estas devem ser operadas pela Etesco.

Em 2020, o acordo foi assinado pela PNBV, Sete Brasil, outras empresas do grupo e nossa empresa. No entanto, a Sete Brasil nos notificou no final de janeiro de 2021 informando que determinadas condições precedentes não seriam cumpridas até o prazo final de 31 de janeiro de 2021. Em razão disso, a nossa Diretoria Executiva autorizou o início de uma nova negociação com a Sete Brasil, que ainda está em andamento.

Não mais detemos qualquer participação societária, direta ou indireta, nas empresas do Grupo Sete Brasil.

Outros Procedimentos Legais

Processos Judiciais e Procedimento Preliminar de TCU - Desinvestimentos

Há alguns processos judiciais (principalmente cíveis), em que há alegação de uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos procedimentos e, em alguns casos, o preço de compra, pela venda de participações em sociedades controladas e ativos, como direitos de exploração e produção em Campos de Petróleo e Gás. Alguns procedimentos competitivos foram suspensos em razão de liminares concedidas, as quais foram revertidas após a apresentação de nossa defesa e/ou recursos. Embora os referidos processos judiciais ainda estejam pendentes de decisão final, não há liminar que impeça qualquer Desinvestimento.

Existem ações constitucionais movidas perante o Supremo Tribunal Federal questionando a constitucionalidade do Decreto nº 9.188/2017, que estabelece regras para a alienação de ativos e afiliadas controladas por sociedades de economia mista federais, onde nos incluímos. Em razão da liminar concedida em 27 de junho de 2018 pelo Ministro do Supremo Tribunal Federal, Ricardo Lewandowski, em Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI 5624 MC/DF, que presumivelmente poderia afetar os Desinvestimentos, suspendemos algumas vendas, conforme nota de imprensa de 3 de julho de 2018. Em 6 de junho de 2019, o tribunal reuiu parcialmente a liminar na medida em que as empresas estatais estão autorizadas a vender seu controle societário em empresas afiliadas, desde que essas empresas estatais tenham recebido autorização geral para fazê-lo através da lei de constituição, e que os processos de venda sejam competitivos e executados de acordo com os princípios constitucionais aplicáveis à administração pública,

conforme Decreto Federal nº 9.188/2017. Deste modo, podemos buscar a alienação de ativos e afiliadas controladas, sem qualquer restrição. Outra ação constitucional (Ação Direta de Inconstitucionalidade 5841), com o mesmo propósito, foi ajuizada e o Supremo Tribunal Federal brasileiro indeferiu a liminar em sessão virtual, realizada em dezembro de 2020. Desde dezembro de 2021, a decisão final de ambos os procedimentos constitucionais está ainda pendente.

Além disso, há a Ação Direta de Inconstitucionalidade movida contra o Decreto Federal nº 9.355/18 (“Decreto Federal”), que visa à imediata suspensão dos seus efeitos, e à sua declaração de inconstitucionalidade por supostamente desrespeitar o disposto nos artigos 28 a 84 da Lei nº 13.303/16 e os princípios da legalidade, moralidade, impessoalidade e eficiência (Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI -5942).

Em 19 de dezembro de 2018, uma medida liminar foi concedida para suspender a eficácia do Decreto Federal e ordenar que observemos 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 sessão virtual em outubro de 2020. O tribunal declarou o pleito infundado por uma 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 procedimento administrativo TC-013.056/2016-6. Recentemente, nossa metodologia de processo de desinvestimento foi revisada e disponibilizada ao TCU por meio do procedimento administrativo TC-009.508/2019-8. A metodologia mais atualizada entrou em vigor em 12 de agosto de 2021.

Processos Trabalhistas

RMNR

Existem diversos processos judiciais relacionados a Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (“RMNR”), com o objetivo de revisar seus critérios de cálculo.

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implantada em 2007 por meio negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovação em assembleias dos empregados sendo questionada apenas três anos após sua implantação. A questão em litígio é a de incluir acordos de trabalho adicionais e condições especiais de trabalho como um complemento à RMNR.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho (“TST”) decidiu contra nós e interpusemos um recurso contra sua decisão. O Supremo Tribunal Federal (“STF”) suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo TST e determinou a suspensão nacional dos processos em andamento relacionados à RMNR.

Em 2021, o Ministro Relator do STF reconheceu a validade do acordo de negociação coletiva livremente celebrado entre nós e os sindicatos, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho, tendo sido interposto recurso contra essa decisão.

Atualmente, o julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos *amici curiae* em face da referida decisão do Ministro Relator está em andamento na Primeira Turma do STF, que é composta por cinco Ministros. Até 25 de março de 2022, três Ministros votaram a favor da companhia, um Ministro se declarou suspeito e uma Ministra pediu vistas. O julgamento foi suspenso.

Taxa aplicável

Em virtude de diversos juízes considerarem inconstitucional a aplicação da taxa prevista em lei (“Taxa Referencial”), a questão foi encaminhada ao STF. Em dezembro de 2020, o STF decidiu que, no contencioso trabalhista, a do IPCA-E deveria ser aplicada até a data de distribuição início do processo, e a SELIC a partir

da data de distribuição do processo. O efeito nas nossas maiores disposições, incluindo as disposições RMNR, já está incluído nos nossos resultados.

Unificação dos Campos

Iniciamos quatro arbitragens sob a administração do ICC, questionando 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 encerrada por meio de acordo celebrado entre as partes.

No caso da arbitragem de Tartaruga Mestiça e de Tartaruga Verde, a Justiça Federal do Rio de Janeiro confirmou o Princípio da Competência-Competência, de acordo com o qual cabe ao tribunal arbitral decidir sobre sua própria competência para analisar o caso. Assim, esta arbitragem foi retomada e as partes estão à espera da sentença arbitral.

Em relação à arbitragem de Baúna e Piracaba, uma liminar judicial a mantém suspensa. A Justiça Federal do Rio de Janeiro decidirá um recurso de apelação por nós interposto com o objetivo de retomar a arbitragem.

Além disso, o Consórcio BM-S-11, formado com a Shell e a Petrogal, no qual somos a Operadora, contestou a decisão da ANP de unificar os campos de Tupi e Cernambi. A arbitragem permanece suspensa por liminar judicial. Atualmente, o Superior Tribunal de Justiça brasileiro decidiu anular a sentença proferida pela Justiça Federal do Rio de Janeiro, para determinar um novo julgamento. Portanto, a Justiça Federal decidirá mais uma vez qual tribunal (o tribunal estatal ou o tribunal arbitral) deverá decidir sobre o mérito da causa.

Petros

Desde 2013, ações judiciais classificadas como “Petros Coletivas” foram propostas por sindicatos e associações relacionadas com a Fundação Petrobrás de Seguridade Social (Petros), nas quais se requer o pagamento de aporte por parte da Petrobras diretamente ao plano de previdência, suspensão do plano de equacionamento, pagamento de majoração de benefícios aos participantes e assistidos, pagamento de todas as insuficiências atuariais e financeiras do plano e de valor econômico estimado para a parcela de responsabilidade dos participantes no equacionamento dos déficits acumulados da entidade, com base em alegação de fraude e má gestão da Petros.

Também há ações ajuizadas pela Petros contra nós, pleiteando o pagamento de contribuições relativas a empregados reintegrados, pagamento de contribuições patronais decorrentes das majorações de benefícios concedidas judicialmente e pagamento de valores para recomposição da reserva matemática. Ajuizamos uma ação judicial contra a Petros para obter o reembolso dos valores pagos por nós como consequência de decisões judiciais segundo as quais a Petrobras e a Petros teriam responsabilidade solidária.

Distribuidores de Gás Natural

Recentemente, algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas ajuizaram ações em face da Petrobras. Nessas ações judiciais há pedido de prorrogação dos prazos dos contratos de fornecimento de gás natural que venceriam em dezembro de 2021. Como os preços do gás natural apresentaram grande alta desde meados de 2021, ofertamos às distribuidoras de gás natural propostas de novos contratos com preços alinhados com a conjuntura atual do mercado do gás natural. No entanto, algumas distribuidoras de gás natural e/ou entidades públicas pretendem afastar os novos preços, alegando que abusamos do nosso poder econômico. Nesses processos, os Juízes concederam liminares para manter os preços dos contratos antigos. Recorremos dessas decisões aos tribunais brasileiros, e os recursos estão pendentes de julgamento. Em paralelo, dado que as partes elegeram nos contratos que a arbitragem seria o meio de solução de controvérsias, propusemos arbitragens, as quais são todas confidenciais.

Contrato de Perfuração com a Vantage

Além disso, éramos parte em uma arbitragem contra a Vantage Deepwater Company e a Vantage Deepwater Drilling, Inc. (coletivamente, "Vantage"), administrada pelo International Centre for Dispute Resolution (Centro Internacional para Resolução de Disputas) e relacionada a um contrato de perfuração que celebramos com a Vantage. Em julho de 2018, um tribunal de três membros concluiu por maioria, com um voto divergente, que a Vantage teria direito de receber US\$622,02 milhões, mais juros de 15,2% ao ano, compostos mensalmente, como compensação pela rescisão antecipada do referido contrato e faturas relacionadas à perfuração de um poço no Golfo do México. Após um pedido de anulação da sentença arbitral sem êxito, em 2019, pagamos o montante da condenação à Vantage, reservando ao mesmo tempo o nosso direito de recurso. Em 2020, o Tribunal de Recursos confirmou a decisão em favor da Vantage. Em janeiro de 2021, protocolamos uma petição *writ of certiorari* perante a Suprema Corte dos Estados Unidos, que foi negada.

Ambiental

Desde 2000, somos parte em outra ação civil pública relacionada ao gasoduto OSPAR, relacionada à obrigação de indenizar os danos ambientais e supostos danos morais resultantes do acidente ambiental ocorrido no estado do Paraná, em 16 de julho de 2000. Em setembro de 2019, fomos sentenciados na mencionada ação civil que resultou na assinatura de um acordo ("acordo judicial") em outubro de 2021, no montante de US\$ 253 milhões (a ser pago em quatro prestações trimestrais a partir de outubro de 2021), para encerrar a ação acima mencionada. O acordo foi assinado com o Ministério Público Federal, o Ministério Público do Paraná, o Estado do Paraná, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), o órgão ambiental do Estado do Paraná (Instituto Água e Terra - IAT) e o Município de Araucária. Os procedimentos judiciais prosseguem exclusivamente para debater os honorários dos advogados.

Para obter mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, consulte a Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Processos Fiscais

Atualmente, somos parte em processos judiciais relacionados a ações fiscais. Para obter mais informações sobre nossos processos fiscais relevantes, consulte a Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Tributário

Estratégia Tributária e Efeito dos Impostos sobre Nossa Renda

Nossa estratégia tributária delinea o cumprimento da legislação tributária do Brasil e de outros países, onde atuamos como uma empresa que influencia o ambiente econômico e social do qual fazemos parte. Também buscamos engajar as autoridades fiscais de forma ética e transparente. Considerando que somos os maiores contribuintes do Brasil, nosso compromisso com as autoridades fiscais pode resultar em diversos efeitos sobre a arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, bem como sobre os impostos sobre a produção, de acordo com a ANP.

Estamos sujeitos ao imposto de renda à alíquota societária brasileira de 34%, composta por uma alíquota de 25% do imposto de renda e uma contribuição social à alíquota de 9%. Desde 2015, reconhecemos os resultados contábeis das nossas subsidiárias estrangeiras para fins de imposto de renda brasileiro com base nas tarifas societárias brasileiras estabelecidas pela Lei nº. 12.973/2014.

Seguimos as regras de transferência de preços nas transações que envolvem partes relacionadas nos países em que realizamos as nossas atividades.

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 (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou "ICMS"), temos obrigatoriedade de pagar três encargos principais sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil, no âmbito da ANP: (i) royalties, (ii) participação especial e (iii) bônus de retenção. Consulte "Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás" e "Riscos - Fatores de Risco - Propriedade do Governo e Riscos do País" neste relatório anual. Esses encargos impostos pelo Governo Federal Brasileiro estão incluídos no nosso custo de vendas.

Para mais informações sobre impostos divulgadas em nosso Relatório Fiscal 2021, visite nosso site em www.petrobras.com.br/ri. As informações disponíveis em nosso site não são e não devem ser consideradas incorporadas por referência a este relatório anual.

Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás

- De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção com a ANP, temos obrigatoriedade de pagar ao governo o que segue:
- Bônus de assinatura pagos na assinatura do contrato de concessão, que são baseados no valor da licitação vencedora, observados os bônus de assinatura mínimos publicados nas respectivas normas de licitação (*edital de licitação*);
- Bônus de retenção anual para a ocupação ou retenção de áreas disponíveis para exploração e produção, a uma taxa estabelecida pela ANP nos editais de licitação pertinentes, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- Encargos de participação especial a uma alíquota que varia de zero a 40% da receita líquida proveniente da produção de campos que alcancem altos volumes de produção ou rentabilidade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação aplicável. A receita líquida é a receita bruta, com base nos preços de referência para petróleo bruto ou gás natural, estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e atos regulamentares da ANP, menos royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2021, pagamos a este governo para assumir 13 dos

nossos campos, nomeadamente Barracuda, Jubarte, Leste do Urucu, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá, Tartaruga Verde, Manati, Albacora Leste e Tupi.

- Royalties a serem estabelecidos nos contratos de concessão à alíquota, que varia entre 5% e 10% da receita bruta de produção, com base nos preços de referência do petróleo bruto ou gás natural estabelecidos em seus atos normativos. Ao estabelecer as taxas de royalties nos contratos de concessão, 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 está atualmente paga à taxa máxima de royalties.

A Lei nº 9.478/1997 também exige que as concessionárias de campos terrestres paguem ao proprietário do terreno uma taxa de participação que varia entre 0,5% e 1,0% das receitas de vendas derivadas da produção do campo.

Modelo de Tributação para a 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 denominados Repetro-Sped, que expirará em dezembro de 2040.

Este regime prevê a continuidade da desoneração tributária total sobre bens importados, com permanência temporária no Brasil, conforme previamente estabelecido pelo antigo Repetro (regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados à exploração e produção de reservas de petróleo e gás natural), e acrescenta essa franquia aos bens mantidos permanentemente no Brasil. Esse benefício possibilitou a migração de todos os bens adquiridos do antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Em 2018, começamos a transferir a propriedade de ativos de petróleo e gás, sob esse regime, de nossas subsidiárias estrangeiras para nossa controladora e 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 de suprimentos de óleo e gás estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e da Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, por decisão do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), concordaram em conceder incentivos fiscais relacionados ao ICMS sobre as transações previstas nestes regimes, na medida em que cada estado promulgar sua regulamentação específica, prevendo a redução de impostos sobre a indústria de petróleo e gás.

Tributação Relacionada às ADSs e Nossas Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes sobre o imposto de renda federal brasileiro e americano, que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um titular. Este resumo não descreve quaisquer consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, localidade ou jurisdição tributária que não o Brasil e os Estados Unidos.

Este resumo é baseado 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 no 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 em particular, incluindo considerações fiscais que surjam de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores, ou regras que os investidores geralmente devem conhecer. Os compradores em potencial de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Não há tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Considerações Tributárias Brasileiras

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais relevantes no Brasil da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um titular que não seja considerado domiciliado no Brasil, para fins de tributação brasileira, também chamado um titular não brasileiro.

De acordo com a legislação brasileira, os investidores (titulares não brasileiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução CMN nº 4.373, ou de acordo com 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 participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, desde que determinados requisitos sejam atendidos. 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 regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear ao menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados ao seu investimento estrangeiro (como o registro e manutenção de registros atualizados de todas as transações com o 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 isentar os investidores individuais não residentes da obrigação de obter o registro na CVM.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros nos termos da Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários está restrita às transações realizadas nas bolsas de valores ou mercados de balcão organizados, autorizados pela CVM.

Tributação de Dividendos

De um modo geral, os dividendos pagos por nós, incluindo dividendos de ações e outros dividendos pagos em bens ao Depositário, com relação às ADSs, ou a um titular não brasileiro quanto às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte no Brasil, na medida em que tais valores estejam relacionados aos lucros gerados após 1º de janeiro de 1996.

Devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo titulares não brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos a pagar a eles, atualizados pela taxa SELIC, a partir do final de cada ano fiscal, até a data do pagamento efetivo desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados receita de rendimento fixo e estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte a taxas variáveis, dependendo da duração do período de incidência de juros. A alíquota do imposto para pagamentos realizados a beneficiários residentes ou domiciliados no Brasil varia de 15%, no caso de juros acumulados por um período superior a 720 dias, 17,5% no caso de juros acumulados por um período entre 361 e 720 dias, 20% no caso dos juros corridos por um período entre 181 e 360 dias, e 22,5%, no caso dos juros corridos por um período até 180 dias. No entanto, quando o beneficiário é um titular não brasileiro, de acordo com o Resolução da CVM N° 4.373, a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável sobre os juros é de 15%, exceto no caso do beneficiário ser residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não impõe imposto de renda ou o impõe, no máximo, alíquota de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permita o acesso a informações relacionadas à composição acionária de pessoas jurídicas, à titularidade ou à identidade do beneficiário efetivo dos rendimentos atribuídos aos acionistas (a “Regra da Não Transparência”), quando a alíquota do imposto de renda retido na fonte aplicável for de 25%. Consulte “Impostos - Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual.

Tributação Sobre Juros sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre o capital 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, à alíquota de 15% no momento em que registramos tal obrigação, seja ou não realizado o efetivo o pagamento naquele momento. Consulte “Informação aos Acionistas - Dividendos - Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” neste relatório anual. No caso de residentes não brasileiros que residam em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras, as jurisdições às quais se aplica a regra de não transparência), a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “Impostos - Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” neste relatório anual. O pagamento de juros com relação à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC, aplicável ao pagamento de dividendos, aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre o capital próprio. A determinação sobre realizarmos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital ou na forma de dividendos é feita pelo nosso Conselho de Administração, no momento em que as distribuições forem realizadas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração realizará essas determinações em relação às distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de titulares não brasileiros devem ser considerados: (i) titulares não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, tenham sido registradas no Banco Central do Brasil e na CVM de acordo com a Resolução CMN n° 4.373; e (ii) qualquer outro titular não brasileiro, incluindo titulares não brasileiros que investem no Brasil em desacordo à Resolução CMN n° 4.373 (incluindo registro nos termos da Lei n° 4.131/1962), e que são residentes ou domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero. Consulte “Impostos - Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero” 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 titulares não brasileiros, sejam ou não para outros não residentes, e sejam eles realizados fora ou dentro do Brasil, podem estar sujeitos à tributação no Brasil. Com relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, por serem ativos localizados no Brasil, o titular não brasileiro pode estar sujeito ao imposto de renda sobre quaisquer ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente das transações serem conduzidas no Brasil ou com um residente brasileiro. Pode-se afirmar que as ADSs não se enquadram na definição de ativos localizados no Brasil para os fins desta lei, mas ainda não há pronunciamento 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 sustentar o contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs pode 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, e está sujeito à tributação, conforme descrito abaixo. Há fundamentos para sustentar que tal tributação não é aplicável quanto a titulares não brasileiros, registrados de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373, e não residentes ou domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada originadora de um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que, ao receber as ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o titular não brasileiro cumpra o procedimento de registro com o Banco Central do Brasil, conforme descrito abaixo em "Capital Registrado".

Os ganhos de capital realizados por um titular não brasileiro em uma venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias, realizada em uma bolsa de valores brasileira (o que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado), são:

- isentos 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 Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula;
- sujeitos 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 jurisdição à qual se aplique a regra de não transparência. Nesse caso, incide imposto de renda na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, podendo ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, incluindo um caso de ganhos de capital realizados por um 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 ultrapassam 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. Nesses casos, incide imposto de renda na fonte à alíquota de 0,005% sobre o valor da venda, que pode ser compensado com eventual imposto de renda devido sobre ganho de capital.

Quaisquer ganhos de capital realizados em uma alienação de ações preferenciais, ou ordinárias ocorridos fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda acima das alíquotas no caso de ganhos realizados por um titular não brasileiro que seja domiciliado ou residente em um imposto baixo ou Nulo Jurisdição ou Jurisdição, à qual se aplica a Regra de Não Transparência. Neste último caso, para os ganhos de capital relacionados às transações realizadas no mercado de balcão brasileiro não organizado com intermediação, o imposto de renda retido na fonte de 0,005% também se aplicará e pode ser compensado com o eventual imposto de renda devido no ganho de capital.

No caso de um resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, ou uma redução de capital realizada por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo titular não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatados ou reduzidos é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizada no mercado de bolsa de valores brasileiro e, portanto, está geralmente sujeito às taxas acima. Consulte "Impostos - Tributação de Dividendos - Esclarecimentos sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Zero" neste relatório anual.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados 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 de titulares não brasileiros de ADSs e de alguns titulares não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias, nos termos da Resolução CMN nº 4.373, continuará a ser aplicado no futuro.

Regras Recentes Adicionais sobre 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 aos ganhos de capital oriundos 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, conforme segue: (i) 15% sobre ganhos não superiores a R\$5 milhões; (ii) 17,5% sobre ganhos superiores a R\$5 milhões e não superiores a R\$10 milhões; (iii) 20% sobre ganhos superiores a R\$10 milhões e não superiores a R\$30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$30 milhões. De acordo com a Seção 18 da Lei nº 9.249/95, o tratamento tributário aplicável aos ganhos de capital auferidos por pessoas físicas brasileiras também se aplica aos ganhos de capital auferidos por residentes não brasileiros (exceto nos casos que permanecem sujeitos à aplicação de regras específicas).

Esclarecimentos sobre Titulares não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdição de Tributação Baixa ou Nula

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, exceto em circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição de Taxação Baixa ou Zero estará sujeita ao imposto de renda retido na fonte, à alíquota de 25%. Uma jurisdição de imposto baixo ou zero é geralmente considerada como um país ou outra jurisdição que não impõe nenhum imposto de renda, ou que impõe esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 17%. Sob determinadas circunstâncias, a regra de não transparência também é considerada para determinar se um país ou outra jurisdição é uma jurisdição com imposto baixo ou zero. 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 receita ou à tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a entidades não residentes ou indivíduos (a) sem a necessidade de desenvolver uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição ou (b) condicionada ao não exercício de uma atividade econômica significativa no país ou outra jurisdição; (iii) não tributa ou tributa a renda de fonte estrangeira a uma alíquota máxima inferior a 17%; ou (iv) não fornece acesso a informações relacionadas 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" se aplicará exclusivamente para fins das regras de preços de transferência em transações de exportação e importação, dedutibilidade para imposto de renda corporativo brasileiro e regras de capitalização reduzida e, portanto, geralmente não teriam impacto sobre a tributação de um

titular não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido neste documento. No entanto, não podemos determinar se o conceito de regime fiscal privilegiado também se aplicará no contexto das regras aplicáveis às Jurisdições de Tributação Baixa ou Zero, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com nossa posição, tendo em vista as disposições da Retenção na Fonte Manual do Imposto de Renda (MAFON - 2020), emitido pela Receita Federal do Brasil.

Tributação de Operações de Câmbio (IOF/Câmbio)

A legislação brasileira impõe o IOF/Câmbio na conversão de *reais* em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em *reais*. Atualmente, para a maioria das transações de câmbio de moeda estrangeira, a alíquota do IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações cambiais relacionadas a entradas de fundos no Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros estão, geralmente, sujeitas ao IOF/Câmbio a uma taxa de zero por cento. As transações cambiais relacionadas a saídas de recursos do Brasil em conexão com investimentos realizados por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Imposto de Câmbio, à alíquota de zero por cento. Essa alíquota de zero por cento se aplica aos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital, recebidos por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos realizados por um titular não brasileiro, conforme previsto na Resolução CMN nº 4.373. Autoridades fiscais brasileiras pode aumentar tais taxas a qualquer momento, até 25% do valor da transação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Transações com Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A legislação tributária brasileira impõe IOF/Títulos em transações envolvendo títulos de dívidas, títulos e outros valores imobiliários, incluindo os realizadas em uma bolsa de valores brasileira. Atualmente, a taxa de IOF/Títulos aplicável às operações que envolvam ações preferenciais ou ordinárias é zero. No entanto, as autoridades fiscais brasileiras podem aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, mas aumento de imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre transferência de ações negociadas na Bolsa de Valores Brasileira cuja finalidade específica é respaldar a emissão de certificados de depósito negociados no estrangeiro, foi reduzido de 1,5% para zero desde 24 de dezembro de 2013.

Outros Impostos Brasileiros

Não há impostos brasileiros de herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um titular não brasileiro, exceto impostos de doação e herança que são cobrados por determinados estados do Brasil sobre doações realizadas ou heranças concedidas por um titular não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas, residentes ou domiciliadas nos estados do Brasil. Não há impostos brasileiros de selo, emissão, registro ou impostos ou taxas similares devidos por titulares de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detidas por um titular não brasileiro que obtiver registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário que representar tal 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 do mercado comercial, adquirida com o produto das distribuições e

valores realizados com relação à alienação 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 depositada com o depositário, será igual ao seu preço de compra (em dólares americanos). O capital registrado para uma ação preferencial ou ordinária, que é retirada mediante a entrega de uma ADS, será o equivalente em dólares americanos:

- ao preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira, em que o maior volume de tais ações foi negociado no dia da retirada; ou
- se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido negociada naquele dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido negociado nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares dos EUA do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas de mercado comercial de dólar dos EUA/real, cotadas pelo sistema de informações do Banco Central do Brasil em tal data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado de acordo com a segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias cotadas verificadas nos mesmos 15 pregões anteriores, conforme descrito acima).

Um titular não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias pode estar sujeito a atrasos na efetivação de tal registro, o que por sua vez pode atrasar as remessas para o exterior. Tal demora poderá afetar negativamente o valor, em dólares norte-americanos, recebidos pelo detentor não brasileiro. Consulte "Riscos - Fatores de Risco - Riscos de Ações e Títulos de Dívida" neste relatório anual.

Considerações sobre o Imposto de Renda Federal dos EUA

Este resumo descreve as consequências materiais do imposto de renda federal dos EUA, que podem ser relevantes para um Titular dos EUA (conforme definido abaixo), da propriedade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo é baseado no *U.S. Internal Revenue Code* de 1986, conforme alterado ("o Código"), sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos Estados Unidos promulgados abaixo, decisões publicadas pelo *U.S. Internal Revenue Service* (IRS) e decisões judiciais, todos em vigor na data deste documento, e todos os quais estão sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que possam ser relevantes para a decisão de deter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs. Este resumo se aplica apenas aos compradores de ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs que detêm as ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como "ativos de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento), e não se aplica a classes especiais de titulares, como negociantes ou comerciantes em títulos ou moedas, titulares cuja moeda funcional não seja o dólar dos Estados Unidos, titulares de 10% ou mais de nossas ações, medidos pelo poder de voto ou valor (considerando as ações detidas diretamente ou por meio de acordos de depósito), organizações isentas de impostos, sociedades ou seus parceiros, instituições financeiras, seguradoras de vida, titulares responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, corretores de valores mobiliários que optam por contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs em uma base de marcação a mercado, pessoas que celebram um contrato construtivo transação de venda com relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, pessoas titulares de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de *hedge* ou como parte de um *straddle* ou transação 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 heranças e doações dos EUA ou o imposto *Medicare* sobre rendimentos líquidos de investimento.

CADA TITULAR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO ACESSOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS ESTADOS UNIDOS AQUI DESCRITAS, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES OU ADSs.

Ações das nossas ações preferenciais serão tratadas como patrimônio para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Em geral, o titular de uma ADS será tratado como o titular das ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, e nenhum ganho ou perda será reconhecido ao trocar ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais representadas por essa ADS.

Nesta discussão, as referências às ADSs referem-se às ADSs com relação às ações ordinárias e preferenciais, e referências a um "Titular dos EUA" são para um titular de uma ação ordinária ou preferencial ou ADS que seja:

- pessoa física que seja cidadã ou residente nos Estados Unidos;
- uma empresa organizada de acordo com as leis dos Estados Unidos, de qualquer estado dele ou do Distrito de Columbia; ou
- de outra forma, sujeito ao imposto de renda federal dos EUA em uma base líquida com relação à ação ou ADS.

Tributação das Distribuições

Um titular norte-americano reconhecerá a receita de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal dos EUA em um montante igual ao montante de qualquer dinheiro, e o valor de qualquer propriedade que distribuirmos como dividendo, na medida em que tal distribuição seja paga com nossos ganhos atuais ou acumulados e lucros, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, quando tal distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo titular norte-americano, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre o capital e o valor do imposto brasileiro retido sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio para converter reais em dólares americanos, em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou por um titular norte-americano, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso de ADSs, ou o titular norte-americano, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares americanos na data em que os receber, é possível que o detentor norte-americano reconhecerá perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário de fonte norte-americana, quando os reais forem convertidos em dólares americanos. Os dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida às empresas, de acordo com o Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e de *hedge*, o valor em dólares dos EUA dos dividendos recebidos por um titular norte-americano não corporativo quanto às ADSs, geralmente estará sujeito a tributação a taxas preferenciais se os dividendos forem "dividendos qualificados". 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 tivermos sido, no ano anterior em que o dividendo foi pago, e não seja, no ano em que o dividendo for pago, uma "empresa de investimento estrangeiro passivo", conforme definido para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos (uma PFIC). As ADSs estão listadas na NYSE e se qualificarão como prontamente negociáveis em um mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos, desde que sejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados relevantes de mercado e 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 2021 ou 2020. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nossas expectativas atuais sobre o valor e a natureza dos nossos ativos, as fontes e a natureza de nossa receita e dados relevantes do mercado e dos acionistas, não prevemos nos tornar uma PFIC no nosso ano fiscal de 2022. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as próprias ações não estão listadas em uma bolsa dos Estados Unidos. Os titulares norte-americanos de nossas ADSs devem consultar seus próprios assessores tributários sobre a disponibilidade da alíquota reduzida de imposto sobre dividendos, à luz de suas circunstâncias particulares.

Distribuições de ganhos e lucros com relação às ações ou ADSs geralmente serão tratadas como receita de dividendos de fontes fora dos Estados Unidos, e geralmente serão tratadas como “receita de categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro dos EUA. Sujeito a determinadas limitações, o imposto de renda brasileiro retido na fonte em relação a qualquer distribuição quanto às ações ou ADSs pode ser reivindicado como um crédito contra o passivo de imposto de renda federal dos EUA de um titular norte-americano, ou, à escolha do titular norte-americano, tal retenção na fonte brasileira, o imposto pode ser considerado uma dedução da receita tributável (desde que o titular norte-americano opte por deduzir, em vez de creditar, todos os impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no ano fiscal relevante). Um crédito de imposto estrangeiro dos EUA pode não ser permitido para o imposto retido na fonte brasileiro, cobrado quanto a determinadas posições de curto prazo ou com *hedge* em títulos ou em relação a acordos em que o lucro econômico esperado de um titular norte-americano seja insubstancial. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade de crédito fiscal estrangeiro dos EUA, incluindo a conversão de *reais* para *dólares* norte-americanos para esses fins, à luz de suas circunstâncias particulares.

Titulares de ADSs que são empresas estrangeiras ou indivíduos estrangeiros não residentes (titulares não americanos) geralmente não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo imposto de renda retido na fonte, sobre as distribuições com relação a ações ou ADSs que são tratadas como receita de dividendos para a receita federal dos EUA para fins fiscais, a menos que tais dividendos estejam efetivamente relacionados com a 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 titular norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital de fonte norte-americana para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual à diferença entre o valor realizado na alienação e a base fiscal do titular norte-americano em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será um ganho ou perda de capital de longo prazo se as ações ou ADSs forem detidas por mais de um ano. Os titulares não corporativos de ações ou ADSs dos EUA podem possuir direito a uma taxa preferencial de imposto de renda federal dos EUA quanto a ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeito a determinadas limitações. Para fins de imposto de renda federal dos EUA, tal disposição não resultaria em receita de fonte estrangeira para um titular norte-americano. Como resultado, um titular norte-americano pode não ser capaz de usar o crédito fiscal estrangeiro associado a qualquer imposto de renda brasileiro cobrado sobre tais ganhos, a menos que tal titular possa usar o crédito contra o imposto norte-americano, devido sobre outra receita de fonte estrangeira. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade de crédito de imposto estrangeiro dos EUA.

Relatório de Informações e Retenção na Fonte

O pagamento de dividendos e a receita da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um titular norte-americano nos Estados Unidos (ou por meio de determinados

intermediários financeiros relacionados aos Estados Unidos) geralmente estarão sujeitos a relatórios de informações, e podem estar sujeito a "retenção na fonte", a menos que o titular 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 não ocorreu nenhuma perda de isenção de retenção na fonte e, caso contrário, está em conformidade com os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção na fonte, coletada de um pagamento a um titular norte-americano, será permitido como crédito contra a obrigação de imposto de renda federal dos EUA do titular norte-americano, e poderá dar direito ao titular norte-americano a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios assessores tributários sobre quaisquer requisitos de relatórios adicionais que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação de nossas ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um titular não americano geralmente estará isento desses requisitos de relatório de informações e retenção na fonte, mas pode ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de certificação e identificação, para estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Determinados titulares norte-americanos que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano fiscal, ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal, geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com suas declarações de imposto, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não americana, bem como títulos emitidos por um emissor não americano (que incluiria nossas ações ordinárias e preferenciais e ADSs), que não permaneçam em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais altos se aplicam a determinados indivíduos que vivem no exterior e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de relatório a determinadas entidades, que são tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros, especificados com base em determinados critérios objetivos. Os titulares norte-americanos que deixarem de relatar as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o estatuto de limitações para a liquidação do imposto seria suspenso, total ou parcialmente. Os investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores tributários a respeito da aplicação dessas regras a seus investimentos, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.

Tributação Relacionada a Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações relevantes sobre imposto de renda federal brasileiro, holandês, 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 os Países Baixos, Brasil e Estados Unidos.

Este resumo é baseado nas leis tributárias dos Países Baixos, Brasil e 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 tributárias que podem ser relevantes para qualquer investidor em particular, incluindo considerações tributárias que surjam de regras geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores, ou que geralmente se presume que os

investidores conheçam. Os compradores em potencial de notas devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais da aquisição, propriedade e alienação das notas.

Não existe um tratado tributário para evitar a dupla tributação entre Brasil e Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, entretanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os titulares de notas nos EUA.

Tributação Holandesa

A seguir, consta um resumo geral de determinadas consequências fiscais holandesas relevantes para os titulares das notas em conexão com a aquisição, propriedade e alienação de notas em uma empresa holandesa. Este resumo não pretende descrever todas as possíveis consequências fiscais holandesas que podem ser relevantes para um titular ou potencial titular de notas, e não pretende lidar com as consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, alguns dos quais podem estar sujeitos às regras. Dada a sua natureza geral, este resumo geral deve ser tratado com a devida cautela.

Este resumo é baseado nas leis tributárias dos Países Baixos, regulamentos publicados e jurisprudência oficial publicada, todos em vigor na data deste documento, e todos os quais estão sujeitos a alterações ou a interpretações diferentes, possivelmente com efeito retroativo. Quando o texto se refere aos Países Baixos, 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 proprietário de uma ou mais notas que, além do título de tais notas, tenha interesse econômico em tais notas;
- uma pessoa ou entidade que detenha a totalidade do interesse econômico em uma ou mais notas;
- uma pessoa que ou entidade que detenha participação em uma entidade, como uma parceria ou um fundo mútuo, que seja transparente para fins fiscais holandeses, cujos ativos compreendem uma ou mais notas; e
- um indivíduo ou entidade que não tenha o título legal das notas, mas a quem as notas são atribuídas com base nesse indivíduo ou entidade detentor do interesse benéfico nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições legais de acordo, em que as notas são atribuídas a um indivíduo que seja, ou que tenha herdado direta ou indiretamente as notas de uma pessoa que tenha sido o instituidor, concedente ou originador semelhante de um fideicomisso, fundação ou entidade semelhante que detenha as notas.

A discussão abaixo está incluída apenas para fins de informação geral e não é um conselho fiscal holandês ou uma descrição completa de todas as consequências fiscais holandesas relacionadas à aquisição, detenção e alienação de notas. Os titulares ou potenciais titulares de notas devem consultar seus próprios consultores tributários quanto às consequências fiscais holandesas da compra, incluindo, sem limitação, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outra disposição de notas ou cupons, à cerca de suas circunstâncias particulares.

Imposto Retido na Fonte

Todos os pagamentos de juros e valor principal feitos pela PGF, de acordo com as notas aos titulares de notas podem ser isentos de retenção ou dedução devida ou a favor de quaisquer impostos, de qualquer

natureza impostos, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária A autoridade tributária respectiva ou que, exceto no caso de retenção de imposto holandês à taxa de 25,8% (taxa para 2022), pode aplicar relativamente a pagamentos de juros e de capital realizados ou considerados realizados por ou em nome da PGF, se tais pagamentos forem realizados ou considerados como tendo sido efetuados a uma entidade relacionada com a PGF (nos termos da Lei de Retenção de Imposto Holandês 2021, *Wet Bronbelasting 2021* ver abaixo), caso tal entidade relacionada:

- for considerado residente (*gevestigd*) em uma jurisdição que está listada no Regulamento Holandês atualizado anualmente sobre estados de baixa tributação e jurisdições não cooperativas para fins fiscais (*Regeling laagbelastende staten en niet-coöperatieve rechtsgebieden voor belastingdoeleinden*) (uma "Jurisdição Listada"); ou
- possuir estabelecimento permanente localizado em uma jurisdição listada ao qual o pagamento de juros é atribuível; ou
- tiver direito ao pagamento de juros para o fim principal ou um dos objetivos principais para evitar a tributação de outra pessoa ou entidade e existe um acordo ou transação fictícia ou uma série de acordos ou transações fictícias; ou
- não é considerado como o destinatário do interesse na sua jurisdição da residência porque tal jurisdição regula outra entidade como o destinatário do interesse (um desajuste híbrido); ou
- não é residente em nenhuma jurisdição (também um desajuste híbrido); ou
- for um híbrido reverso (nos termos do artigo 2(12) da Lei do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas dos Países Baixos; *Wet op de vennootschapsbelasting 1969*), se e na medida em que (x) houver um participante no híbrido reverso detentor de um Interesse Qualificável no híbrido reverso, (y) a jurisdição de residência do participante detentor do Interesse Qualificável no híbrido reverso considerar o híbrido reverso transparente para efeitos fiscais e (z) esse participante for sujeito a retenção na fonte holandesa relativamente aos pagamentos de juros sem a interposição do híbrido reverso,
- tudo dentro do significado da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021.

Entidade relacionada

Para efeitos da Lei Holandesa de Retenção na Fonte de 2021, uma entidade é considerada uma entidade relacionada à PGF se:

- tal entidade possuir Participação Qualificada (conforme definido abaixo) na PGF; ou
- a PGF possuir Participação Qualificada nessa entidade; ou
- um terceiro possuir Participação Qualificada, tanto na PGF quanto em tal entidade.

O termo "Participação Qualificada" significa uma participação detida direta ou indiretamente - seja por uma entidade individualmente ou conjuntamente, caso a entidade for parte de um grupo colaborador (*samenwerkende groep*) - que habilita essa entidade ou esse grupo colaborador a exercer uma influência definitiva sobre as decisões da entidade e permite ao titular de tal interesse determinar suas atividades (na aceção da jurisprudência do Tribunal de Justiça Europeu sobre o direito de liberdade de estabelecimento (*vrijheid van vestiging*)).

Impostos sobre Renda e Ganhos de Capital

Observe que o resumo nesta seção não descreve as considerações fiscais holandesas para:

- titulares de notas se tais titulares, e no caso de um indivíduo, seu parceiro ou alguns de seus parentes sanguíneos ou casamento em linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem interesse substancial (*aanmerkelijk belang*) ou considerado interesse substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF, de acordo com a Lei do Imposto de Renda Holandesa de 2001 (*Wet inkomstenbelasting 2001*). De modo geral, um titular de notas terá interesse substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de um indivíduo, sozinho ou conjuntamente a determinados parentes) (i) a propriedade de, o direito de adquirir a propriedade de, ou determinados direitos sobre, ações representativas de 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 de, ou determinados direitos sobre, certificados de participação nos lucros (*winstbewijzen*) que se referem a 5% ou mais do lucro anual ou do produto da liquidação da PGF. Um interesse considerado substancial pode surgir caso um interesse substancial (ou parte dele) tenha sido alienado, ou seja, considerado alienado, em uma base de não reconhecimento;
- fundos de pensão, instituições de investimento (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de investimento isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Corporativa Holandesa de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*)) e outras entidades que são, no todo ou em parte, não sujeito ou isento de imposto de renda corporativo holandês; e
- titulares de notas que são indivíduos e para quem as notas ou qualquer benefício derivado das notas sejam uma remuneração ou considerada uma remuneração por atividades realizadas por tais titulares ou determinados indivíduos relacionados a esses titulares (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Holandesa de 2001).

Um titular de notas não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre a 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 considerada, resgate ou troca das notas, desde que:

- tal titular não seja residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- tal titular não possua, e não seja considerado como possuidor, de uma empresa ou interesse em uma empresa que, no todo ou em parte, seja efetivamente administrada nos Países Baixos ou mantida por meio de um estabelecimento (considerado) permanente (*vaste inrichting*) ou um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e a quem empresa ou parte de uma empresa, as notas são atribuíveis;
- se tal titular for um indivíduo que tais rendimentos ou ganhos de capital não formem “benefícios de atividades diversas nos Países Baixos” (*resultaat uit overige werkzaamheden* nos Países Baixos), incluindo, sem limitação, atividades nos Países Baixos com relação às notas que excedem a “gestão normal de ativos” (*normaal, actief vermogensbeheer*);
- se tal titular for uma entidade, o titular não terá direito a uma participação nos lucros da empresa nem a um co-direito ao patrimônio líquido da empresa, que é efetivamente administrado nos Países Baixos, exceto por meio de títulos, e a qual empresa as notas são atribuíveis; e
- se tal titular for um indivíduo, o titular não terá direito a uma participação nos lucros da empresa que seja efetivamente administrada nos Países Baixos, exceto por meio de títulos e à qual empresa os títulos são atribuíveis.

Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas em razão da execução, entrega ou cumprimento de seus direitos e obrigações relacionados às notas, à emissão das notas ou ao desempenho pela PGF de suas obrigações sob as notas.

Imposto sobre Doação e Herança

Nenhum imposto sobre doação ou herança será cobrado nos Países Baixos quanto a uma aquisição ou aquisição considerada de notas por meio de uma doação por, ou no falecimento de, um titular de notas que não seja residente nem considerado residente nos Países Baixos mediante as disposições relevantes, a menos que:

- ocorra uma doação das notas em condição suspensiva por um indivíduo que, na data da doação, não era nem residente nem considerado residente nos Países Baixos. Tal indivíduo será residente ou considerado residente nos Países Baixos na data (i) do cumprimento da condição ou (ii) em seu falecimento, e se a condição do presente for cumprida após a data de seu falecimento; ou
- no caso de uma doação de notas por um indivíduo que, na data do presente ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, na data do cumprimento da condição não tenha sido residente nem considerado residente nos Países Baixos, tal indivíduo falecer dentro de 180 dias após a data da doação ou cumprimento da condição, enquanto for residente ou considerado residente nos Países Baixos.

Para efeitos de impostos holandeses sobre doação e herança, entre outros, uma pessoa que possua a nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos caso tal pessoa tenha residido nos Países Baixos em qualquer período, durante os dez anos anteriores à data da doação ou falecimento. Além disso, para fins de imposto holandês sobre doações, entre outros, uma pessoa que não possui nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos caso essa pessoa tenha residido nos Países Baixos em qualquer período, durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto de valor agregado (IVA)

Nenhum IVA holandês será devido por um titular das notas com relação a qualquer pagamento em consideração pela emissão das notas, ou com relação a qualquer pagamento pela PGF de principal, juros ou prêmio (se houver) sobre as notas.

Outros Impostos e Deveres

Nenhum outro imposto de registro holandês, ou qualquer outro imposto similar de natureza documental, como imposto de capital ou imposto de selo, será devido nos Países Baixos por ou em nome de um titular de notas apenas em razão da compra, propriedade e alienação das notas.

Tributação Brasileira

A discussão a seguir é um resumo das considerações fiscais brasileiras relacionadas a um investimento nas notas por um não residente no Brasil. A discussão é baseada nas leis tributárias do Brasil, em vigor na data deste documento, e está sujeita a qualquer alteração na legislação brasileira que possa entrar em vigor após essa data. As informações apresentadas a seguir destinam-se a ser apenas uma discussão geral e não abordam todas as consequências possíveis relacionadas a um investimento nas notas.

OS INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS CONSULTORES FISCAIS QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DE NOTAS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU DOS CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, jurídica, fiduciária ou organização domiciliada, para fins tributários, fora do Brasil, ou um “não residente”, é tributada no Brasil apenas quando a receita é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação que origina tais rendimentos envolve ativos no Brasil. Portanto, quaisquer ganhos

ou juros (incluindo desconto de emissão original), taxas, comissões, despesas e qualquer outra receita paga pela PGF quanto aos títulos emitidos por ela, em favor de titulares não residentes, não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Juros, taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas pagáveis por nós como avaliadores residentes no Brasil a um não residente estão, geralmente, sujeitos ao imposto de renda retido na fonte. A alíquota do imposto de renda retido na fonte com relação aos pagamentos de juros é, geralmente (no caso de rendimentos fixos - Consulte "Tributação de Dividendos"), 15%, a menos que (i) o titular de notas seja residente ou domiciliado em uma "jurisdição de paraíso fiscal" (que é considerado um país ou jurisdição que não impõe nenhum imposto sobre renda ou que impõe esse imposto a uma taxa efetiva máxima inferior a 17%, ou onde a legislação local impõe restrições sobre a divulgação da identidade dos acionistas, a propriedade dos investimentos, ou o beneficiário final dos rendimentos distribuídos ao não residente - "jurisdição do paraíso fiscal"), caso em que a alíquota aplicável é de 25%, ou (ii) qualquer outra alíquota mais baixa prevista em um tratado fiscal aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário está domiciliado. Caso o avalista seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o valor principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderão tentar impor o imposto de renda retido na fonte à alíquota de até 25%, conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não preveja uma regra tributária específica para esses casos e não haja posição oficial das autoridades fiscais ou precedentes do tribunal brasileiro com relação ao assunto, acreditamos que a remessa de fundos por nós como avalistas do pagamento do valor principal, o valor das notas não estará sujeito a imposto de renda no Brasil, pois, o simples fato do fiador estar realizando o pagamento não converte a natureza do valor principal devido sob as notas em receita do beneficiário.

Se os pagamentos relacionados às notas forem realizados por nós, conforme previsto nas garantias, os titulares não residentes serão indenizados de forma que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis cobrados por retenção, dedução ou outro, com relação ao valor principal, juros e valores adicionais a pagar quanto às notas (mais quaisquer juros e multas sobre eles), um titular não residente receberá valor igual ao valor que tal titular não residente teria recebido, como se não houvesse tais impostos brasileiros (mais juros e respectivas penalidades) retidos. O devedor brasileiro, sujeito a determinadas exceções, pagará valores adicionais em relação a tal retenção ou dedução, para que o titular não residente receba o valor líquido devido.

Os ganhos na venda ou outra alienação das notas realizadas fora do Brasil por um não residente, que não seja uma filial ou subsidiária de um residente brasileiro, para outro não residente, não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos realizados do Brasil estão sujeitos ao imposto sobre transações de câmbio (IOF/Câmbio), que incide sobre a conversão de moeda brasileira em moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira em moeda brasileira, a uma taxa geral de 0,38%. Outras taxas de IOF/Câmbio podem ser aplicadas a transações específicas. Em qualquer caso, o Governo Federal Brasileiro poderá aumentar, a qualquer momento, essa alíquota para até 25%, mas apenas com relação a transações futuras.

Geralmente, não há impostos sobre herança, doação, sucessão, selo ou outros impostos semelhantes no Brasil quanto à propriedade, transferência, cessão ou qualquer outra disposição das notas por um não residente, exceto impostos de doação e herança cobrados por alguns Estados brasileiros sobre doações ou legados de pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil, a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados.

Imposto de Renda Federal dos EUA

O resumo a seguir estabelece considerações importantes sobre o imposto de renda federal dos Estados Unidos, que podem ser relevantes para o titular de uma nota que é, para fins de renda federal dos Estados

Unidos, um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma empresa nacional ou que, de outra forma, esteja sujeito aos impostos de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido relacionado às notas (um "titular norte-americano"). Este resumo é baseado no Código, sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos Estados Unidos promulgados abaixo, decisões publicadas pelo IRS e decisões judiciais, todas em vigor na data deste documento, todas as quais estão sujeitas a alterações ou divergências interpretações, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos do imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser relevantes para classes especiais de investidores, como instituições financeiras, seguradoras, negociantes ou negociadores de valores mobiliários ou moedas, corretores de valores mobiliários que optam por prestar contas de seus investimentos em notas, com base no *mark-to-market*, empresas de investimento regulamentadas, organizações isentas de impostos, parcerias ou parceiros nelas, titulares que estão sujeitos ao imposto mínimo alternativo, determinados titulares de notas de curto prazo, 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 entram em uma transação de "venda construtiva" quanto às notas, estrangeiro não residente, pessoas físicas presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias no ano fiscal, ou titulares norte-americanos, cuja moeda funcional não seja o dólar americano. Os titulares dos EUA devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de manter as notas podem ser materialmente diferentes para os investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo aborda apenas as consequências do imposto de renda federal dos EUA e não discute quaisquer questões fiscais estrangeiras, estaduais ou locais ou o imposto *Medicare* sobre o rendimento líquido do investimento ou segundo as regras temporais especiais prescritas na seção 451(b) do Código da Receita Federal dos EUA. Este resumo se aplica apenas aos compradores originais de notas adquiridas pelo preço de emissão original e mantiveram as notas como "ativos de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento). Os titulares americanos de notas denominadas em uma moeda diferente de US\$ devem consultar seus consultores fiscais a respeito da aplicação das regras de ganho ou perda de moeda estrangeira às notas, e o tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida em relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVERÁ CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSELHEIRO FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA AQUI DESCRITAS, DE UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

Pagamentos de Juros

O pagamento de "juros declarados qualificados", conforme definido abaixo, em uma nota (incluindo valores adicionais, se houver) geralmente será tributável a um titular norte-americano como receita de juros ordinária, quando tais juros forem acumulados ou forem recebidos de forma efetiva ou construtiva, de acordo com o método de contabilidade aplicável do titular norte-americano para fins de impostos federais dos EUA. Em geral, se uma nota for emitida com um "preço de emissão" inferior ao seu "preço de resgate declarado no vencimento" por um montante igual ou superior ao valor mínimo, tal nota será considerada como tendo "desconto de emissão original" ou OID. Para esse fim, o "preço de emissão" geralmente é o primeiro preço pelo qual uma quantidade substancial de tais notas é vendida a investidores em troca de dinheiro. Um titular norte-americano deve consultar seus próprios consultores fiscais sobre o preço de emissão de uma nota, em particular quando a nota tiver sido emitida de acordo com uma oferta de troca ou reabertura, ou se os termos da nota tiverem sido alterados. O preço de resgate declarado no vencimento de uma nota geralmente inclui todos os pagamentos da nota, exceto os pagamentos de juros declarados qualificados.

Em geral, cada titular norte-americano de uma nota, independente deste titular usar o dinheiro ou o método de competência de contabilidade fiscal, será obrigado a incluir na receita bruta como receita de juros ordinária à soma das "parcelas diárias" do OID na nota, se houver, diariamente, durante o ano fiscal em que o titular norte-americano possuir a nota. As porções diárias do OID em uma nota são determinadas alocando diariamente em qualquer período de acúmulo uma porção tributável do OID, alocável a esse período de acumulação. Em geral, no caso de um titular inicial, o valor do OID em uma nota alocável para cada período de acúmulo é determinado (i) multiplicando o "preço de emissão ajustado", conforme definido abaixo, da nota no início do período de acúmulo pelo rendimento até o vencimento da nota, e (ii) subtraindo desse produto a quantia de juros declarados qualificados alocáveis a esse período de acúmulo. Os titulares norte-americanos devem estar cientes de que, geralmente, devem incluir o OID na receita bruta como receita de juros ordinária para fins de imposto de renda federal dos EUA, conforme acumularem, antes do recebimento de dinheiro atribuível a essa receita. O "preço de emissão ajustado" de uma nota no início de qualquer período de acumulação será geralmente a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o valor de OID alocável a todos os períodos de acumulação anteriores, reduzido pelo valor de todos os pagamentos, exceto pagamentos de juros declarados qualificados (se houver), realizados quanto à tal 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 (exceto instrumentos de dívida do emissor), ao menos anualmente, durante todo o prazo de uma nota a uma única taxa fixa de juros, ou sujeito a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

A receita de juros, incluindo OID, quanto às notas, constituirá receita de fonte estrangeira para fins de imposto de renda federal dos EUA e, com determinadas exceções, será tratada separadamente, juntamente com outros itens da "receita de categoria passiva", para fins de cálculo do valor estrangeiro de crédito fiscal permitido, de acordo com as leis de imposto de renda federal dos Estados Unidos. O cálculo de créditos fiscais estrangeiros envolve a aplicação de regras complexas que dependem das circunstâncias particulares de um titular norte-americano. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e o tratamento de valores adicionais.

Venda ou Disposição de Notas

Um titular norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital na venda, troca, retirada ou outra alienação de uma nota em um valor igual à diferença entre o valor realizado na venda, troca, aposentadoria ou outra alienação (exceto valores atribuíveis a juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tal), e a base tributária ajustada do titular norte-americano na nota. A base tributária ajustada de um titular dos EUA na nota, geralmente será igual ao custo do titular dos EUA para a nota acrescida de quaisquer valores incluídos na receita bruta por tal titular dos EUA, como OID, se houver, e reduzida por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados nessa nota. O ganho ou perda realizado por um titular norte-americano na venda, troca, aposentadoria ou outra alienação de uma nota, geralmente será ganho ou perda na fonte dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA, a menos que seja atribuível a um escritório ou outro local fixo de negócios fora do Estados Unidos e outras determinadas condições forem atendidas. O ganho ou perda realizado por um titular norte-americano será um ganho ou perda de capital, e um ganho ou perda de capital de longo prazo se as notas forem mantidas por mais de um ano. O valor líquido do ganho de capital de longo prazo reconhecido por um titular, pessoa física, geralmente está sujeito a tributação a taxas preferenciais. As perdas de capital podem ser deduzidas do lucro tributável, sujeito a determinadas limitações.

Retenção Na Fonte e Relatórios de Informações

Um titular norte-americano pode, sob determinadas circunstâncias, estar sujeito à "retenção na fonte" quanto a determinados pagamentos a esse titular norte-americano, a menos que o titular (i) seja um destinatário isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça um número de identificação de contribuinte correto, certifique que não está sujeito à retenção na fonte e, de outra forma, cumpra os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. Qualquer valor retido, de acordo com essas regras, geralmente será creditado contra o passivo de imposto de renda federal dos EUA do titular norte-americano. Embora os titulares de fora dos EUA geralmente estejam isentos de retenção na fonte, um titular de fora dos EUA pode, em determinadas circunstâncias, ser obrigado a cumprir determinadas informações e procedimentos de identificação para provar o direito a esta isenção.

Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre quaisquer requisitos de relatórios adicionais que possam surgir como resultado de sua compra, detenção ou alienação das notas.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Determinados titulares norte-americanos que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano fiscal, ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal, geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com suas declarações de imposto, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses ativos. "Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não americana, bem como títulos emitidos por um emissor não americano (que incluiria as notas), que não sejam mantidas em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de notificação mais altos se aplicam a determinados indivíduos que vivem no exterior e a determinados indivíduos casados. Os regulamentos estendem esta exigência de relatório a determinadas entidades, que são tratadas como constituídas ou disponibilizadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros, especificados com base em determinados critérios objetivos. Os titulares norte-americanos que deixarem de relatar as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Além disso, o estatuto de limitações para a liquidação do imposto seria suspenso, total ou parcialmente. Os investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores tributários a respeito da aplicação dessas regras a seus investimentos nos títulos, 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, datado de 30 de novembro de 2020.
2.1	Contrato, datado em 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.9 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 18 de dezembro de 2006 (Processos nºs. 333-139459 e 333-139459-01)).
2.2	Quarto Contrato Suplementar, datada em 30 de outubro de 2009, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionada às Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporado por referência ao Anexo 2.36 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários, em 20 de maio de 2010 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Garantia para as Global Notes de 6,875% com vencimento em 2040, datado de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.38 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários, em 20 de maio de 2010 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.4	Descrição de Valores Mobiliários.
2.5	Contrato de Cessão Onerosa, datado em 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 no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários, em 26 de maio de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.6	Décimo Contrato Suplementar, datada em 12 de dezembro de 2011, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente de Pagamento Principal e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como Agente de Pagamento em Luxemburgo, referente às Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.7	Garantia para as Global Notes de 6,250% com vencimento em 2026, datado em 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários, em 12 de dezembro de 2011 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.8	Contrato de Depósito Alterado e Atualizado, datado em 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e detentores registrados e beneficiários efetivos periodicamente das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e o recibo de ADR evidenciando ADS's representativas das ações ordinárias da Petrobras.
2.9	Contrato de Depósito Alterado e Atualizado, datado em 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, e detentores registrados e beneficiários efetivos periodicamente das ADS's, representando as ações preferenciais da Petrobras, e o recibo de ADR evidenciando ADS's representativas das ações preferenciais da Petrobras.
2.10	Sétimo Contrato Suplementar Alterado e Reformulado, datado em 6 de fevereiro de 2012, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário,

Nº	Descrição
	relacionado às Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 para Formulário 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Processos nºs 001-15106 e 001-33121)).
2.11	Garantia Alterada e Reapresentada para as Global Notes de 6,750% com vencimento em 2041, datada em 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Processos nºs 001-15106 e 001-33121)).
2.12	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datado em 10 de fevereiro de 2012, entre Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.60 do Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado na Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Processos nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.13	Contrato, datado em 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da Declaração de Registro no Formulário F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V., arquivado na Comissão de Valores Mobiliários, em 29 de agosto de 2012 (Processos nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
2.14	Terceiro Contrato Suplementar, datado em 1º de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente de pagamento, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como agente pagador de Luxemburgo, em relação às Global Notes de 5,375%, com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Processo nº. 001-15106)).
2.15	Garantia para Global Notes de 5,375%, com vencimento em 2029, datada em 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Processo nº 001-15106)).
2.16	Sétimo Contrato Suplementar, datado em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado às Global Notes de 5,625%, com vencimento em 2043 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).
2.17	Garantia para as Global Notes de 5,625% com vencimento em 2043, datada em 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Processo nº 001-15106)).
2.18	Contrato de Partilha de Produção, datado em 2 de dezembro de 2013, entre 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, a Pré-Sal Petróleo S.A. — PPSA e a ANP, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporada por referência ao Relatório Anual e Form 20-F da Petrobras, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de abril de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.19	Décimo Segundo Contrato Suplementar, datado em 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente de pagamento, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente de pagamento em Luxemburgo, em relação às Global Notes de 4,750%, com vencimento em 2025 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº. 001-15106)).

Nº	Descrição
2.20	Décimo Terceiro Contrato Suplementar, datado em 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Fiduciário, The Bank of New York Mellon, London Branch, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxembourg) SA, como agente de pagamento de Luxemburgo, em relação às Global Notes de 6,625%, com vencimento em 2034 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários, em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº. 001-15106)).
2.21	Garantia para as Global Notes de 4,750%, com vencimento em 2025, datada em 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.22	Garantia para as Global Notes de 6,625%, com vencimento em 2034, datada em 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.23	Décimo Sexto Contrato Suplementar, datado em 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado às Global Notes de 6,250%, com vencimento em 2024 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.24	Décimo Sétimo Contrato Suplementar, datado em 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relacionado às Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Comissão de Valores Mobiliários, em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.25	Garantia para as Global Notes de 6,250%, com vencimento em 2024, datado em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Imobiliários em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.26	Garantia para as Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044, datado em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Imobiliários em 17 de março de 2014 (Processo nº 001-15106)).
2.27	Sétimo Contrato Suplementar, datado em 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.28	Décimo Quarto Contrato Suplementar, datado em 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.29	Primeira Alteração das Garantias, datada em 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em janeiro 15 de 2015 (Processo nº. 001-15106)).
2.30	Vigésimo Contrato Suplementar, datado em 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, relacionado às Global Notes de 6,850%, com vencimento em 2115 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6- K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Processo nº 001-15106)).

Nº	Descrição
2.31	Garantia para as Global Notes de 6,850%, com vencimento em 2115, datada em 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Processo nº 001-15106)).
2.32	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar, datado em 23 de maio de 2016, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionado às Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários em 23 de maio de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.33	Vigésimo Segundo Contrato Suplementar Alterado e Reformulado, datado em 13 de julho de 2016, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionado às Global Notes de 8,750%, com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de julho de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.34	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar, datado em 17 de janeiro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, relacionado às Global Notes de 7,375%, com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de janeiro de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.35	Garantia para as Global Notes de 8,750% com vencimento em 2026, datada em 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 23 de maio de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.36	Garantia Alterada e Reapresentada para as Global Notes de 8,750%, com vencimento em 2026, datada em 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de julho de 2016 (Processo nº 01-15106)).
2.37	Garantia Alterada e Reapresentada para as Global Notes de 7,375%, com vencimento em 2027, datada em 22 de maio de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.38	Vigésimo Quarto Contrato Suplementar Alterado e Reapresentado, datado de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionado às Global Notes de 7,375%, com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.39	Décimo Sétimo Contrato Suplementar Alterado e Reformulado, datado em 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, em relação às Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 a Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Processo nº 01-15106)).
2.40	Contrato, datado em 27 de setembro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relacionado às Global Notes de 5,299%, com vencimento em 2025.
2.41	Contrato, datado em 27 de setembro de 2017, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relacionado às Global Notes de 5,999%, com vencimento em 2028.
2.42	Garantia para as Global Notes de 5,299%, com vencimento em 2025, datada em 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.96 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 27 de julho de 2018 (Processo nº. 333-226375)).

Nº	Descrição
2.43	Garantia para as Global Notes de 5,999%, com vencimento em 2028, datada em 27 de setembro de 2017, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.97 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 27 de julho de 2018 (Processo nº. 333-226375)).
2.44	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar, datado em 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, relacionado às Global Notes de 5,750%, com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de fevereiro de 2018 (Processo nº 001-15106)).
2.45	Garantia para as Global Notes de 5,750% com vencimento em 2029, datada em 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de fevereiro de 2018 (Processo nº 001-15106)).
2.46	Contrato, datado em 28 de agosto de 2018 entre a Petrobras e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 da Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance no Formulário F-3, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 28 de agosto de 2018 (Processos nºs. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.47	Contrato, datado em 28 de agosto de 2018 entre a Petrobras Global Finance B.V. e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Formulário F-3, arquivado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 28 de agosto de 2018 (Processos nºs. 333-227087 e 333-227087-01)).
2.48	Garantia Alterada e Reapresentada para as Global Notes de 5,750%, com vencimento em 2029, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecida à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.49	Vigésimo Quinto Contrato Suplementar Alterado e Reformulado para as Global Notes de 5,750%, com vencimento em 2029, datado em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K de Petrobras, encaminhado à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.50	Garantia para as Global Notes de 6,90% com vencimento em 2049, datada em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.51	Primeiro Contrato Suplementar para as Global Notes de 6,90% com vencimento em 2049, datado em 19 de março de 2019, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de março de 2019 (Processo nº 001-15106)).
2.52	Garantia Alterada e Reapresentada da Garantia Corrigida e Reapresentada das Global Notes de 7,250%, com vencimento em 2044, datada em 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Comissão de Valores Mobiliários em 22 de maio de 2017 (Processo nº 001-15106)).
2.53	Segundo Contrato Suplementar para as Global Notes de 5,600%, com vencimento em 2031, datado em 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 Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106)).

Nº	Descrição
2.54	Garantia para 5,600% de Global Notes com vencimento em 2031, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.55	Terceiro Contrato Suplementar para as Global Notes de 6,750%, com vencimento em 2050, datado em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.56	Garantia para as Global Notes de 6,750% com vencimento em 2050, datada em 3 de junho de 2020, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 3 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.57	Segundo Contrato Suplementar Alterado e Reformulado para as Global Notes de 5,600%, com vencimento em 2031, datado em 21 de outubro de 2020, entre a Petrobras e o The Bank New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 21 de outubro de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.58	Garantia Alterada e Reapresentada para as 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 (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários, em 21 de outubro de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.59	Contrato, datado em 18 de setembro de 2019 entre Petrobras Global Finance B.V, e 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 BV no Formulário F-4, arquivado na Comissão de Valores Mobiliários, em 6 de julho de 2020 (conforme alterado em 28 de julho de 2020) (Processos nºs. 333-239714 e 333-239714-01).
2.60	Garantia para as Global Notes de 5,093%, com vencimento em 2030, datada em 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 Formulário F-4, arquivado com a SEC em 6 de julho de 2020 (conforme alterado em 28 de julho de 2020) (Processo nº. 333-239714).
2.61	Quarto Contrato Suplementar para as Global Notes de 5,500%, com vencimento em 2051, datado em 10 de junho de 2021, entre a Petrobras, PGF e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106).
2.62	Garantia para 5,500% de Global Notes com vencimento em 2051, datada em 10 de junho de 2021, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Formulário 6-K da Petrobras, fornecido à Comissão de Valores Mobiliários em 10 de junho de 2020 (Processo nº 001-15106).
4.1	Formulário do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo bruto e gás natural, celebrado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Processo nº 333-12298)). Este foi um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, celebrado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com a versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 à Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 arquivado na Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Processo nº. 333-12298)). Este foi um arquivamento em papel e não está disponível no site da SEC. Até o momento oito Aditivos GSA foram concluídos desde sua celebração em 16 de agosto de 1996, portanto, o GSA permanece em vigor.

Nº	Descrição
8.1	Lista de Subsidiárias.
12.1	Certificações de Acordo com a Seção 302 da Sarbanes-Oxley Act de 2002.
13.1	Certificações de Acordo com a Seção 906 da Sarbanes-Oxley Act de 2002.
15.1	Carta de Consentimento da KPMG.
15.2	Carta de Consentimento de DeGolyer e MacNaughton.
15.3	Produção de Hidrocarbonetos por Área Geográfica.
15.4	Lista das Nossas Embarcações.
17.1	Fiadores Subsidiários e Emissores de Títulos com Garantias
99.1	Relatório de Terceiros de DeGolyer e MacNaughton.
101.INS	Documento de Exemplificação XBRL
101.SCH	Documento de Esquema de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.CAL	Documento Link base de Cálculo de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.DEF	Documento Link base de Definição de Extensão de Taxonomia XBRL.
101.LAB	Documento Link base do Rótulo da Extensão da Taxonomia XBRL.
101.PRE	Documento Link base de Apresentação da Extensão da Taxonomia XBRL.

Assinaturas

O registrante, por meio deste, certifica que atende a todos os requisitos para arquivamento no Formulário 20-F e garantiu a devida assinatura desse relatório anual em seu nome por meio dos signatários, para estes fins devidamente autorizados, na Cidade do Rio de Janeiro, em 30 de março de 2022.

Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS

Por: _____

Nome: Joaquim Silva e Luna

Cargo: Presidente

Por: _____

Nome: Rodrigo Araujo Alves

Cargo: Diretor Executivo Financeiro e de
Relacionamento com Investidores

Abreviações

bbl	Barris
bbl/d	Barris por dia
bcf	Bilhões de pés cúbicos
bn	Bilhões (milhares de milhões)
bnbbl	Bilhões de barris
bncf	Bilhões de pés cúbicos
bnm ³	Bilhões de metros cúbicos
bnboe	Bilhões de barris de óleo equivalente
boe	Barris de óleo equivalente
boed	Barris de óleo equivalente por dia
cf	Pés cúbicos
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou demandada por uma hora
kgCO _{2e} /boe	Quilograma de dióxido de carbono equivalente por barril de petróleo equivalente
KgCO _{2e} /CWT	Quilograma de dióxido de carbono equivalente por tonelada medida com ponderação
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m ³	Metro cúbico
mdbl	Mil barris
mdbl/d	Mil barris por dia
mboe	Milhares de barris de óleo equivalente
mboed	Milhares de barris de óleo equivalente por dia
mcf	Mil pés cúbicos
mcf/d	Mil pés cúbicos por dia
mm ³	Mil metros cúbicos
mm ³ /d	Mil metros cúbicos por dia
mm ³ /y	Mil metros cúbicos por ano
mmbbl	Milhões de barris

mmbbl/d	Milhões de barris por dia
mboe	Milhões de barris de óleo equivalente
mboed	Milhões de barris de óleo equivalente por dia
mmcf	Milhões de pés cúbicos
mmcf/d	Milhões de pés cúbicos por dia
mmm ³	Milhões de metros cúbicos
mmm ³ /d	Milhões de metros cúbicos por dia
mnt	Milhões de toneladas métricas
mnt/y	Milhões de toneladas métricas por ano
MW	Megawatts
MWavg	Quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) em que tal energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de energia fornecido ou demandado por uma hora
ppm	Partes por milhão
R\$	Reais brasileiros
t	Tonelada métrica
tCO _{2e}	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
t/d	Toneladas métricas por dia
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
US\$	Dólares norte-americanos
/d	Por dia

Tabela de Conversão

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0,004047 km ²
1 barril	=	42 galões dos EUA	=	Aproximadamente 0,13 tonelada de óleo
1 boe	=	1 barril de óleo bruto equivalente	=	6.000 cf de gás natural
1 m ³ de gás natural	=	35.315 cf	=	0,0059 boe
1 km	=	0,6214 milhas		
1 metro	=	3,2808 pés		
1 t de óleo bruto	=	1.000 quilos de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (assumindo um índice de pressão atmosférica de gravidade de 37° API)

Referência Cruzada ao Formulário 20-F

Legendas do Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	Aviso Legal	6
	Glossário de Determinados Termos Usados no Relatório Anual	9
	Quem Somos	19
	Visão Geral	20
PARTE I		
Item 1.	Identidade dos Conselheiros de Administração, Alta Administração e Consultores	<i>Não se aplica</i>
Item 2.	Estatísticas da Oferta e Cronograma Esperado	<i>Não se aplica</i>
Item 3.	Principais informações	
	A. Dados Financeiros Seleccionados	<i>Não se aplica</i>
	B. Capitalização e endividamento	<i>Não se aplica</i>
	C. Motivos para a oferta e uso dos recursos	<i>Não se aplica</i>
	D. Fatores de Risco	Riscos (Fatores de Risco) 26
Item 4.	Informações sobre a Empresa	
	A. Histórico e desenvolvimento da empresa	Quem Somos (Visão Geral) 20
	B. Visão geral do negócio	Aviso Legal (Documentos em Exibição); Quem Somos (Visão Geral); Nossos Negócios (Gestão de Portfólio); Plano Estratégico; Legal e Tributário (Regulamentação); Legal e Tributário (Contratos Materiais) 8, 20, 131; 148, 280, 287
	C. Estrutura organizacional	Quem Somos (Visão geral); Anexo 8.1 - Lista de Subsidiárias 20
	D. Propriedade, instalações e equipamentos	Nossos Negócios; Plano Estratégico; Legal e Tributário (Regulamentação) 48, 148, 280
Item 4A.	Comentários da Equipe Não Resolvidos	<i>Não há</i>
Item 5.	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	
	A. Resultados operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 192
	B. Liquidez e Recursos de Capital	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capital) 204
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças etc.	(Plano Estratégico (Transformação Digital) 161
	D. Informações sobre Tendências	Nossos Negócios; Riscos; Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 48, 25, 192
	E. Políticas contábeis críticas	<i>Não se aplica</i>
Item 6.	Conselheiros de Administração, Alta Administração e Empregados	
	A. Conselheiros de Administração e Alta Administração	Administração e Empregados (Administração) 219

Legendas do Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
	B. Remuneração	Administração e Empregados 218, Nota 18 das Demonstrações Financeiras
	C. Práticas do Conselho	Administração e Empregados (Administração) 219
	D. Empregados	Administração e Empregados (Empregados) 240
	E. Propriedade da Ações	Informações aos Acionistas (Listagem; Ações e Acionistas) e Administração e Empregados (Administração) 260, 262, 219
Item 7.	Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	
	A. Principais acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) 262
	B. Transações com partes relacionadas	Administração e Empregados (Administração) 219, Nota 37 das Demonstrações Financeiras
	C. Interesses de especialistas e advogados	<i>Não se aplica</i>
Item 8.	Informações Financeiras	
	A. Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	Demonstrações Financeiras; Legal e Tributário (Processos Judiciais); Informações aos Acionistas (Dividendos) F-1; 292, 272
	B. Mudanças Significativas	<i>Não se aplica</i>
Item 9.	A Oferta e Listagem	
	A. Detalhes de oferta e listagem	<i>Não se aplica</i>
	B. Plano de distribuição	<i>Não se aplica</i>
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem) 260
	D. Acionista vendedor	<i>Não se aplica</i>
	E. Diluição	<i>Não se aplica</i>
	F. Despesas de emissão	<i>Não se aplica</i>
Item 10.	Informações Adicionais	
	A. Capital social	<i>Não se aplica</i>
	B. Memorando e contrato social	Informações aos Acionistas (Direitos dos Acionistas); Ambiental, Social e Governança (Governança Corporativa) 267, 184, Anexo 1.1, Anexo 2.4
	C. Contratos Materiais	Legal e Tributário (Contratos Materiais) 287
	D. Controles de câmbio	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros) 276
	E. Tributação	Legal e Tributário (Tributário) 300
	F. Dividendos e agentes de pagamento	<i>Não se aplica</i>
	G. Declarações de especialistas	Nossos negócios (Exploração e Produção) 49
	H. Documentos em Exibição	Aviso Legal 6
	I. Informações subsidiárias	<i>Não se aplica</i>
Item 11.	Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Riscos de Mercado	Riscos (Divulgações Sobre Riscos de Mercado) 46

Legendas do Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual	Páginas
Item 12.	Descrição de Valores Mobiliários que não sejam Títulos de Dívidas	
	A. Títulos de Dívidas	<i>Não se aplica</i>
	B. Garantias e Direitos	<i>Não se aplica</i>
	C. Outros Títulos	<i>Não se aplica</i>
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros) 276
PARTE II		
Item 13.	Padrões, Dividendos em Atraso e Inadimplências	<i>Não há</i>
Item 14.	Modificações Materiais nos Direitos dos Titulares de Títulos e ao Uso dos Recursos	<i>Não há</i>
Item 15.	Controles e Procedimentos	Conformidade e Controles Internos (Conformidade) 250
Item 16A.	Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 219
Item 16B.	Código de Ética	Conformidade e Controles Internos 249
Item 16C.	Honorários de Auditoria e Serviços do Auditor Externo	Administração e Empregados (Administração) 219
Item 16D.	Isonções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	Administração e Empregados (Administração) 219
Item 16E.	Aquisição de Títulos de Dívidas pelo Emissor e Compradores Afiliados	Informações aos Acionistas (Informações adicionais para acionistas não brasileiros) 276
Item 16F.	Mudança no Auditor de Certificação do Registrante	<i>Não se aplica</i>
Item 16G.	Governança Corporativa	Administração e Empregados (Administração) 219
Item 16H.	Divulgação de Segurança da Mina	<i>Não se aplica</i>
Item 16I.	Divulgação relativa a jurisdições estrangeiras que impedem as inspeções	<i>Não se aplica</i>
PARTE III		
Item 17.	Demonstrações Financeiras	<i>Não se aplica</i>
Item 18.	Demonstrações Financeiras	Demonstrações Financeiras F-1
Item 19.	Anexos	Anexos 320
		Assinaturas 327
		Abreviações 328
		Tabela de Conversão 330
		Referência Cruzada ao Formulário 20-F 331

Demonstrações Contábeis Consolidadas de 2021

*Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019
com relatório de revisão da firma
registrada de auditoria independente*

(Tradução livre do original em inglês)



Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*).....	F-3
Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros.....	F-10
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO.....	F-11
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA.....	F-12
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA.....	F-13
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA.....	F-14
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA.....	F-15
1. A companhia e suas operações	F-16
2. Base de elaboração.....	F-17
3. Sumário das principais práticas contábeis.....	F-17
4. Estimativas e julgamentos relevantes	F-18
5. Novas normas e interpretações	F-25
6. Gestão de capital	F-26
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	F-26
8. Receita de vendas	F-27
9. Custos e Despesas por natureza.....	F-30
10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	F-31
11. Resultado financeiro líquido	F-31
12. Resultado por Segmento	F-32
13. Contas a receber.....	F-37
14. Estoques.....	F-39
15. Fornecedores	F-41
16. Tributos	F-41
17. Benefícios a empregados.....	F-48
18. Processos judiciais e contingências	F-62
19. Provisões para desmantelamento de áreas.....	F-71
20. Outros ativos e passivos	F-72
21. Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia.....	F-73
22. Compromisso de compra de gás natural	F-75
23. Imobilizado	F-76
24. Intangível	F-79
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment).....	F-83
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural	F-93
27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo	F-95
28. Parcerias em atividades de exploração e produção	F-96
29. Investimentos	F-99
30. Informações por Segmento – Ativo.....	F-104
31. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias.....	F-104
32. Financiamentos	F-113
33. Arrendamentos.....	F-116
34. Patrimônio líquido	F-118
35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros	F-123
36. Gerenciamento de riscos.....	F-123
37. Partes relacionadas	F-132
38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa.....	F-136
39. Eventos subsequentes	F-137



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

Opinião sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e 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 2021 e 2020, 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 2021, 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 2021, 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 2021 e 2020, 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 2021, 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 2021, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.



Base 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 Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas 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 informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui 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, incluem obter um entendimento dos controles internos sobre 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 nossa opinião.

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 consolidadas.

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 pode deteriorar.

Assuntos críticos de auditoria



Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere 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 de mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Notas Explicativas 4.4 e 17 das 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 2021, os benefícios definidos das obrigações destes planos de pensão e médico eram USD 9.880 milhões. A mensuração dos benefícios definidos da obrigação desses planos requer a determinação de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata profissionais atuários externos para auxiliar no processo de determinação das premissas atuariais e na avaliação dos benefícios definidos da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a determinação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria. Foi requerida subjetividade no julgamento do auditor, pois pequenas mudanças taxa de desconto e os custos médicos projetados usados para determinar os benefícios definidos da obrigação para planos de pensão e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinar os benefícios definidos da obrigação dos planos de pensão e de saúde. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;



- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos profissionais atuários externos contratados para auxiliar no processo de determinação avaliação das premissas atuariais e na avaliação dos benefícios definidos o cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde. Isso incluiu a avaliação da natureza e escopo do trabalho realizado por esses profissionais, e suas qualificações profissionais e experiências; e
- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avaliação da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos projetados, incluindo a comparação com dados obtidos de fontes externas.

Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas 4.1(b), 4.2, 4.3 e 25 das demonstrações financeiras consolidadas, para o teste de redução ao valor recuperável dos ativos, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa (“UGC”), estima o valor recuperável de cada UGC, e compara o valor recuperável com os valores contabilizados para cada UGC. O valor contábil da UGC de exploração e produção em 31 de dezembro de 2021 era de USD 23.734 milhões. Para o ano findo em 31 de dezembro de 2021, o valor da perda com redução ao valor recuperável relacionada com a UGC de exploração e produção era de USD 3.373 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável da UGC de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria. Um alto grau de complexidade e subjetividade no julgamento do auditor foi envolvido na avaliação das definições destas UGCs e na estimativa do valor recuperável. A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. Os fluxos de caixa futuros esperados usados para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas como: preço médio do petróleo (Brent); taxa de câmbio; gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas alterações na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs pela Companhia, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;
- para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o exercício, analisamos os fatores operacionais considerados pela Companhia quando da definição das mudanças comparando-os com dados obtidos de fontes internas e externas;
- nós avaliamos a determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes estimados certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia, para uma seleção de UGCs, com dados históricos de produção;



- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos especialistas externos em reservas contratados pela Companhia para certificar o volume estimado de reservas. Tal avaliação inclui a avaliação da natureza do trabalho efetuado, assim como suas qualificações e experiência profissional
- nós avaliamos uma seleção de UGCs os gastos capitalizáveis e operacionais, comparando os mesmos com o último plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo; e
- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2021 para uma seleção de UGCs ;

Adicionalmente, envolvemos profissionais de *Valuation* com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avaliação de certas premissas utilizadas no teste de *impairment* como a taxa de desconto, o preço médio do petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias

Conforme Notas Explicativas 4.5 e 18 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia é parte em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga um passivo contingente quando a probabilidade de saída de caixa para quitação de uma obrigação presente for considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Identificamos a avaliação das provisões reconhecidas e/ou divulgadas para certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias como um assunto crítico de auditoria. O desafio ao julgamento e esforços do auditor foi requerido devido à natureza subjetiva dessas estimativas e premissas. Especificamente julgamentos sobre a probabilidade de uma saída de caixa e a estimativa dos valores dessas saídas.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e da estimativa dos valor dessas saídas, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;
- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos advogados, internos e externos, que definem a probabilidade de perda e a estimativa do valor de perda. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;



- nós obtivemos e avaliamos as cartas recebidas diretamente dos advogados externos da Companhia, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores de perda. Para determinadas causas, nós comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a suficiência adequação das divulgações efetuadas pela Companhia; e
- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas dos valores a serem pagos comparando uma amostra de valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões reconhecidas no exercício anterior;

Estimativa de provisões para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas 4.1(c), 4.6 e 19 das demonstrações financeiras consolidadas. A Companhia registrou provisões para desmantelamento de áreas, que refletem a obrigação de restaurar o meio ambiente e desmantelar e remover as estruturas de produção de petróleo e gás natural quando do abandono. Em 31 de dezembro de 2021, o valor contábil da provisão para desmantelamento de áreas era USD 15.619 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a natureza e a extensão do reparo ambiental, e do trabalho de desmantelamento e remoção, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um assunto crítico de auditoria. Foi necessária subjetividade no julgamento do auditor para a avaliação das premissas-chave usadas na estimativa como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido pelo contrato e regulações, os critérios que serão atingidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer, e os custos e prazos dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós avaliamos o desenho e testamos a efetividade operacional de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo para o abandono, e os custos estimados de desmantelamento;
- nós avaliamos a estimativa de prazo até o abandono usada pela Companhia através da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural utilizadas na estimativa, com os volumes estimados de reservas certificados por especialista externo em reservas contratado pela Companhia;
- nós avaliamos a estimativa do custo de desmantelamento comparando certas premissas-chave com relatórios externos da indústria;
- nós avaliamos o escopo do trabalho, competência e objetividade dos engenheiros internos que estimam as curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além do especialista externo em reservas contratado pela Companhia para certificar o volume estimado de reservas. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;



- nós avaliamos a habilidade da Companhia na estimativa do custo de desmantelamento futuro comparando uma seleção de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás durante o exercício com as provisões para desmantelamento de áreas registrada no exercício anterior;
/s/ KPMG Auditores Independentes Ltda.

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rio de Janeiro – Brasil
30 de março de 2022

- (*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos (“PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board”)

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

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 nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação de nossas demonstrações contábeis consolidadas, 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 possam se tornar inadequados devido a mudanças em condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia de nosso controle interno sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2021, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Com base nesta avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Joaquim Silva e Luna
Presidente

Rodrigo Araújo Alves
Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2021	2020	Passivo	Nota	2021	2020
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	10.467	11.711	Fornecedores	15	5.483	6.859
Títulos e valores mobiliários	7.2	650	659	Financiamentos	32.1	3.641	4.186
Contas a receber, líquidas	13.1	6.368	4.731	Arrendamentos	33	5.432	5.698
Estoques	14	7.255	5.677	Imposto de renda e contribuição social	16.1	733	198
Imposto de renda e contribuição social	16.1	163	418	Impostos e contribuições	16.2	4.001	2.636
Impostos e contribuições	16.2	1.183	2.177	Dividendos propostos	34.5	-	858
Outros ativos	20	1.573	1.230	Benefícios a empregados	17	2.144	3.502
		27.659	26.603	Outros passivos	20	1.875	1.603
Ativos classificados como mantidos para venda	31	2.490	785			23.309	25.540
		30.149	27.388	Passivos associados a ativos mantidos para venda	31	867	685
						24.176	26.225
Não circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Financiamentos	32.1	32.059	49.702
Contas a receber, líquidas	13.1	1.900	2.631	Arrendamentos	33	17.611	15.952
Títulos e valores mobiliários	7.2	44	44	Imposto de renda e contribuição social	16.1	300	357
Depósitos judiciais	18.2	8.038	7.281	Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	1.229	195
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.1	604	6.451	Benefícios a empregados	17	9.374	14.667
Impostos e contribuições	16.2	3.261	3.158	Provisão para processos judiciais e administrativos	18.1	2.018	2.199
Outros ativos	20	487	635	Provisão para desmantelamento de áreas	19	15.619	18.780
		14.334	20.200	Outros passivos	20	2.150	2.057
						80.360	103.909
				Total do passivo		104.536	130.134
				Patrimônio líquido			
Investimentos	29	1.510	3.273	Capital social realizado	34.1	107.101	107.101
Imobilizado	23	125.330	124.201	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.143	1.064
Intangível	24	3.025	14.948	Reservas de lucros		72.811	65.917
		144.199	162.622	Outros resultados abrangentes		(111.648)	(114.734)
				Patrimônio líquido Petrobras		69.407	59.348
				Atribuído aos acionistas não controladores	29.5	405	528
				Patrimônio líquido Total		69.812	59.876
Total do ativo		174.348	190.010	Total do passivo e patrimônio líquido		174.348	190.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA
PETROBRAS**

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2021	2020	2019
Receita de vendas	8	83.966	53.683	76.589
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(43.164)	(29.195)	(45.732)
Lucro bruto		40.802	24.488	30.857
Despesas				
Vendas	9.2	(4.229)	(4.884)	(4.476)
Gerais e administrativas	9.3	(1.176)	(1.090)	(2.124)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(687)	(803)	(799)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(563)	(355)	(576)
Tributárias		(406)	(952)	(619)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	25	3.190	(7.339)	(2.848)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	653	998	1.199
		(3.218)	(14.425)	(10.243)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		37.584	10.063	20.614
Receitas financeiras		821	551	1.330
Despesas financeiras		(5.150)	(6.004)	(7.086)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(6.637)	(4.177)	(3.008)
Resultado financeiro líquido	11	(10.966)	(9.630)	(8.764)
Resultado de participações em investidas	29.2	1.607	(659)	153
Lucro antes dos impostos		28.225	(226)	12.003
Imposto de renda e contribuição social	16.1	(8.239)	1.174	(4.200)
Lucro (prejuízo) do exercício das operações continuadas		19.986	948	7.803
Lucro (prejuízo) do exercício das operações descontinuadas		-	-	2.560
Lucro (prejuízo) do período		19.986	948	10.363
Atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras		19.875	1.141	10.151
Resultado proveniente de operações continuadas		19.875	1.141	7.660
Resultado proveniente de operações descontinuadas		-	-	2.491
Acionistas não controladores		111	(193)	212
Resultado proveniente de operações continuadas		111	(193)	143
Resultado proveniente de operações descontinuadas		-	-	69
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	34.6	1,52	0,09	0,78
Das operações continuadas		1,52	0,09	0,59
Das operações descontinuadas		-	-	0,19

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2021	2020	2019
Lucro (prejuízo) do exercício	19.986	948	10.363
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos			
Reconhecidos no patrimônio líquido	5.169	2.415	(5.589)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.340)	(127)	1.491
	3.829	2.288	(4.098)
Resultados não realizados com títulos patrimoniais mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes			
Reconhecidos no patrimônio líquido	-	(2)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	1	-
	-	(1)	-
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	-	46	-
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(3.949)	(21.460)	(3.510)
Transferidos para o resultado	4.585	4.720	3.136
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(215)	5.690	126
	421	(11.050)	(248)
Ajustes acumulados de conversão em investidas (*)			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(1.314)	(5.211)	(1.465)
Transferidos para o resultado	41	-	34
	(1.273)	(5.211)	(1.431)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas			
Reconhecidos no patrimônio líquido	22	(378)	69
Transferidos para o resultado	-	43	-
	22	(335)	69
Outros resultados abrangentes:	2.999	(14.263)	(5.708)
Resultado Abrangente Total	22.985	(13.315)	4.655
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras	22.961	(13.126)	4.469
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores	24	(189)	186

(*) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2021	2020	2019
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) do período	19.986	948	10.363
Ajustes para:			
Resultado das operações descontinuadas	-	-	(2.560)
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	17	2.098	2.086
Resultado de participações em investidas	29.2	(1.607)	(153)
Depreciação, depleção e amortização		11.695	14.836
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	25	(3.190)	2.848
Ajuste a valor de mercado dos estoques	14	(1)	15
Perdas de crédito esperadas	13.3	(30)	87
Baixa de poços secos	26	248	308
Resultado com alienações, baixa de ativos, remensuração e realização dos resultados		(1.900)	(6.012)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras		10.795	8.460
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	16.1	4.058	(1.743)
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	19	661	950
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	16	(986)	-
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	24	(631)	-
Assunção de participação em concessões	24	(164)	-
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento		(545)	(60)
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber		(2.075)	2.233
Estoques		(2.334)	(281)
Depósitos judiciais		(1.032)	(2.144)
Depósitos vinculados a Class Action		-	1.819
Outros ativos		(289)	(219)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores		1.073	(989)
Impostos, taxas e contribuições		7.016	225
Planos de pensão e de saúde		(2.239)	(1.882)
Provisão para processos judiciais		(12)	(3.767)
Salários, férias, encargos e participações		(312)	185
Provisão para desmantelamento de áreas		(730)	(512)
Acordo com autoridades norte americanas		-	(768)
Outros passivos		376	(259)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.138)	(2.330)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais das atividades continuadas	37.791	28.890	25.277
Operações descontinuadas - Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	-	-	323
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	37.791	28.890	25.600
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(6.325)	(5.874)	(8.556)
Aquisição de direito exploratório do Excedente de Cessão Onerosa	-	-	(15.341)
Reduções (adições) em investimentos	(24)	(942)	(7)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	4.783	1.997	10.413
Revisão Cessão Onerosa	-	-	8.361
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	24	2.938	-
Investimentos em títulos e valores mobiliários		4	198
Dividendos recebidos/outros		781	1.436
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos das atividades	2.157	(4.510)	(3.496)
Operações descontinuadas - Recursos líquidos gerados nas atividades de investimentos	-	-	1.812
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos	2.157	(4.510)	(1.684)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Aquisição de participação de não controladores		(24)	(29)
Captações	32.2	1.885	7.464
Amortizações de principal - financiamentos	32.2	(21.413)	(27.273)
Amortizações de juros - financiamentos	32.2	(2.229)	(4.501)
Amortizações de arrendamentos	33	(5.827)	(5.207)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	34	(13.078)	(1.877)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(105)	(138)
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de financiamentos das atividades	(40.791)	(19.259)	(31.561)
Operações descontinuadas - Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos	-	-	(508)
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de financiamentos	(40.791)	(19.259)	(32.069)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(402)	(773)	1.631
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	(1.245)	4.348	(6.522)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	11.725	7.377	13.899
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	10.480	11.725	7.377

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis intermediárias.

*Em 2019, não inclui licitação para o Contrato Excedente de Cessão Onerosa.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 (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				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	Estatutária	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
Saldo em 1 de janeiro de 2019	107.380	(279)	1.067	(67.316)	(13.292)	(13.224)	(953)	8.257	2.452	923	46.529	-	-	71.544	1.631	73.175
		107.101	1.067				(94.785)					58.161	-	71.544	1.631	73.175
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Ações em Tesouraria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transação de capital	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(658)	(661)
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.151	10.151	212	10.363	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(1.405)	(248)	(4.098)	69	-	-	-	-	-	-	(5.682)	(26)	(5.708)
Destinações:																
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	488	250	179	6.549	-	(7.466)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.687)	(2.687)	(267)	(2.954)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	107.380	(279)	1.064	(68.721)	(13.540)	(17.322)	(886)	8.745	2.702	1.102	53.078	-	-	73.323	892	74.215
		107.101	1.064				(100.469)					65.627	-	73.323	892	74.215
Aumento de capital com reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Aumento de capital com emissão de ações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Transação de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(81)	(81)
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.141	1.141	(193)	948	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(5.215)	(11.050)	2.288	(290)	-	-	-	-	-	-	(14.267)	4	(14.263)
Destinações:																
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	68	198	-	(226)	-	(40)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(878)	1.128	(1.099)	(849)	(81)	(930)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	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 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.128)	-	(1.128)	-	(1.128)
Aprop. do lucro em reservas	-	-	-	-	-	-	-	956	184	118	388	-	(1.646)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(312)	6.688	(18.229)	(11.853)	(109)	(11.962)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

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 30 de março de 2022, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Operação Descontinuada

Após a conclusão de uma oferta pública secundária em julho de 2019, a Companhia deixou de controlar a Petrobras Distribuidora S.A. – BR (posteriormente renomeada para Vibra Energia).

Como resultado, este investimento é classificado como uma operação descontinuada para 2019, uma vez que representava uma grande linha de negócios separada. Assim, na demonstração consolidada do resultado e dos fluxos de caixa, o lucro líquido, os fluxos de caixa operacionais, de investimento e de financiamento relativos à BR são apresentados em linhas separadas, como valor líquido para operações descontinuadas.

2.3. 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/21	Set/21	Jun/21	Mar/21	Dez/20	Set/20	Jun/20	Mar/20	Dez/19	Set/19	Jun/19	Mar/19
Taxa média trimestral	5,59	5,23	5,29	5,48	5,39	5,38	5,39	4,47	4,12	3,97	3,92	3,77
Taxa ao final do período	5,58	5,44	5,00	5,70	5,20	5,64	5,48	5,20	4,03	4,16	3,83	3,90

3. Sumário das principais práticas contábeis

Para facilitar a coesão e a compreensão, as principais práticas contábeis são apresentadas ao final de cada nota explicativa relacionada.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das informações financeiras consolidadas requer o uso de estimativas e julgamentos para certas transações e seus impactos nos ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas são baseadas em transações passadas e outras informações relevantes e são revisadas periodicamente pela administração, embora os resultados reais possam diferir dessas estimativas.

As informações sobre áreas que requerem julgamento relevante ou envolvem um grau mais alto de complexidade na aplicação das práticas contábeis e que podem afetar materialmente a condição financeira da Companhia e os resultados das operações são apresentadas a seguir.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos. As reservas são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (impairment), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e também estão relacionadas às exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa.

A estimativa de reservas está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

A companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (*Securities and Exchange Commission*) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP/*Society of Petroleum Engineers* - SPE). As principais diferenças entre esses critérios estão associadas, principalmente, 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.

De acordo com a definição estabelecida pela 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. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

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.

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.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização, 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 nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de impairment

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Outras informações sobre teste de impairment são apresentadas na nota explicativa 25.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa 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 podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas. A Nota 4.6 fornece mais informações sobre outras premissas utilizadas na estimativa da provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo. Alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (Impairment)

Os testes de impairment envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do Brent e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de impairment envolve um alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas ou altas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções relacionadas às premissas-chave 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 UGCs. Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da companhia são impactadas diretamente pelo o 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.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções decorrentes de mudanças estruturais nos cenários de preços futuros de petróleo e gás natural, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, além de decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos, podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.

4.3. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. Alterações nas UGCs podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente. As definições adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de 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 2021, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 90 campos e 25 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 25.
- ii. As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de 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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;

Em 2021 a Administração aprovou a venda das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN), cujos ativos foram excluídos da UGC. A operação de venda da RLAM foi concluída em 30 de novembro de 2021 e os ativos da REMAN encontram-se classificados como mantidos para venda (nota explicativa 31.1)

- ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): com o cancelamento do projeto referente ao trem 1 do Comperj, os ativos remanescentes foram agrupados na UGC Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e na UGC Polo GasLub, conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.
- iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
- iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro;
- v. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- vi. UGC SIX: planta de processamento de xisto encontra-se classificada como mantidos para venda (nota explicativa 31.1); e
- vii. 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 Energia:

Em 2021, o Novo Marco Legal do Gás (Lei 14.134/21 e Decreto nº 10.712/21) produziu importantes mudanças legais e regulatórias aplicáveis ao mercado de gás natural no Brasil. Esse conjunto de mudanças confere acesso de agentes de mercado a ativos que compunham a UGC Gás Natural e traz uma condição à otimização da Cadeia do Gás Natural nas projeções da companhia. Em função disso, os ativos que pertenciam à UGC Gás Natural foram reorganizados da seguinte forma, para fins de monitoramento da recuperabilidade dos seus valores contábeis:

- i. UGC SIP Integrado - conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõem uma UGC em função das características contratuais do Sistema Integrado de Processamento (SIP) e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE); e
- ii. UGCs Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs passam a representar, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.

As demais UGCs do segmento de Gás e Energia são:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- iii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados.
- iv. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE). A administração aprovou a venda das UTEs Arembepé, Muryci e Bahia 1, cuja operação foi concluída em dezembro de 2021 (nota explicativa 31.1). Os ativos foram excluídos da UGC.
- v. UGC Termocamaçari: ativos da usina termelétrica Termocamaçari.
- vi. 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.

d) UGCs do negócio de Biocombustível

- i. 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 fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e
- ii. UGC Quixadá: ativos da usina de biodiesel Quixadá-CE.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

4.4. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

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 econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- 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
- 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 estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 17.

4.5. Estimativas relacionadas a 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 utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 18.

4.6. Estimativas de custos com 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. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que 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) que 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 abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 19.

4.7. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico para o Grupo Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 16.1.

4.8. 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, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação. O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico (PE). 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 38.3.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de US\$ 2.527 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.10. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas (PCE) 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, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.11. 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, *duration* do respectivo fluxo de pagamento e a data de início de cada contrato.

4.12. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

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 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.

Informações sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 16.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

5. Novas normas e interpretações

5.1. Novos IFRS ainda não adotados

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Annual Improvements to IFRS® Standards 2018–2020</i>	As emendas alteram requerimentos relacionados a: controlada como adotante inicial dos IFRS (IFRS 1-First-time Adoption of International Financial Reporting Standards); taxas a serem consideradas para avaliar o desreconhecimento de um passivo financeiro (IFRS 9-Financial Instruments); e fluxos de caixa para tributação ao mensurar o valor justo (IAS 41-Agriculture). Adicionalmente, as emendas alteram determinado exemplo ilustrativo contido no IFRS 16-Leases.	1º de janeiro de 2022, com aplicação prospectiva.
<i>Reference to the Conceptual Framework - Amendments to IFRS 3</i>	As emendas atualizam determinada referência no IFRS 3 à estrutura conceitual mais recente, bem como inclui requerimentos adicionais relativos a obrigações no escopo dos pronunciamentos IAS 37 - Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets e IFRIC 21-Lievies. Adicionalmente, as emendas orientam que o comprador não deve reconhecer ativos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios.	1º de janeiro de 2022, com aplicação prospectiva.
<i>Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract - Amendments to IAS 37</i>	Estabelece alterações no IAS 37-Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets para esclarecer o que compreende os custos de cumprimento de um contrato para avaliar se um contrato é oneroso.	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use - Amendments to IAS 16</i>	As alterações no IAS 16-Property, Plant and Equipment proíbem deduzir do custo do imobilizado valores recebidos pela venda de itens produzidos antes da colocação do ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela administração	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current - Amendments to IAS 1</i>	As emendas no IAS 1-Presentation of Financial estabelecem requerimentos para classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts and Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece, entre outras coisas, os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.
<i>Disclosure of Accounting Policies – Amendments to IAS 1 and Practice Statement 2</i>	Em substituição ao requerimento de divulgação de políticas contábeis significativas, as emendas ao IAS 1 Presentation of Financial Statements estabelecem que políticas contábeis devem ser divulgadas quando forem materiais. Entre outras coisas, a emenda prevê orientações para determinar tal materialidade.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva para as emendas ao IAS 1.
<i>Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8</i>	De acordo com as emendas ao IAS 8, a definição de “mudança na estimativa contábil” deixa de existir. Em substituição, foi estabelecida definição para o termo “estimativas contábeis”: valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos à incerteza de mensuração.	1º de janeiro de 2023, com aplicação prospectiva.
<i>Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction—Amendments to IAS 12</i>	As alterações reduziram o escopo da isenção de reconhecimento de ativos fiscais diferidos e passivos fiscais diferidos contidas nos parágrafos 15 e 24 do IAS 12 Income Taxes de modo que não se aplique mais a transações que, entre outras coisas, no reconhecimento inicial, dão origem a diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva com regras específicas.

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, 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)

6. Gestão de capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os desinvestimentos.

A estratégia financeira do Plano Estratégico 2022-2026 assenta na manutenção de uma estrutura de capital otimizada, maximizando a criação de valor, mitigando riscos através da gestão de litígios e melhorando a alocação de capital.

A meta da Companhia de reduzir a dívida bruta (composta por dívida financeira circulante e não circulante e passivo de arrendamento mercantil) para US\$ 60 bilhões até 2022 foi atingida em setembro de 2021, o que, de acordo com a Política de Dividendos aos Acionistas, permite a distribuição aos seus acionistas de 60% da diferença entre o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais e a aquisição de imobilizado e intangível.

Em 31 de dezembro de 2021, a dívida bruta diminuiu para US\$ 58.743, de US\$ 75.538 em 31 de dezembro de 2020, e o prazo médio ponderado da dívida em aberto aumentou para 13,39 anos em 31 de dezembro de 2021 (de 11,71 anos em 31 de dezembro de 2020).

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

7.1. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e bancos	299	552
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.951	2.592
Outros fundos de investimentos	163	28
	2.114	2.620
- No exterior		
<i>Time deposits</i>	4.310	2.574
Auto Invest e contas remuneradas	3.732	5.633
Outras aplicações financeiras	12	332
	8.054	8.539
Total das aplicações financeiras de curto prazo	10.168	11.159
Total de caixa e equivalentes de caixa	10.467	11.711

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 e por outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

7.1.1. Prática contábil sobre caixa e equivalentes de caixa

Representam numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e 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)

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2021			31.12.2020		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	650	-	650	652	-	652
Custo amortizado	44	-	44	44	7	51
Total	694	-	694	696	7	703
Circulante	650	-	650	652	7	659
Não circulante	44	-	44	44	-	44

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

7.2.1. Prática contábil sobre títulos e valores mobiliários

São inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado - fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto. O modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.
- Valor justo por meio do resultado - todos os demais títulos e valores mobiliários.

8. Receita de vendas

8.1. 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 12.

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.

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. 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 desempenho, 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.

Adicionalmente, a companhia atua como agente principalmente no negócio de biocombustíveis, onde não há controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2021 totalizaram US\$ 38 (US\$ 37 em 2020).

8.2. Receita Líquida de Vendas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2021	2020	2019
Diesel	24.236	13.924	23.007
Gasolina	11.910	6.313	9.810
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	4.491	3.383	4.159
Querosene de aviação (QAV)	2.271	1.455	3.832
Nafta	1.699	1.694	1.669
Óleo combustível (incluindo bunker)	1.775	795	1.026
Outros derivados de petróleo	4.261	2.712	3.410
Subtotal de derivados	50.643	30.276	46.913
Gás natural	5.884	3.649	5.929
Petróleo	671	48	-
Renováveis e nitrogenados	40	59	245
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	243	438	645
Eletricidade	2.902	1.109	1.322
Serviços, agenciamentos e outros	808	755	940
Mercado interno	61.191	36.334	55.994
Exportações	21.491	15.945	18.085
Petróleo	14.942	11.720	13.180
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.480	3.525	3.321
Outros derivados de petróleo e outros produtos	1.069	700	1.584
Vendas no exterior (*)	1.284	1.404	2.510
Mercado externo	22.775	17.349	20.595
Receitas de vendas (**)	83.966	53.683	76.589

(*) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

(**) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 8.

Em 2021, a Vibra Energia, antiga BR Distribuidora, representa mais que 10% do total de vendas da companhia, impactando principalmente o segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

8.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2021, com prazos superiores a 1 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 2021, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2021 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	9.964	-	9.964
Diesel	20.531	-	20.531
Gás natural	11.809	11.768	23.577
Serviços e outros	6.173	8.743	14.916
Nafta	1.751	5.254	7.005
Eletricidade	624	2.163	2.787
Outros derivados de petróleo	25	-	25
Querosene de aviação (QAV)	910	-	910
Mercado externo			
Exportações	2.930	11.592	14.522
Total	54.717	39.520	94.237

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 termoeletrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam, principalmente, valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

8.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui US\$ 19 (US\$ 69 em 2020) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take and 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.

8.5. Prática contábil sobre receitas

A companhia avalia os contratos com clientes que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os bens e serviços distintos prometidos em cada um deles.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente: (i) bem ou serviço (ou grupo de bens ou serviços) que seja distinto; e (ii) uma série de bens 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 companhia mensura a receita pelo valor da contraprestação à qual espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos, os quais refletem metodologias e políticas de preços da companhia baseadas em parâmetros de mercados.

Ao transferir um bem, ou seja, quando o cliente obtém o controle desse, a companhia satisfaz à obrigação de performance e reconhece a respectiva receita, o que geralmente ocorre em momentos específicos no tempo no ato da entrega do produto.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

9. Custos e Despesas por natureza

9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2021	2020	2019
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(20.869)	(12.699)	(20.694)
Depreciação, depleção e amortização	(9.277)	(8.847)	(12.036)
Participação governamental	(11.136)	(5.920)	(9.741)
Gastos com pessoal	(1.882)	(1.729)	(3.261)
Total	(43.164)	(29.195)	(45.732)

(*) Inclui arrendamentos mercantis de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

9.2. Despesas de vendas

	2021	2020	2019
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(3.542)	(4.163)	(3.664)
Depreciação, depleção e amortização	(610)	(564)	(549)
Perdas de créditos esperadas	12	2	(49)
Gastos com pessoal	(89)	(159)	(214)
Total	(4.229)	(4.884)	(4.476)

9.3. Despesas gerais e administrativas

	2021	2020	2019
Gastos com pessoal	(834)	(749)	(1.427)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(256)	(252)	(539)
Depreciação, depleção e amortização	(86)	(89)	(158)
Total	(1.176)	(1.090)	(2.124)

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas**

	2021	2020	2019
Plano de pensão e saúde (inativos)	(1.467)	889	(1.371)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.362)	(1.441)	(1.321)
Ganhos (perdas) com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(740)	(493)	(1.520)
Programa de remuneração variável	(469)	(439)	(643)
Participação nos lucros ou resultados	(125)	(7)	(43)
Resultado com derivativos de commodities	(79)	(308)	(370)
Equalização de gastos - AIP	(74)	701	2
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(41)	(43)	(34)
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	1.941	499	6.046
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas (**)	631	-	-
Recuperação de tributos (*)	561	1.580	99
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	545	276	60
Resultados com operações em parcerias de E&P	485	912	480
Assunção de participação em concessões (**)	363	84	-
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	235	155	220
Multas aplicadas a fornecedores	163	95	260
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	99	(342)	(155)
Plano de desligamento voluntário (PDV)	11	(1.017)	(198)
Outros	(24)	(103)	(313)
Total	653	998	1.199

(*) Inclui os efeitos pela exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, exceto os efeitos da variação monetária, conforme nota explicativa 16.

(**) Conforme nota explicativa 24.

11. Resultado financeiro líquido

	2021	2020	2019
Receitas Financeiras	821	551	1.330
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	315	202	558
Outros	506	349	772
Despesas Financeiras	(5.150)	(6.004)	(7.086)
Despesas com financiamentos	(2.870)	(3.595)	(4.847)
Despesas com arrendamentos	(1.220)	(1.322)	(1.514)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(1.102)	(1.157)	(860)
Encargos financeiros capitalizados	976	941	1.332
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(761)	(638)	(795)
Outros	(173)	(233)	(402)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(6.637)	(4.177)	(3.008)
Variações cambiais (*)	(2.737)	(1.363)	(72)
Reclassificação do hedge accounting (*)	(4.585)	(4.720)	(3.136)
Atualização monetária de impostos a recuperar (**)	518	1.807	125
Outros	167	99	75
Total	(10.966)	(9.630)	(8.764)

(*) Para mais informações, vide notas explicativas 36.3.c e 36.3.a.

(**) Inclui atualização monetária sobre os efeitos pela exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, conforme nota explicativa 16.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***12. Resultado por Segmento****Resultados Consolidados por Área de Negócio**

						2021
	E&P	RTC	Gás & Energia	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	3.283	(1.621)	(2.871)	(1.987)	(22)	(3.218)
Vendas	-	(1.543)	(2.653)	(11)	(22)	(4.229)
Gerais e administrativas	(152)	(148)	(73)	(803)	-	(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	1.622	(86)	126	(1.009)	-	653
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.194	7.283	(314)	(1.986)	(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	35.313	8.224	(216)	(12.503)	(2.593)	28.225
Imposto de renda e contribuição social	(11.963)	(2.478)	107	5.212	883	(8.239)
Lucro (prejuízo) do ano	23.350	5.746	(109)	(7.291)	(1.710)	19.986
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	23.353	5.746	(206)	(7.308)	(1.710)	19.875
Acionistas não controladores	(3)	-	97	17	-	111

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	2020					
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	34.395	47.782	7.725	876	(37.095)	53.683
Intersegmentos	33.524	865	2.455	251	(37.095)	-
Terceiros	871	46.917	5.270	625	-	53.683
Custo dos produtos vendidos	(18.098)	(44.011)	(3.985)	(832)	37.731	(29.195)
Lucro bruto	16.297	3.771	3.740	44	636	24.488
Despesas	(9.247)	(2.992)	(2.581)	419	(24)	(14.425)
Vendas	-	(2.520)	(2.320)	(20)	(24)	(4.884)
Gerais e administrativas	(155)	(161)	(85)	(689)	-	(1.090)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(803)	-	-	-	-	(803)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(232)	(11)	(10)	(102)	-	(355)
Tributárias	(478)	(137)	(31)	(306)	-	(952)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(7.364)	164	36	(175)	-	(7.339)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(215)	(327)	(171)	1.711	-	998
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	7.050	779	1.159	463	612	10.063
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(9.630)	-	(9.630)
Resultado de participações em investimentos	(181)	(437)	128	(169)	-	(659)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	6.869	342	1.287	(9.336)	612	(226)
Imposto de renda e contribuição social	(2.398)	(265)	(393)	4.438	(208)	1.174
Lucro (prejuízo) do ano	4.471	77	894	(4.898)	404	948
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	4.475	111	821	(4.670)	404	1.141
Acionistas não controladores	(4)	(34)	73	(228)	-	(193)

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

2019

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	50.462	67.538	11.493	1.221	(54.125)	76.589
Intersegmentos	49.400	9.432	3.308	226	(54.125)	8.241
Terceiros	1.062	58.106	8.185	995	-	68.348
Custo dos produtos vendidos	(27.304)	(61.578)	(7.713)	(1.167)	52.030	(45.732)
Lucro bruto	23.158	5.960	3.780	54	(2.095)	30.857
Despesas	(4.181)	(4.334)	2.580	(4.282)	(26)	(10.243)
Vendas	-	(2.164)	(2.260)	(31)	(21)	(4.476)
Gerais e administrativas	(254)	(336)	(134)	(1.401)	1	(2.124)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(799)	-	-	-	-	(799)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(394)	(11)	(15)	(156)	-	(576)
Tributárias	(127)	(151)	(152)	(189)	-	(619)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.956)	(697)	(194)	1	(2)	(2.848)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(651)	(975)	5.335	(2.506)	(4)	1.199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	18.977	1.626	6.360	(4.228)	(2.121)	20.614
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(8.764)	-	(8.764)
Resultado de participações em investimentos	86	(151)	103	115	-	153
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	19.063	1.475	6.463	(12.877)	(2.121)	12.003
Imposto de renda/contribuição social	(6.451)	(552)	(2.162)	4.245	720	(4.200)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	12.612	923	4.301	(8.632)	(1.401)	7.803
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	3	2.557	-	2.560
Lucro líquido (prejuízo)	12.612	923	4.304	(6.075)	(1.401)	10.363
Acionistas da Petrobras	12.624	1.021	4.180	(6.273)	(1.401)	10.151
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	12.624	1.021	4.179	(8.763)	(1.401)	7.660
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	1	2.490	-	2.491
Acionistas não controladores	(12)	(98)	124	198	-	212
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(12)	(98)	121	132	-	143
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	3	66	-	69

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, os valores consolidados das vendas intersegmentos (restantes após as eliminações) referem-se às vendas do Refino, Transporte e Comercialização para a BR, que é apresentada como operação descontinuada, em 2019, dentro do segmento Corporativo e outros negócios.

12.1. Prática contábil sobre resultado 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

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 Energia 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 e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, e a exploração e o processamento de xisto.

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.

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&E 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 Energia: 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 participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

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 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 e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, *overhead* relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os negócios de distribuição refletem a participação societária na coligada Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, até julho de 2021, quando a companhia vendeu sua participação remanescente nesta coligada (Investimentos e Resultado de Participações em Investimentos), e negócios de distribuição de derivados no exterior (América do Sul). Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus coprodutos e de etanol.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13. Contas a receber

13.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2021	31.12.2020
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	4.839	3.081
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 30.5)	385	664
Recebíveis do setor elétrico	-	205
Subtotal	5.224	3.950
Outros contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento (*)	2.679	1.523
Arrendamentos	435	467
Outras (**)	872	2.536
Partes relacionadas		
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	506	482
Subtotal	4.492	5.008
Total do contas a receber	9.716	8.958
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.428)	(1.528)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(20)	(68)
Total do contas a receber, líquidas	8.268	7.362
Circulante	6.368	4.731
Não circulante	1.900	2.631

(*) Refere-se, principalmente, a valores a receber (incluindo juros e atualização monetária e cambial) do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste (NTS), no Bloco BM-S-8 do campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), além dos valores referentes a Rio Ventura, Roncador, Pampo Enchova, Baúna e Miranga.

(**) Em 2020, inclui principalmente valores referentes à compra e venda de plataformas e equipamentos de produção dos nossos parceiros em consórcios de E&P, com liquidação financeira no primeiro trimestre de 2021.

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 2021 totalizou US\$ 1.155 (US\$ 507 em 31 de dezembro de 2020).

Em 2021, as emendas constitucionais alteraram a forma de pagamento dos precatórios pelo Governo Federal Brasileiro, estabelecendo que haverá um limite para pagamentos anuais até o final de 2026, incluindo limitações orçamentárias. Por esse motivo, a Companhia espera receber os valores das Contas Petróleo e Álcool entre 2022 e 2027, dependendo das limitações orçamentárias anuais do Governo Federal brasileiro.

13.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2021	31.12.2020		
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	7.059	(77)	5.850	(130)
Vencidos:				
Até 3 meses	218	(26)	205	(8)
De 3 a 6 meses	40	(6)	15	(9)
De 6 a 12 meses	51	(29)	42	(28)
Acima de 12 meses	1.457	(1.290)	1.495	(1.353)
Total	8.825	(1.428)	7.607	(1.528)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	1.596	2.331
Adições	69	209
Baixas	(40)	(667)
Reversões	(112)	(31)
Transferência de ativos mantidos para venda	(8)	(3)
Ajuste Acumulado de Conversão	(57)	(243)
Saldo Final	1.448	1.596
Circulante	158	218
Não circulante	1.290	1.378

Em 2020, as baixas refletem basicamente valores a receber de fornecedores, relacionados à construção e reforma de plataformas, que já estavam integralmente provisionados.

Petrobras sobre acordo com Companhia de Eletricidade do Amapá

Em 11 de maio de 2021, a Petrobras firmou com a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) acordo jurídico para resolução de litígios e recuperação de crédito no valor de US\$ 58 (R\$ 314 milhões). O acordo prevê o pagamento de US\$ 24 (R\$ 133 milhões) à Petrobras, a ser liquidado em 24 parcelas mensais. Sobre o restante, US\$ 34 (R\$ 181 milhões), será concedido desconto, desde que os pagamentos ocorram dentro do prazo. Em caso de inadimplência, conforme previsto no contrato, a Petrobras poderá exigir o débito em aberto sem desconto.

O acordo estava sujeito a condições suspensivas para reconhecimento do recebível, que foram cumpridas em novembro de 2021 com a transferência do controle acionário para a Equatorial Energia, gerando um efeito positivo no resultado consolidado da Petrobras de US\$ 24, sem considerar os efeitos tributários.

13.4. Prática contábil sobre 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.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 possuem 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 90 (noventa) dias.

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.

14. Estoques

	31.12.2021	31.12.2020
Petróleo	3.048	2.242
Derivados de petróleo	2.495	1.925
Intermediários	532	396
Gás Natural e GNL (*)	349	122
Biocombustíveis	19	30
Fertilizantes	8	8
Total produtos	6.451	4.723
Materiais, suprimentos e outros	804	954
Total	7.255	5.677

(*) 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.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, a Companhia reconheceu um ganho de US\$ 1 no custo das vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma perda de US\$ 375 no custo das vendas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020) principalmente devido a mudanças nos preços internacionais de petróleo bruto e derivados.

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia havia dado volumes de petróleo bruto e derivados em garantia do Termo de Compromisso Financeiro (TFC) firmado entre Petrobras e Petros em 2008, no valor de US\$ 2.384, considerando os pagamentos antecipados efetuados em janeiro de 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

14.1. Prática contábil sobre 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. 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)

15. Fornecedores

	31.12.2021	31.12.2020
Terceiros no país	3.556	2.828
Terceiros no exterior	1.861	3.603
Partes relacionadas	66	428
Saldo total no Passivo Circulante	5.483	6.859

16. Tributos

16.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social

	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
No país						
Tributos sobre o lucro	133	391	682	111	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	43	45	300	357
	133	391	725	156	300	357
No exterior	30	27	8	42	-	-
Total	163	418	733	198	300	357

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, 2018, 2019 e 2021. O passivo circulante é a parcela a pagar da apuração do IRPJ e CSLL corrente.

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.

16.1.1. 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:

	2021	2020	2019
Lucro do exercício antes dos impostos	28.225	(226)	12.003
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(9.597)	77	(4.081)
Juros sobre capital próprio, líquidos	843	(16)	728
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	296	1.874	1.056
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(546)	(743)	(175)
Incentivos fiscais	50	(9)	443
Prejuízos fiscais	59	(428)	(682)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (**)	234	(280)	(1.556)
Benefício pós emprego (***)	(802)	559	(417)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	318	49	53
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários	903	-	-
Outros	3	91	431
Outros	(8.239)	1.174	(4.200)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(4.058)	1.743	(2.798)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.181)	(569)	(1.402)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	(29)%	(519)%	(35,0)%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

(**) Inclui efeito sobre acordos judiciais.

(***) impactada pelas despesas não dedutíveis para plano de saúde e pensão em 2021, comparado ao ganho não tributável pela revisão do plano de saúde em 2020.

16.1.2. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2021	2020
Saldo em 1º de janeiro	6.256	(372)
Reconhecido no resultado do período	(4.058)	1.743
Reconhecido no patrimônio líquido	(1.555)	5.564
Ajuste acumulado de conversão	(124)	(623)
Utilização de créditos tributários	(1.172)	(60)
Outros	37	4
Saldo em 31 de dezembro de	(625)	6.256
Impostos diferidos ativos	604	6.451
Impostos diferidos passivos	(1.229)	(195)

O quadro a seguir demonstra a composição e o fundamento para realização dos ativos e passivos fiscais diferidos:

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2021	31.12.2020
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento	Depreciação, amortização e baixa de Ativos	(1.362)	(3.205)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão impairment	4.382	6.626
Imobilizado - Outros (*)	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(12.924)	(8.690)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	3.490	3.913
Arrendamentos mercantis	Apropriação da contraprestação	1.244	1.190
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	605	664
Prejuízos fiscais	Compensação de 30% do lucro tributável	1.827	2.501
Estoques	Venda, baixa e perda	228	158
Benefícios concedidos a empregados, principalmente	Pagamento e reversão da provisão	1.250	2.882
Outros		635	217
Total		(625)	6.256

(*) inclui depreciação acelerada incentivada, diferença de depreciação por unidade produzida x método linear, bem como encargos financeiros

Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indêbitos tributários

Em 24 de setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF), em julgamento de recurso extraordinário com repercussão geral, ainda não transitado em julgado, decidiu que é inconstitucional a incidência do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre a atualização da Selic (juros de mora e correção monetária), incidentes sobre os indêbitos tributários.

A companhia possui mandado de segurança, no qual discute o direito à repetição dos montantes de IRPJ e CSLL que incidiram sobre os valores correspondentes à Selic aplicada em seus indêbitos tributários e depósitos judiciais, desde março de 2015, bem como pleiteia o afastamento definitivo dessa incidência tributária.

Em 20 de outubro de 2021, foi proferida decisão judicial, no mandado de segurança ainda pendente de publicação, reconhecendo o direito da companhia a não tributação da Selic no indêbito tributário, mas não se pronunciou sobre os depósitos judiciais.

Com base na decisão do STF, bem como dos fundamentos jurídicos apresentados na decisão da Suprema Corte, a companhia reavaliou a expectativa de ganho do direito em relação aos indêbitos tributários, considerando que é provável que o tratamento fiscal seja aceito.

Desta forma, a companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2021, como receita de IRPJ e CSLL corrente e diferido, o montante de US\$ 903, sendo:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- (i) um aumento de US\$ 266 no imposto de renda a recuperar, referente aos períodos que a companhia apurou lucro real, apresentados no ativo circulante;
- (ii) (ii) uma redução de US\$ 611 em impostos de renda diferidos, pela recomposição do prejuízo fiscal referente aos períodos em que a companhia apurou base fiscal negativa, reduzindo o passivo não circulante; e
- (iii) (iii) uma perda de US\$ 26 em ajustes cumulativos de conversão.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

16.1.3. 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 Plano Estratégico (PE) 2022-2026, que tem como principais metas financeiras a maximização do retorno do capital empregado, redução do custo de capital e busca incessante por custos baixos e eficiência.

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 baseadas no PE.

Em 31 de dezembro de 2021, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2022	59	(2.403)
2023	177	(881)
2024	19	92
2025	18	265
2026	16	(4.513)
2027 em diante	315	8.669
Parcela registrada contabilmente	604	1.229

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	Ativos	Passivos
País	1	-
Exterior	1.351	-
Parcela não registrada contabilmente	1.352	-
Total	1.956	1.229

Esses prejuízos fiscais, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

	2027 - 2029	2030 - 2032	2033 - 2035	2036 - 2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	410	571	303	0	67	1.351

Posições fiscais incertas

Em 31 de dezembro de 2021, a companhia possui tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de US\$ 4.983 (US\$ 4.900 em 2020), relacionados a processos judiciais e administrativos conforme detalhado na nota explicativa 18.3.1. Adicionalmente, a companhia possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos em IRPJ e CSLL de US\$ 10.712 (US\$ 7.908 em 2020), 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.

16.1.4. Prática contábil sobre imposto de renda e contribuição social diferidos

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Estes tributos são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, 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, 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.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

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 liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

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, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

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, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal). A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração 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)

16.2. Demais Impostos e Contribuições

Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante (*)	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	665	507	379	293	995	642	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	418	1.570	2.030	2.055	499	544	45	37
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	594	681	-	-	-	-
CIDE	6	4	-	-	42	41	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.147	1.173	21	94
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	86	106	-	-
Programas de regularização de débitos	-	-	-	-	67	-	6	-
Outros	48	87	249	119	142	117	70	275
Total no Brasil	1.137	2.168	3.252	3.148	3.978	2.623	142	406
Impostos no exterior	46	9	9	10	23	13	-	-
Total	1.183	2.177	3.261	3.158	4.001	2.636	142	406

(*) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".

(**) Em 31 de dezembro de 2021, inclui US\$ 104 (US\$ 1,230 em 31 de dezembro de 2020), no ativo circulante, referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS.

Os créditos de ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indébitos, 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.

Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

Em 2020, a Petrobras e controladas obtiveram decisão judicial favorável e definitiva acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS e reconheceram o montante de US\$ 3.226, registrado no ativo circulante como impostos e contribuições. Os créditos reconhecidos no ativo se referiam à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, cujos valores foram pagos indevidamente em competências compreendidas entre os meses de outubro de 2001 a agosto de 2020.

O reconhecimento dos créditos como ativo atende ao pronunciamento técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, por ser praticamente certa a entrada de benefício econômico para a companhia, uma vez que: (i) a decisão transitada em julgado em 2020 se constitui um direito que deixou de ser contingente na data dessa decisão; e (ii) a metodologia de mensuração adotada é incontroversa por ser aquela aceita pela Receita Federal do Brasil (RFB).

Em 14 de maio de 2021, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu que o valor do ICMS a ser excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal. Dessa forma, principalmente no segundo trimestre de 2021, foi reconhecido um crédito adicional de US\$ 890, atualizado monetariamente e registrado no ativo circulante como impostos e contribuições.

O ganho líquido no resultado em 2021 foi de US\$ 542 (US\$ 2.050 em 31 de dezembro de 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A companhia habilitou esses créditos e compensou com pagamento de outros tributos federais, totalizando o valor de US\$ 910 em 2021 (US\$ 1.857 em 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo remanescente para compensação referente à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, indexado à alíquota SELIC, é de US\$ 104 classificados como outros impostos a recuperar.

Natureza	Efeito no resultado	2021	2020
Recuperação dos tributos	Outras receitas operacionais	507	1.516
Atualização monetária	Variações monetárias e cambiais, líquidas	479	1.709
Efeitos de conversão	Ajustes acumulados de conversão	(96)	-
Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS	Crédito em Outros Impostos Recuperáveis	890	3.226
Pis e Cofins	Despesas tributárias	(20)	(78)
Efeitos tributários (*)	Imposto de renda e contribuição social	(328)	(1.097)
Efeitos Líquidos	Demonstração do Resultado	542	2.050

(*) Parte dos tributos sobre atualização monetária foram recuperados com a decisão do STF, conforme subitem - Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos débitos tributários.

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, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Tais processos encontram-se em fase de liquidação, com discussão pericial em curso, tendo havido recebimento efetivo somente da parcela incontroversa dos valores pleiteados em uma das ações.

Em 31 de dezembro de 2021, o montante atualizado monetariamente é de US\$ 594 (US\$ 681 em 31 de dezembro de 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

16.3. Programas de Anistias Estaduais

A Petrobras, baseada na gestão de riscos associados ao contencioso e em linha com a estratégia de geração de valor, aderiu aos programas de anistias estaduais do Rio de Janeiro, Bahia, Rio Grande do Sul, gerando um efeito positivo em 2021, no montante de US\$ 188 (um ganho de US\$ 209, um perda de US\$ 21 e perda de US\$ 1 para cada estado, respectivamente), pela reversão de parte das provisões vinculadas, em contrapartida de despesas tributárias e outras receitas e despesas operacionais de US\$ 147 e resultado financeiro de US\$ 40.

As principais informações desses acordos estão apresentadas a seguir.

Estado do Rio de Janeiro

O Estado do Rio de Janeiro instituiu programa especial de parcelamento denominado PEP-ICMS, criado pela Lei Complementar Estadual nº 189/2020 (ampliada pela lei estadual 191/2021), que permitiu a redução de 90% dos encargos moratórios devidos a título de multa e juros.

Ao aderir ao programa, a Companhia liquidou US\$ 322 de disputas de ICMS desembolsando US\$ 125 durante 2021, dos quais US\$ 97 referem-se a disputas envolvendo créditos tributários devido ao cancelamento de uma planta do Gaslub (antigo Comperj) e US\$ 27 refere-se ao pagamento de autuações relativas a obrigações acessórias, aplicação indevida de crédito de ICMS, bem como auto-denúncia relacionada ao processo de apuração do ICMS.

Em função disso, em 2021, a companhia efetuou a reversão de US\$ 209 nas respectivas provisões de processos judiciais e impostos.

Estado da Bahia

A adesão ao programa de anistia junto ao Estado da Bahia, firmado nos termos da lei estadual 14.286/2020, permitiu a remissão de 50% e a redução de 90% das multas e juros. Os débitos tributários, decorrentes de glosas de créditos tributários foram encerrados em 2021 com o pagamento de US\$21, dando uma solução definitiva para esse tipo de contingência.

17. Benefícios a empregados

São todas as formas de compensação proporcionadas pela entidade 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.

	31.12.2021	31.12.2020
Passivo		
Benefícios de curto prazo	1.290	1.200
Benefícios rescisórios	348	900
Benefícios pós emprego	9.880	16.069
Total	11.518	18.169
Circulante	2.144	3.502
Não Circulante	9.374	14.667

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

17.1. Benefícios de Curto Prazo

São os benefícios com estimativa de que sejam integralmente liquidados em até doze meses após o período a que se referem as demonstrações financeiras em que os empregados prestaram o respectivo serviço.

	31.12.2021	31.12.2020
Programa de remuneração variável empregados	461	522
Provisão de férias	440	470
Salários, encargos e outras provisões	270	204
Participação nos lucros ou resultados	118	5
Total	1.289	1.201
Circulante	1.286	1.199
Não circulante (*)	3	2

(*) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos de 40% da parcela do PPP dos gestores executivos.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020, em relação aos benefícios de curto prazo, a companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(2.665)	(3.064)	(4.313)
Programa de remuneração variável	(469)	(439)	(643)
Participações nos lucros ou resultados	(125)	(7)	(43)
Honorários e encargos de Administradores	(15)	(14)	(21)
Total	(3.274)	(3.524)	(5.020)

17.1.1. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 17 de setembro de 2021, o Conselho de Administração (CA) aprovou ajuste nos critérios para concessão do programa de remuneração variável 2021 para os empregados (anteriormente aprovado em 16 de dezembro de 2020), alterando seu regulamento. Assim, o modelo de PPP 2021 apresenta para o acionamento do programa, além do lucro líquido no exercício, a declaração e o pagamento de remuneração aos acionistas para o exercício em referência aprovados pelo CA. O pagamento dos valores de PPP 2021 continua associado ao cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual de todos os empregados.

Participação nos Lucros ou resultados (PLR)

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo de PLR, para os próximos 2 anos antes do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, apenas um sindicato assinou o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O regramento PLR 2021/2022, aprovado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest), do Governo Federal, abrange os empregados que não ocupam funções gratificadas e prevê limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes. Para que haja o acionamento da PLR nos anos de 2021 e de 2022, além do acordo de PLR ter sido assinado, é necessário o atingimento dos seguintes gatilhos/requisitos: i) aprovação de distribuição de dividendos pela Assembleia Geral Ordinária (AGO); ii) apuração de lucro líquido no exercício de referência; e iii) atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%.

O montante máximo de PLR a ser distribuído está limitado a 5% do Ebitda ajustado, a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício, o que for menor.

Prática contábil

A provisão dos programas de remuneração variável é reconhecida de acordo com o regime de competência e representa a estimativa de desembolso futuro decorrente de eventos passados, baseada nas condições e métricas do PPP e PLR, desde que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados.

17.2. 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.

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 cujos prazos para inscrição já foram encerrados, totalizando 11.418 adesões acumuladas até 31 de dezembro 2021 (11.117 adesões até 31 de dezembro de 2020).

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorre na medida em que os empregados realizam a adesão.

O programa de desligamento voluntário, destinado aos aposentados pelo INSS até promulgação da Reforma da Previdência, teve as inscrições reabertas durante o mês de janeiro de 2021 para empregados ainda não inscritos ou que tenham desistido da adesão por qualquer motivo até 29 de dezembro de 2020. Durante o período de reabertura, 195 empregados se inscreveram no programa.

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.

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2021 está representada a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	900	140
Efeitos no resultado		
Inscritos no PDV	(11)	1.017
Revisão de provisão (desistências / atualização)	30	1.076
	(41)	(59)
Efeitos no caixa	(497)	(245)
Utilização por desligamento	(497)	(245)
Ajuste acumulado de conversão	(43)	(12)
Saldo final	349	900
Circulante	207	754
Não Circulante	142	146

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2021, do total provisionado, o valor de US\$ 349 corresponde a segunda parcela de 2.607 empregados desligados e o de US\$ 193 corresponde a 1.961 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2024.

17.3. Benefícios concedidos a empregados

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”).

	31.12.2021	31.12.2020
Passivo		
Plano de saúde suplementar	4.485	5.356
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)(*)	3.233	6.016
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)(*)	658	1.621
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	817	1.508
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	511	1.075
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	165	477
Outros planos	11	16
Total	9.880	16.069
Circulante	651	1.549
Não Circulante	9.229	14.520

(*) Em 2020, inclui obrigação com aporte contributivo referente à revisão do pecúlio.

17.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de saúde

O Plano de saúde, nomeado “Saúde Petrobras” pelos beneficiários 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, PBI, 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, 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, com coparticipação dos empregados e aposentados.

Os benefícios são pagos pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes. A participação financeira da companhia e dos beneficiários nas despesas está prevista em Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), conforme segue:

- Até 2020, esse benefício era coberto 70% pela companhia e 30% pelos participantes;
- A partir de janeiro de 2021, esse benefício passou a ser coberto 60% pela companhia e 40% pelos participantes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Revisão intermediária do plano de saúde

Em 30 de setembro de 2021, o Senado Federal brasileiro aprovou o Decreto Legislativo nº 26/2021, suspendendo os efeitos da Resolução CGPAR nº 23/2018, que havia estabelecido contribuição paritária (50%-50%) para cobertura de custos entre empresas estatais e funcionários.

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia havia realizado a remensuração do passivo atuarial deste plano para refletir as disposições da Resolução CGPAR, vigente à época. Entretanto, com a suspensão desta deliberação, em setembro de 2021, a Companhia efetuou uma remensuração intermediária do passivo atuarial deste plano, para refletir o índice de custeio de 2022 em diante, a ser coberto em 60% pela Companhia e 40% pelo participantes, conforme previsto no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) para 2020-2022, que resultou em uma despesa de US\$ 852 reconhecida na demonstração do resultado, devido à mudança no custeio do benefício (custo de serviços passados), e um US\$ Ganho de U\$ 1.176 em outros resultados abrangentes, devido à revisão das premissas atuariais.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2021, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado na nota 17.5.2.

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.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70),
- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

Atualmente os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e PP3 são patrocinados pela Petrobras, e o plano Petros 2 patrocinado por: Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia, Termomacaé e Araucária, sendo essa última em processo de retirada de patrocínio.

O PPSP-R e PPSP-NR são derivados da divisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela companhia em julho de 1970. Em 1º de janeiro de 2020, o PPSP-R e PPSP-NR deram origem aos 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)

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 de Seguridade Social (INSS).

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Modalidade	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]	Contribuição definida
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados que se deslocaram de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a vontade do participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante: por prazo indeterminado, por prazo determinado ou por percentual de saldo de conta.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC).		Com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais vitalícios: com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC).	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são 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.	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.	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.
Termo de Compromisso Financeiro- TCF (acordos de dívida) assumido pela Companhia para fazer face aos déficits dos planos - Valores a pagar à Fundação Petros (*)	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 508 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 893 em 31/12/2021.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de US\$ 519 em 31/12/2021.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento em 20 anos.					

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Novo plano de equacionamento de déficit – Novo PED

Em 28 de abril de 2020, foram aprovados pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) e, em 5 de maio de 2020, pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc), o novo Plano de Equacionamento de Déficit (Novo PED) dos planos PPSP – R e PPSP- NR, bem como as alterações no regulamento referente à redução do benefício de pecúlio e outras.

O Novo PED, que abrange os déficits de 2015 a 2018 e incorpora o resultado de 2019, foi avaliado em US\$ 6.485 (R\$ 33.700 bilhões) em 31 de dezembro de 2019. Do valor total, o montante de US\$ 3.006 (R\$ 15.620 milhões) é de responsabilidade da Petrobras, em cumprimento ao princípio da paridade contributiva prevista na Emenda Constitucional nº 20/1998, sendo US\$ 2.611 (R\$ 13.566 milhões) por meio de contribuições extraordinárias ao longo da existência dos planos e US\$ 395 (R\$ 2.054 milhões) de aporte contributivo como contrapartida da companhia pela redução do benefício de pecúlio.

Em 30 de junho de 2021, a companhia realizou a liquidação antecipada do saldo devedor do aporte contributivo, no valor de US\$ 447.

O restante do déficit será suportado pelas demais patrocinadoras e participantes dos planos PPSP-R e PPSP-NR.

O atual modelo, que substituiu o plano de equacionamento anterior, difere do aplicado no PED-2015 e teve como objetivo reduzir as contribuições extraordinárias no orçamento mensal de grande parte dos participantes por meio da: (i) extensão do tempo de cobrança para vitalício, em substituição aos 18 anos; (ii) adoção de alíquota única para ativos e outra para assistidos (iii) instituição de uma contribuição anual de 30% sobre o 13º benefício; e (iv) redução do valor do benefício de pecúlio.

O Novo PED inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento do PPSP-R e do PPSP-NR em adequação à Resolução 25 da CGPAR, que estabelece diretrizes e parâmetros para as empresas estatais federais quanto ao patrocínio de planos de benefícios de previdência complementar.

Migração para o PP3 e revisão intermediária do PPSP-R e PPSP-NR

Em 27 de janeiro de 2021, a Secretaria de Gestão e Governança das Empresas Estatais (SEST) e a Superintendência de Benefícios Pós-Aposentadoria (PREVIC), aprovaram a criação do Plano Petros 3 (PP-3), bem como alterações nos regulamentos do Plano Petros - Renegociado e do Plano Petros Não Renegociado (PPSP-R e PPSP-NR), não contemplando os planos pré-70, determinando o processo de migração dos participantes para o PP-3.

O PP-3 é um novo plano de previdência com características de contribuição definida, implementado como opção exclusiva para migração voluntária de participantes dos planos PPSP-R e PPSP-NR, não incluindo os planos pré-70, cujo prazo de adesão era 30 de abril, 2021. A opção pela migração é irreversível e irrevogável, além de encerrar qualquer vínculo com o plano de origem.

Em 15 de junho de 2021, a etapa de validação das inscrições do PP3 foi concluída, totalizando 2.176 pedidos deferidos e os estudos de viabilidade técnica e administrativa do novo plano de contribuição definida foram finalizados, permitindo a sua implementação a partir de agosto de 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Petrobras realizou uma revisão intermediária dos planos PPSP-R e PPSP-NR no 2º trimestre de 2021, que resultou numa redução do passivo de US\$ 1.731, em contrapartida de: (i) US\$ 1 no resultado pelo custo do serviço passado dos 2.176 participantes que optaram pela migração, conforme demonstrado na movimentação das obrigações dos planos; e (ii) US\$ 1.721 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, principalmente pelo aumento da taxa de desconto aplicada sobre os passivos dos planos e os US\$ 9 restantes como ajustes cumulativos de conversão.

Em 9 de setembro de 2021, a Petrobras realizou um aporte no PP3 no montante de US\$ 241, sendo US\$ 231 relativo aos participantes que migraram do plano PPSP-R e US\$ 10 do plano PPSP-NR, descontado o valor do aporte contributivo pela revisão do pecúlio no valor de US\$ 18, previsto no plano de equacionamento do déficit dos planos PPSP-R e PPSP-NR liquidado em junho de 2021.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2021, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 17.5.2.

17.3.2. Valores nas demonstrações financeiras relacionados a planos de benefícios definidos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

	Plano de Pensão			Plano de saúde	Outros planos	2021 Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR	PP2			
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(7.431)	(2.316)	(822)	-	2	(10.567)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2021	4.050	1.169	165	4.485	11	9.880
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro de 2021 (**)	7.524	2.696	477	5.356	16	16.069
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	469	178	72	1.388	(9)	2.098
Custo do serviço passado	(1)	-	-	845	-	844
- Valor presente da obrigação	(730)	(33)	-	845	-	82
- Valor do ativo garantidor - transferência para patrimônio	496	22	-	-	-	518
- Aporte da patrocinadora no PP3	233	11	-	-	-	244
Custo do serviço corrente	13	1	37	158	(10)	199
Custo dos juros líquidos	438	172	35	385	1	1.031
Juros sobre a obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	19	5	-	-	-	24
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(2.223)	(989)	(362)	(1.601)	6	(5.169)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais	(2.223)	(989)	(362)	(1.601)	6	(5.169)
Efeito caixa	(1.339)	(591)	-	(309)	-	(2.239)
Pagamento de contribuições (***)	(475)	(86)	-	(309)	-	(870)
Pagamento da obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	(340)	(101)	-	-	-	(441)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(524)	(404)	-	-	-	(928)
Outros movimentos	(381)	(125)	(22)	(349)	(2)	(879)
Ajustes acumulados de conversão	(381)	(125)	(22)	(349)	(2)	(879)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2021	4.050	1.169	165	4.485	11	9.880

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

						2020
	PPSP-R (*)	Plano de Pensão		Plano de saúde	Outros Planos	Total
		PPSP-NR	PP2			
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	15.847	4.811	1.177	5.356	26	27.217
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.650)	(2.213)	(700)	-	(12)	(11.575)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2020	7.197	2.598	477	5.356	14	15.642
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro de 2020	10.231	3.264	989	11.986	24	26.494
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	84	40	131	(1.672)	2	(1.415)
Custo do serviço (**)	(298)	(93)	64	(2.348)	-	(2.675)
Custo dos juros, líquidos	382	133	67	676	2	1.260
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(344)	285	(391)	(1.957)	(8)	(2.415)
Perdas (ganhos) de remensuração	(344)	285	(391)	(1.957)	(8)	(2.415)
Efeito caixa	(474)	(265)	-	(308)	(1)	(1.048)
Pagamento de contribuições	(255)	(80)	-	(308)	(1)	(644)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(219)	(185)	-	-	-	(404)
Outros movimentos	(2.300)	(726)	(252)	(2.693)	(3)	(5.974)
Outros	-	-	-	-	2	2
Ajustes acumulados de conversão	(2.300)	(726)	(252)	(2.693)	(5)	(5.976)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2020	7.197	2.598	477	5.356	14	15.642
Obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	315	99	-	-	-	414
Ajustes acumulados de conversão	12	(1)	-	-	2	13
Obrigação total com planos de saúde e pensão em 31 de dezembro de 2020	7.524	2.696	477	5.356	16	16.069

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de US\$ 374 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e US\$ 2.538 decorrente da alteração da regra de custeio do plano AMS.

b) Movimentação do valor presente da obrigação

						2021
	PPSP-R (*)	Plano de Pensão		Plano de saúde	Outros Planos	Total
		PPSP-NR	PP2			
Valor presente das obrigações no início do exercício	15.847	4.811	1.177	5.356	26	27.217
Reconhecido no resultado	1.179	355	122	543	(8)	2.191
Custo dos juros	1.166	354	85	385	2	1.992
Custo do serviço	13	1	37	158	(10)	199
Custo do serviço passado	(1)	-	-	845	-	844
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(2.969)	(1.041)	(168)	(1.601)	(7)	(5.786)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(313)	(301)	315	(239)	(8)	(546)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	-	-	(5)	96	-	91
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	(2.656)	(740)	(478)	(1.458)	1	(5.331)
Outros	(2.576)	(640)	(144)	187	(2)	(3.175)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(952)	(319)	(65)	(309)	-	(1.645)
Contribuições de participantes	26	7	-	-	-	33
Transferência e aporte no PP3	(680)	(31)	-	-	-	(711)
Outros	-	-	-	-	-	-
Ajustes acumulados de conversão	(970)	(297)	(79)	496	(2)	(852)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2020					Total
	Plano de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR	PP2			
Valor presente das obrigações no início do exercício	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569
Reconhecido no resultado	589	190	176	(1.672)	3	(714)
Custo dos juros	887	283	112	676	3	1.961
Custo do serviço	(298)	(93)	64	(2.348)	-	(2.675)
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(148)	211	(228)	(1.957)	(7)	(2.129)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(436)	231	55	(671)	-	(821)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	-	-	(20)	1	1	(18)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses	288	(20)	(263)	(1.287)	(8)	(1.290)
Outros	(5.513)	(1.545)	(443)	(3.001)	(7)	(10.509)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(920)	(228)	(35)	(310)	(2)	(1.495)
Contribuições de participantes	75	15	-	-	-	90
Outros	-	-	-	-	2	2
Ajustes acumulados de conversão	(4.668)	(1.332)	(408)	(2.691)	(7)	(9.106)
Valor presente das obrigações em 31 de dezembro de 2020	15.847	4.811	1.177	5.356	26	27.217

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - PED 2015.

c) Movimentação do valor justo dos ativos

	2021					Total
	Plano de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2			
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	8.650	2.213	700	-	12	11.575
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	728	182	50	-	1	961
Receita de Juros	728	182	50	-	1	961
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(746)	(52)	194	-	(13)	(617)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita	(746)	(52)	194	-	(13)	(617)
Efeito caixa	999	490	-	309	-	1.798
Contribuições pagas pela empresa	475	86	-	309	-	870
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	524	404	-	-	-	928
Outros movimentos	(2.200)	(517)	(122)	(309)	(2)	(3.150)
Contribuições de participantes	26	7	-	-	-	33
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(952)	(319)	(65)	(309)	-	(1.645)
Transferência e aporte no PP3	(680)	(31)	-	-	-	(711)
Ajustes acumulados de conversão	(594)	(174)	(57)	-	(2)	(827)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	7.431	2.316	822	-	(2)	10.567

(*) 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)*

						2020
	Plano de Pensão			Plano de saúde	Outros Planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR	PP2			Total
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	10.688	2.691	683	-	13	14.075
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	505	150	45	-	1	701
Receita de Juros	505	150	45	-	1	701
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	196	(74)	163	-	1	286
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	196	(74)	163	-	1	286
Efeito caixa	474	265	-	308	1	1.048
Contribuições pagas pela empresa	255	80	-	308	1	644
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	219	185	-	-	-	404
Outros movimentos	(3.213)	(819)	(191)	(308)	(4)	(4.535)
Contribuições de participantes	75	15	-	-	-	90
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de	(920)	(228)	(35)	(310)	(2)	(1.495)
Ajustes acumulados de conversão	(2.368)	(606)	(156)	2	(2)	(3.130)
Valor justo dos ativos dos planos em 31 de dezembro de 2020	8.650	2.213	700	-	12	11.575

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Ativos do plano - gestão de investimentos

Buscando manter um desempenho de investimento adequado, 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. A Petros usa 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	Preços cotados		Valor justo total	%	Preços não cotados em mercado ativo		Valor justo total	%
	em mercado ativo	em mercado ativo			em mercado ativo	em mercado ativo		
Recebíveis	-	846	846	8%	847	8%	847	8%
Renda fixa	3.820	3.044	6.864	67%	7.186	62%	7.186	62%
Títulos públicos	3.771	751	4.522	-	4.824	-	4.824	-
Fundos de renda fixa	-	860	860	-	1.500	-	1.500	-
Outros investimentos	49	1.433	1.482	-	862	-	862	-
Renda variável	1.686	232	1.918	16%	2.514	21%	2.514	21%
Ações à vista	1.686	-	1.686	-	2.377	-	2.377	-
Outros investimentos	-	232	232	-	137	-	137	-
Investimentos Estruturados	33	151	184	2%	113	1%	113	1%
Imóveis	-	475	475	4%	563	5%	563	5%
	5.539	4.748	10.287	97%	11.223	97%	11.223	97%
Empréstimos a participantes	-	280	280	3%	352	3%	352	3%
Valor justo dos ativos dos planos no final do	5.539	5.028	10.567	100%	11.575	100%	11.575	100%

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2021, os investimentos incluem debêntures, no valor de US\$ 6 (US\$ 9 in 2020), além de ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 in 2020), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de US\$ 243 (US\$ 254 in 2010).

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Outros Planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2			
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	54	10	58	518	(9)	631
Relativa aos inativos (ODO)	397	163	14	870	-	1.444
Obrigação com aporte contributivo – revisão do pecúlio (ODO)	18	5	-	-	-	23
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2021	469	178	72	1.388	(9)	2.098
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2020 (**)	399	139	131	(1.672)	2	(1.001)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2019	561	211	75	1.232	7	2.086

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(**) Inclui valor de US\$ 1,415 referente a revisão atuarial e US\$ 414 referente a atualização da obrigação com aporte contributivo - revisão de pecúlio.

17.3.3. Contribuições

Em 2021, a Companhia contribuiu com US\$ 2.239 para os planos de benefício definido (reduzindo o saldo das obrigações desses planos, conforme apresentado na nota 17.5.2), e com US\$ 169 e US\$ 1, respectivamente, para a contribuição definida parcelas dos planos PP-2 e PP-3 (US\$ 177 para PP-2 em 2020).

As contribuições esperadas dos planos PPSP R, PPSP NR, PPSP R pré70 e PPSP NR pré-70, para 2022, somam US\$ 396. As do Plano Petros 2 somam US\$ 172 e são referentes à parcela de contribuição definida.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido do PP2 está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2022, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros, pois há reserva para cobrir o valor em risco. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

17.3.4. 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 período de relatório.

					Outros Planos	2021	2020
	Plano de Pensão			Plano de Saúde		Total	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	A M S			
Até 1 Ano	904	303	57	247	9	1.520	1.484
De 1 a 5 Anos	3.780	1.231	245	894	-	6.150	5.444
De 6 a 10 Anos	2.659	837	189	930	-	4.615	5.755
De 11 a 15 Anos	1.780	530	145	738	-	3.193	5.077
Acima de 15 Anos	2.358	584	351	1.676	-	4.969	9.457
Total	11.481	3.485	987	4.485	9	20.447	27.217

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

17.3.5. 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.	10,72	6,95	11,51	7,57

17.3.6. 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)

	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R	PPSP-NR	Planos de Pensão PP2	2021 Plano de saúde
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	8,11% (05/2021) 10,64% (12/2021)	8,07% (05/2021) 10,62% (12/2021)	10,55%	10,54%	10,73%	8,92% (09/2021) 10,68% (12/2021)
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	5,83%	5,63%	5,83%	5,63%	7,20%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,24% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros (Bidecrem 2013)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	Experiência Petros (Bidecrem 2016)	Experiência Petros (Bidecrem 2020)	AT-2012, feminina, suavizada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposent. Assist: Ex Petros (Bidecr 2013)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas suavizada em 50%	Ativos: Álvaro Vindas suaviz 50% Assist: N/A
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-49, masculina	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	Homens - 56 anos Mulheres - 55	Homens - 58 anos Mulheres - 56	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,97% para 2021 e atingindo 3,25% de 2026 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.

	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	2020 Plano de saúde
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	5,83% (05/2020) 7,03% (12/2020)	5,77% (05/2020) 6,97% (12/2020)	6,55%	6,55%	7,44%	7,20%
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	4,75%	4,54%	4,75%	4,54%	6,20%	n/a
Tábua de mortalidade geral	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6,17% a 3,90% a.a.
Tábua de entrada em invalidez	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2012 IAM basic fem desagravad 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de mortalidade de inválidos	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas desagravada em 40%	Álvaro Vindas desagravada em 40%
Idade de entrada na aposentadoria	AT-49 masculina Homens - 56 anos Mulheres - 55	AT-49 masculina Homens - 56 anos Mulheres - 55	MI 2006, por sexo, suavizada em 20% Homens - 58 anos Mulheres - 56	Experiência Petros 2014 Homens - 58 anos Mulheres - 56	IAPB-57 Forte desagravada em 20% 1ª elegibilidade	AT-49 masculina Homens - 56 anos Mulheres - 55

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,61% para 2020 e atingindo 3,5% de 2035 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 4.4.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

17.3.7. 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 é conforme estabelecido 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	(1.341)	1.704	(480)	593	628	(511)
Custo do serviço e juros	(20)	27	(31)	37	96	(77)

Prática contábil sobre 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 cálculo 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 - estimativas e julgamentos relevantes.

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 reconhecidas 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 incorrida.

18. Processos judiciais e contingências

18.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões 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:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime (RMNR); e (ii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) cobrança de royalties e participações governamentais, incluindo royalties sobre extração de xisto; e (iii) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição.
- 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:

Passivo circulante e não circulante	31.12.2021	31.12.2020
Processos trabalhistas	716	706
Processos fiscais	306	488
Processos cíveis	820	713
Processos ambientais	176	292
Total	2.018	2.199

	Jan-Dez/2021	Jan-Dez/2020
Saldo inicial	2.199	3.113
Adição, líquida de reversão	540	464
Utilização	(715)	(744)
Revisão de processos já provisionados e juros	150	28
Transferência para mantidos para venda	(3)	-
Outros	11	20
Ajuste Acumulado de conversão	(164)	(682)
Saldo final	2.018	2.199

Na preparação das demonstrações financeiras de 2021, 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.

18.2. Depósitos Judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	5.790	5.154
Trabalhistas	796	831
Cíveis	1.275	1.095
Ambientais	101	113
Outros	76	88
Total	8.038	7.281

	2021	2020
Saldo inicial	7.281	8.236
Adição, líquido de reversão	1.145	937
Utilização	(109)	(86)
Atualização financeira	263	90
Outros	3	(4)
Ajuste Acumulado de conversão	(545)	(1.892)
Saldo final	8.038	7.281

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

No exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia efetuou depósitos judiciais no montante de US\$ 1.144, incluindo: (i) US\$ 359 referentes a IRPJ e CSLL por não agregar lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior ao IRPJ e CSLL base de cálculo; (ii) US\$ 339 referentes à unificação dos Campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iii) US\$ 224 referente a CIDE e PIS/COFINS no afretamento de plataformas; (iv) US\$ 116 referentes a IRPJ e CSLL na dedução de despesas com a Petros; (v) US\$ 66 referentes a diversos depósitos judiciais de natureza tributária; e (vi) US\$ 57 referentes à falta de recolhimento da Contribuição Previdenciária incidente sobre gratificações pagas a empregados, compensado principalmente por (vii) US\$ 132 referentes a ação indenizatória por rescisão unilateral de contrato de securitização de créditos de IPI.

18.3. Processos judiciais 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 2021, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais	24.785	24.511
Trabalhistas	7.172	8.179
Cíveis - Gerais	5.412	4.621
Cíveis - Ambientais	1.192	1.465
Total	38.561	38.776

As tabelas abaixo detalham as principais causas de natureza tributária, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas são classificadas como possíveis:

		Estimativa
Descrição dos processos de natureza fiscal	31.12.2021	31.12.2020
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
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 possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.		
	9.092	9.532
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e 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.		
	3.890	4.106
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2019, a companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos. Em 2021, foram lavrados novos autos de infração contra a		
	827	781
4) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.		
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial. Em 2021, houve redução do valor em razão de uma decisão favorável à companhia.		
	706	812
5) 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 na esfera judicial em fases distintas.		
	428	454
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado.		

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. Houve revisão de expectativa de perda de processo, de remota para possível, em razão de decisão desfavorável pelo Tribunal Regional da 2ª Região em caso análogo.	570	468
7) IRPJ e CSLL - Amortização de ágio na aquisição de participações societárias. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas.	234	326
8) Dedução da base de cálculo de PIS e COFINS sobre contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. A questão envolve processos em fase administrativa. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	330	-
9) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento. Situação atual: Novo auto lavrado em 2021. Foi apresentada impugnação. Aguarda-se decisão de primeira instância administrativa.	287	-
10) Incidência de Imposto de importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - importação de embarcações por meio do Situação atual: Existem processos nas esferas administrativa e judicial em fases diversas. Em 2021, novos autos foram lavrados.	249	86
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
11) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados, sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa e outras na esfera judicial.	367	384
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL e BA.		
12) Exigência de ICMS em 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.	746	788
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, GO, MA, SP, CE, RO e PE.		
13) 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.	788	818
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.		
14) 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 Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	800	812
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, SP, PR, AM, CE, MT, RN e PE.		
15) 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 2021, novos autos foram lavrados.	569	517
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.		
16) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2021, houve lavratura de novos autos.	446	392
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
17) 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. Em 2021 houve revisão de expectativa de perda de um processo, de possível para remota, em razão de decisão favorável de segunda instância.	232	416
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR, SE e CE.		
18) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado. Situação atual: Em 2021, foram lavrados novos autos. A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial.	417	331
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PE, CE e AM.		
19) 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.	421	418
Autor: Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis.		
20) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial diversas. As ações judiciais estão em fases processuais diversas, ainda sem decisão de mérito em primeira instância. Em 2021, foram ajuizadas novas ações.	289	99
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

21) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.071	1.056
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
22) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	201	190
23) Processos diversos de natureza fiscal.	1.825	1.725
Total de processos de natureza fiscal	24.785	24.511

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza trabalhista	31.12.2021	31.12.2020
Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.		
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 empresa. Atualmente, o julgamento dos recursos interpostos pelo autor da ação e por diversos amicus curiae em face da referida decisão do Ministro Relator está em andamento, com 3 votos favoráveis à companhia, reconhecendo a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso	5.916	6.679
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.256	1.500
Total de processos de natureza trabalhista	7.172	8.179

	Estimativa	
Descrição dos processos de natureza cível	31.12.2021	31.12.2020
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP e outras agências reguladoras.		
1) 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.	1.197	1.319
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo:		
a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais 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 arbitragem continua suspensa por decisão judicial;		
b) Baúna e Piracaba: o Tribunal revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, tem depositado os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem;		
c) Tartaruga Verde e Mestiças: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem.		
	829	471
Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.		
3) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN/BA) e outras ações judiciais em que se discute o monopólio estadual dos serviços de gás canalizado.		
Situação atual: Em março de 2022, a Companhia celebrou acordo para encerrar o litígio envolvendo a AGERBA, classificando parte do valor em discussão como provável e outra parte como remota. A questão também envolve outros processos em fases judiciais diversas.	29	308
Autor: Diversos prestadores de serviços.		
4) 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.	2.472	1.687

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para relacionados a desapropriação e servidão de passagem, conflitos societários e responsabilidade civil.	885	836
Total de processos de natureza cível	5.412	4.621

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa	
	31.12.2021	31.12.2020
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental ocorrido no Estado do Paraná em 16 de julho de 2000. Situação atual: As partes celebraram acordo e resolveram a questão de mérito, remanescendo apenas a discussão quanto ao valor dos honorários advocatícios.	36	425
2) 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.	1.156	1.040
Total de processos de natureza ambiental	1.192	1.465

18.4. Ação coletiva na Holanda e arbitragens no Brasil e na Argentina

18.4.1. 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. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência na Corte Distrital de Rotterdam ("Corte") para estabelecer o cronograma do processo. A Petrobras e outros réus apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada audiência para apresentação de argumentos orais das partes. No dia 19 de setembro de 2018, a Corte proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares, tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

Em 29 de janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da class action dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação e a Petrobras se manifestaram a respeito dos temas tratados na referida decisão e apresentaram seus argumentos orais em audiência realizada em 26 de janeiro de 2021.

Em 26 de maio de 2021, a Corte decidiu que a ação coletiva deve 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 sejam representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos 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. Nessa mesma data, a ação coletiva passou para a fase de discussão das questões de mérito.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, eis que 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 o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras é incapaz de estimar uma eventual 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.

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva, uma vez que a decisão final terá natureza meramente declaratória.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e pretendem se defender firmemente.

18.4.2. Arbitragens 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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. Essa ação judicial ainda se encontra pendente e ainda não teve o seu mérito julgado. 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. Ainda cabe recurso contra esta decisão. 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.

18.4.3. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

No dia 14 de junho de 2019, a companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pagado a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

18.5. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar "fato relevante" na Argentina sobre a existência de uma ação coletiva movida por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Em 4 de março de 2021, o Tribunal (Sala A da Cámara Penal Económico) decidiu que a competência para o julgamento desta ação penal deve ser transferida do Tribunal Económico Criminal nº 3 da cidade de Buenos Aires para o Tribunal Económico Criminal nº 2 dessa mesma cidade;

- Ação penal 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. A Petrobras apresentou defesas processuais, atualmente 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 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 perante a Corte de Cassação, que ainda está pendente de julgamento. Na mesma oportunidade, o Tribunal de Apelações reconheceu que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Económico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires.

18.6. Processos judiciais – recuperação de tributos

18.6.1. Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

A companhia ajuizou ações contra a União para pleitear a inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS no período de 2001 até 2020. A referida ação foi julgada integralmente procedente, reconhecendo à Petrobras o direito de compensar os valores indevidamente recolhidos a título de PIS e COFINS, tendo essa decisão transitada em julgado e o respectivo ativo reconhecido no exercício de 2020, conforme nota explicativa 16 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

O crédito reconhecido no ativo se refere à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, conforme orientação da Receita Federal do Brasil (Solução de Consulta COSIT 13), enquanto a diferença para o critério do ICMS destacado na nota fiscal não foi registrada no ativo, visto que estava dependendo de decisão do Supremo Tribunal Federal (STF).

Em 14 de maio de 2021, foi publicado o extrato da ata do julgamento do STF sobre os embargos de declaração opostos pela União Federal e restou claro que o critério a ser utilizado para fins de apuração do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS é o destacado na nota fiscal. Com base na decisão do STF, a Petrobras reconheceu o ativo relativo à diferença entre os critérios, sendo que este valor já está sendo compensado na apuração tributária da companhia.

Os efeitos reconhecidos relativos à exclusão do ICMS na base do PIS e COFINS, bem como a compensação desses valores, estão apresentados na nota explicativa 16.1.

18.6.2. Empréstimo Compulsório – Eletrobrás

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.

Em 2021, a Companhia alterou para provável a expectativa de ganho nesse processo, com base em decisões judiciais recentes sobre o assunto. Considerando que ainda estão pendentes discussões judiciais sobre a metodologia de cálculo do crédito, a Companhia ainda não conseguiu estimar o valor do ativo contingente.

Considerando que ainda estão pendentes as discussões legais sobre a metodologia de cálculo para cálculo do crédito, o valor do ativo contingente será determinado no decorrer do processo.

18.6.3. Ações judiciais propostas por Distribuidoras de Gás Natural e outros

Algumas distribuidoras de Gás Natural e outras entidades ajuizaram ações judiciais em face da Petrobras, nas quais pleiteiam a prorrogação dos efeitos dos contratos de fornecimento de gás natural que venceram em dezembro de 2021. Como os preços do gás natural liquefeito importado pela Petrobras, necessário para atendimento a novos compromissos, apresentaram grande alta nos últimos meses de 2021, a Petrobras ofertou, para os novos contratos com início de fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2022, propostas com preços alinhados com a conjuntura atual de mercado. No entanto, algumas Distribuidoras de Gás Natural e outras entidades pretendem afastar os novos preços, alegando que a Petrobras supostamente abusa de seu poder econômico.

Nesses processos, os juízes concederam liminares para manter os preços dos contratos antigos. A Petrobras recorreu dessas decisões e os recursos aguardam julgamento. Em paralelo, a companhia propôs arbitragens, tendo em vista que este é o meio de solução de controvérsias eleito nos contratos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

18.7. Prática contábil sobre processos judiciais e contingências

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.

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. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o ativo relacionado não é um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

19. Provisões para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão de desmantelamento por área de produção:

	31.12.2021	31.12.2020
Terra	873	1.627
Águas rasas	3.732	4.309
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	8.420	9.775
Pré-sal	2.594	3.069
	15.619	18.780

As mudanças nas provisões são apresentadas abaixo:

Passivo não-circulante	2021	2020
Saldo inicial	18.780	17.460
Revisão de provisão	(1.186)	5.720
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(704)	(519)
Utilização por pagamentos	(730)	(446)
Atualização de juros	723	571
Outros	5	15
Ajuste acumulado de conversão	(1.269)	(4.021)
Saldo final	15.619	18.780

A redução do saldo da provisão em 2021 refere-se principalmente à atualização das premissas do Plano Estratégico 2022-2026; a revisão de premissas técnicas e renegociações contratuais; a extensão do ano de corte econômico das concessões, principalmente em função do aumento do preço do *Brent*; bem como a conclusão de vendas de concessões.

19.1. Prática contábil sobre desmantelamento de áreas

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás de um campo terem sido demonstradas. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.6 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

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 dos ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

20. Outros ativos e passivos

Ativo		31.12.2021	31.12.2020
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	961	780
Adiantamento a fornecedores	(b)	308	394
Despesas antecipadas	(c)	297	263
Operações com derivativos	(d)	31	119
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	262	71
Outros		201	238
		2.060	1.865
Circulantes		1.573	1.230
Não circulantes		487	635

Passivo		31.12.2021	31.12.2020
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	1.106	936
Retenções contratuais	(g)	521	536
Adiantamento de clientes	(h)	606	433
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	568	460
Impostos e contribuições	(j)	143	406
Operações com derivativos	(d)	282	283
Credores diversos		84	123
Outros		715	483
		4.025	3.660
Circulantes		1.875	1.603
Não circulantes		2.150	2.057

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 à 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- e) Valores antecipados pelos parceiros de operações em conjunto em consórcios de E&P.
- f) Provisões 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 o antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços no país.
- i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.
- j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 16.
- k) Parcela não circulante da provisão do plano de desligamento voluntário (PDV), conforme nota explicativa 18.

20.1. Prática contábil sobre outros ativos e passivos

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço e estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

21. Operação “Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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 nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

Em 2021, foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de US\$ 235 (US\$ 155 no mesmo período de 2020). Estes recursos estão apresentados outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de US\$ 1.522 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

21.1.1. Securities and Exchange Commission - SEC e U.S. Department of Justice - DoJ

Em 27 de setembro de 2018, a Petrobras divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações da Securities and Exchange Commission - SEC e do U.S. Department of Justice - DoJ, relacionados aos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras da companhia, durante o período de 2003 a 2012.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Petrobras concluiu as obrigações previstas no acordo assinado com a DoJ, incluindo a evolução do seu programa de integridade e o envio de informações durante os três anos de acordo, que foi atendido integralmente e, portanto, encerrado.

21.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em maio de 2019, a Petrobras foi contatada pela U.S. Commodity Futures Trading Commission – CFTC com pedidos de informação sobre as atividades de trading que são objeto de investigação na Operação Lava Jato. A Petrobras continuará cooperando com as autoridades, incluindo a CFTC, com relação a qualquer apuração.

21.1.3. Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

22. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos 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. Em 06 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes modificaram a quantidade diária contratada (QDC) de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2021, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2022 é de aproximadamente 7,5 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 20,5 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,70 bilhão.

Em 1º de janeiro de 2022, o dispositivo contratual referente à prorrogação, anteriormente mencionado, indica uma extensão do GSA até maio de 2024, na base de 20,00 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 1,86 bilhões para o período compreendido entre janeiro de 2023 e maio de 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

23. Imobilizado

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens (*)	Ativos em construção (**)	Gastos c/exploração e desenv. (campos produtores petróleo e gás) (***)	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	4.450	70.378	21.952	40.897	21.588	159.265
Adições	-	4.587	3.090	365	4.338	12.380
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	5.421	-	5.421
Juros capitalizados	-	-	941	-	-	941
Baixas	(4)	(438)	(461)	(187)	(1.271)	(2.361)
Transferências	(258)	2.676	(3.175)	1.336	(21)	558
Transferências para ativos mantidos para venda	(8)	(226)	27	(848)	(13)	(1.068)
Depreciação, amortização e depleção	(142)	(4.298)	-	(3.864)	(4.022)	(12.326)
"Impairment" - constituição	(14)	(7.293)	(2.855)	(4.603)	(337)	(15.102)
"Impairment" - reversão	-	5.542	482	1.612	124	7.760
Ajuste acumulado de conversão	(981)	(12.248)	(4.558)	(8.963)	(4.517)	(31.267)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.043	58.680	15.443	31.166	15.869	124.201
Custo acumulado	5.450	107.199	27.544	60.902	23.780	224.875
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado (****)	(2.407)	(48.519)	(12.101)	(29.736)	(7.911)	(100.674)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.043	58.680	15.443	31.166	15.869	124.201
Adições	-	1.650	5.761	5	6.954	14.370
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	(1.069)	-	(1.069)
Juros capitalizados	-	-	971	-	-	971
Transferência de Bônus de Assinatura (nota	-	-	-	11.629	-	11.629
Baixas	(38)	(588)	(599)	(1.645)	(279)	(3.149)
Transferências	(295)	2.934	(3.160)	1.781	3	1.263
Transferências para ativos mantidos para venda	(53)	(2.776)	(575)	(822)	(14)	(4.240)
Depreciação, amortização e depleção	(97)	(4.235)	-	(4.342)	(4.281)	(12.955)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	-	(377)	(1)	(27)	(4)	(409)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	-	1.796	114	1.879	34	3.823
Ajuste acumulado de conversão	(177)	(3.958)	(1.032)	(2.708)	(1.230)	(9.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.383	53.126	16.922	35.847	17.052	125.330
Custo acumulado	4.080	98.085	25.954	61.906	26.382	216.407
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado (****)	(1.697)	(44.959)	(9.032)	(26.059)	(9.330)	(91.077)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.383	53.126	16.922	35.847	17.052	125.330
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida	8 (2 a 47)	

(*) 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.

(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 30.

(***) 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.

(****) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Os investimentos realizados pela empresa em 2021 foram principalmente no desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, principalmente no complexo pré-sal (Acordo de Coparticipação de Búzios, unitizado Atapu, Mero, unitizado Sêpia, entre outros), incluindo a contratação de novos arrendamentos. Em 2021, a transferência do ativo intangível para o ativo imobilizado, no valor de US\$ 11.629, referente ao valor do bônus de assinatura pago no leilão da Excedente da Cessão de Direitos no campo de Búzios após a Acordo de Coparticipação de Búzios entrou em vigor.

Em relação aos ativos de direito de uso, as cláusulas de reajuste com possíveis efeitos de depreciação, amortização, exaustão e redução ao valor recuperável acumulado são apresentadas em 31 de dezembro de 2021 conforme segue:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	9.840	5.997	1.215	17.052
Custo acumulado	13.362	11.267	1.753	26.382
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(3.522)	(5.270)	(538)	(9.330)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	7.979	7.167	723	15.869
Custo acumulado	11.144	11.256	1.379	23.779
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(3.165)	(4.089)	(656)	(7.910)

23.1. Abertura por tempo de vida útil estimada

Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro
até 5 anos	3.931	(3.436)	495
6 - 10 anos	7.997	(5.991)	2.006
11 - 15 anos	4.982	(1.358)	3.624
16 - 20 anos	27.614	(15.434)	12.180
21 - 25 anos	26.847	(6.200)	20.647
25 - 30 anos	10.271	(3.042)	7.229
30 anos em diante	4.478	(1.944)	2.534
Método da Unidade Produzida	15.931	(9.244)	6.687
Total	102.051	(46.649)	55.402
Edificações e benfeitorias	3.966	(1.690)	2.276
Equipamentos e outros bens	98.085	(44.959)	53.126

23.2. Prática contábil sobre imobilizado

O ativo imobilizado é mensurado pelo custo de aquisição ou construção, incluindo todos os custos necessários para colocar o ativo em condições de uso para o uso pretendido e o custo estimado de desmontagem e remoção do ativo e restauração do local, reduzido pela depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável.

Uma condição para continuar operando certos itens do ativo imobilizado, tais como plantas industriais, plantas offshore e embarcações é a realização de grandes inspeções e manutenções regulares. Esses gastos são capitalizados se uma campanha de manutenção estiver prevista para ocorrer, no mínimo, 12 meses depois. Caso contrário, são contabilizados quando incorridos. Os custos capitalizados são depreciados ao longo do período até a próxima grande manutenção.

As peças sobressalentes são capitalizadas quando se espera que sejam usadas por mais de um período e só podem ser usadas em relação a um item do ativo imobilizado. São depreciados ao longo da vida útil do ativo imobilizado a que se referem.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Custos de empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição ou construção de ativos qualificáveis são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os custos gerais de empréstimos são capitalizados com base no custo médio ponderado dos empréstimos em aberto da Companhia aplicados sobre o saldo dos ativos em construção. Os empréstimos, diretamente atribuíveis à construção de ativos qualificáveis, são excluídos deste cálculo até a conclusão de todas as atividades necessárias para colocar o ativo nas condições de uso ou venda pretendidas pela administração. Em geral, a Companhia suspende a capitalização de empréstimos na medida em que os investimentos em ativo qualificável hibernam por período superior a um ano ou sempre que o ativo estiver preparado para o uso pretendido.

Os ativos diretamente associados à produção de óleo e gás de uma área de contrato sem vida útil inferior ao tempo estimado de esgotamento das reservas, como bônus de assinatura, são depreciados ou amortizados com base no método de unidades de produção.

O método de depreciação por unidade de produção (amortização) é calculado com base em uma unidade de produção (produção mensal) sobre as reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas, exceto para bônus de assinatura cujo método de unidade de produção leva em consideração a produção mensal sobre o total de reservas provadas de petróleo e gás em uma base campo a campo.

Ativos relacionados à produção de óleo e gás com vida útil inferior à vida útil do campo; plataformas flutuantes e outros ativos não relacionados à produção de petróleo e gás são depreciados linearmente ao longo de suas vidas úteis, que são revisadas anualmente. A Nota 25.2 fornece informações adicionais sobre a vida útil estimada por classe de ativos. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com a vida útil de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência de ativos ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear método de linha baseado em termos contratuais

Ativos relacionados à produção de óleo e gás com vida útil inferior à vida útil do campo; plataformas flutuantes e outros ativos não relacionados à produção de petróleo e gás são depreciados linearmente ao longo de suas vidas úteis, que são revisadas anualmente. A Nota 25.2 fornece informações adicionais sobre a vida útil estimada por classe de ativos. Os terrenos não são depreciados.

23.3. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Em 2021, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de óleo e gás: Bijupirá, Lagosta, Merluza e Salema. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o valor de US\$ 27 além de impairments reconhecidos em anos anteriores.

Em 2020, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de óleo e gás: Agulha, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema, Piranema, Piranema Sul, Salgo e Tatuí. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o valor de US\$ 12 além de impairments reconhecidos em anos anteriores.

Em 2019, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Juruá, Iraúna, Barra do Ipiranga, Lagoa Branca, Nativo Oeste, Jacupemba, Mariricu Oeste, Rio Barra Seca, Rio Itaúnas Leste, Rio São Mateus Oeste e Sul de Sapinhoá. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente por sua inviabilidade econômica e, como consequência, a Companhia baixou o valor de US\$ 74 além de impairments reconhecidos em exercícios anteriores

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

23.4. 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 6,17% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 (6,12 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

24. Intangível

	Direitos e Concessões (*)	Software	Ágio (goodwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	19.168	242	63	19.473
Adições	31	88	-	119
Juros capitalizados	-	1	-	1
Baixas	(173)	(3)	-	(176)
Transferências	(2)	(1)	(26)	(29)
Amortização	(8)	(58)	-	(66)
Impairment - constituição	-	(6)	(6)	(12)
Ajuste acumulado de conversão	(4.302)	(53)	(7)	(4.362)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	14.714	210	24	14.948
Custo	14.803	1.245	24	16.072
Amortização e impairment acumulado	(89)	(1.035)	-	(1.124)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	14.714	210	24	14.948
Adições	106	165	-	271
Juros capitalizados	-	5	-	5
Baixas	(12)	(3)	-	(15)
Transferências	(94)	3	-	(91)
Transferência de Bônus de Assinatura	(11.629)	-	-	(11.629)
Amortização	(6)	(54)	-	(60)
Impairment - reversão	-	1	-	1
Ajuste acumulado de conversão	(384)	(19)	(2)	(405)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.695	308	22	3.025
Custo	2.744	1.321	22	4.087
Amortização e impairment acumulado	(49)	(1.013)	-	(1.062)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	2.695	308	22	3.025
Tempo de vida útil estimado em anos	(**)	5	Indefinida	

(*) Composto principalmente por bônus de assinatura (valores 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

(**) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua

24.1. Excedentes de Cessão Onerosa

Búzios

Em 6 de novembro de 2019, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou a Primeira Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu 90% de participação do direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (CNODC) - 5% e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) - 5%.

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia, no valor de US\$ 14.912, foi pago no último trimestre de 2019 e o Contrato de Partilha da Produção assinado com as entidades regulatórias no primeiro trimestre de 2020.

a) Acordo de Coparticipação de Búzios

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 11 de junho de 2021, a Petrobras assinou com a PPSA e as parceiras CNODC e CNOOC o Acordo de Coparticipação de Búzios (Acordo), que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios. O valor da compensação total devido ao Contrato de Cessão Onerosa (100% Petrobras) pelo Contrato de Partilha de Produção é de US\$ 29 bilhões, que será recuperado como Custo em Óleo pelos contratados.

O montante foi calculado com base nas diretrizes estabelecidas na Portaria MME nº 213/2019 e levou em consideração parâmetros de mercado atuais, bem como o diferimento da produção do volume contratado em regime de Cessão Onerosa, de forma a maximizar o Valor Presente Líquido - VPL da União e manter o VPL da Petrobras calculado com base na data efetiva do Acordo de Coparticipação.

Seguindo as condições de acordo para a formação do consórcio para a participação na Licitação de 2019, o montante de US\$ 2,9 bilhões, foi pago pelos parceiros CNODC e CNOOC à Petrobras no mês de agosto de 2021, após aprovação pela ANP, sendo atendidas todas as condições precedentes. Assim, o Acordo passou a vigorar em 1º de setembro de 2021.

Na data de início da vigência do Acordo foi realizada a baixa parcial dos ativos associados ao campo de Búzios, incluindo parte do bônus de assinatura pago pela Petrobras devido ao Contrato de Cessão Onerosa aplicável a esse campo, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda.

Em conjunto, as empresas contratadas e a PPSA definiram o Plano de Desenvolvimento do campo que deverá resultar em um volume recuperável de 10.346 milhões barris de óleo equivalente entre a data de início de vigência do Acordo até o fim do acordo em setembro de 2050. O referido volume recuperável, resulta nas participações na área coparticipada de aproximadamente 26% para o Contrato de Cessão Onerosa e 74% para o Contrato de Partilha de Produção. Considerando a participação de cada empresa em seu respectivo contrato e a participação de cada contrato na área coparticipada, foi apurada a participação na área de 92,6594% para a Petrobras e 3,6703% para cada um dos parceiros.

b) Ressarcimento de Gastos

Os gastos incorridos pela Petrobras nas operações ordinárias da área licitada em benefício do consórcio, realizados anteriormente ao início da vigência do Acordo e não inclusos no valor total da compensação, no montante estimado de US\$ 57 (R\$ 316 milhões), serão ressarcidos à Petrobras pelos parceiros CNODC e CNOOC.

c) Exercício da Opção de Compra de parceiros

Em até 30 dias após a data de início de vigência do Acordo, os parceiros da Petrobras no consórcio tinham o direito de exercer a opção de compra, prevista no acordo que estabeleceu a formação do consórcio para participação na Licitação em 2019, para adquirir, cada um, mais 5% de participação.

Em 29 de setembro de 2021, a parceira CNOOC manifestou o interesse no exercício da opção de compra da parcela adicional de 5%. O valor estimado a ser recebido pela Petrobras à vista no fechamento da operação pela parcela da CNOOC, com base no câmbio de R\$ 5,42/US\$, será de US\$ 2.080, sendo: (i) US\$ 1.450 pela compensação, sujeito aos ajustes previstos no contrato, que considera a mesma data efetiva do Acordo de 1º de setembro de 2021 e; (ii) US\$ 630 pelo reembolso do bônus de assinatura, referente à participação adicional da CNOOC. Os valores serão atualizados até a data do fechamento da transação, prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022.

Os ativos relacionados a essa operação foram reclassificados para ativos mantidos para venda, descritos na nota explicativa 31.

A efetividade dessa transação está sujeita às aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), ANP e do MME.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A parceira CNODC não manifestou o interesse no exercício da opção de compra de parcela adicional, de 5%, no Contrato de Partilha de Produção. Desta forma, após a conclusão da operação de compra de parcela adicional de 5% pela CNOOC, a Petrobras passará a deter 85% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Búzios, enquanto a CNOOC deterá 10% e a CNODC, 5%. Já a participação na Jazida Compartilhada de Búzios (Contrato de Cessão Onerosa, Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa e Contrato de Concessão de Tambuatá) será de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CNOOC e 3,67% da CNODC.

d) Outras Informações

O resultado da operação, apresentado em outras receitas operacionais, está demonstrado a seguir:

Compensação financeira recebida	2.938
Ressarcimento de Gastos (*)	59
Baixa de ativos associados – Imobilizado	(976)
Baixa parcial do bônus de assinatura	(1.390)
Efeito total no resultado	631

(*) Adicionalmente, foi reconhecido o montante de US\$ 2 como atualização monetária.

Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, o valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa no montante de US\$ 11.625 será transferido do ativo intangível para o ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo.

A partir da vigência do Acordo do campo de Búzios, os volumes de reservas serão progressivamente incorporados de acordo com os critérios de certificação e estão parcialmente refletidos nas estimativas de reservas provadas em 31 de dezembro de 2021.

Atapu e Sépia

A Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção dos volumes excedentes aos da Cessão Onerosa nos campos marítimos de Atapu e de Sépia na 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Os direitos aos volumes excedentes do campo de Atapu foram adquiridos em parceria com a Shell Brasil (25%) e Total Energies EP (22,50%). A Petrobras deterá 52,50% de participação e será operadora do campo.

Em Sépia, a Petrobras atuará como operadora, com participação de 30%, em parceria com a TotalEnergies EP (28%), Petronas (21%), e QP Brasil (21%).

O bônus de assinatura correspondente à participação da companhia em Sépia foi de US\$ 384 (R\$ 2.141 milhões) e, em Atapu, no valor de US\$ 376 (R\$ 2.101 milhões). Esses montantes possuem previsão de pagamento no primeiro trimestre de 2022 e serão reconhecidos contabilmente no ativo intangível.

A data de início da eficácia do Acordo de Coparticipação foi definida na portaria MME nº 519/2021, como sendo o primeiro dia útil subsequente ao da atestação pela PPSA da adimplência do Contratado de Partilha de Produção com o Pagamento da Compensação. A Petrobras assinará com a PPSA e as parceiras o Acordo de Coparticipação de Atapu e Sépia, que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para os referidos campos.

O valor da compensação antes do *gross up* para Atapu e Sépia será pago pelas empresas parceiras à Petrobras na proporção de sua participação nos consórcios, e corresponde, respectivamente, ao montante de US\$ 1.545 e US\$ 2.240. A Petrobras receberá a compensação de Atapu até 15 de abril de 2022, enquanto de Sépia será definida após negociação com os integrantes do consórcio. Esses valores serão eventualmente complementados com base na variação positiva do preço futuro do petróleo tipo Brent (*earn out*), entre os anos de 2022 e 2032, conforme Portaria Normativa MME nº 08/2021.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Na data de início da vigência dos Acordos será realizada a baixa parcial dos ativos associados aos campos de Atapu e Sépia, incluindo a parte do bônus de assinatura pago pela Petrobras devido ao Contrato de Cessão Onerosa aplicável a esse campo, em troca da compensação financeira, resultando em uma transação análoga a uma venda. O resultado dessa operação será apresentado como outras receitas ou despesas operacionais na demonstração de resultado nesse mesmo momento. Eventuais ajustes nas estimativas de reservas serão incorporados pela Petrobras oportunamente.

Acordo de Coparticipação de Itapu

Em 9 de julho de 2021, a Petrobras assinou com a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) o Acordo de Coparticipação de Itapu, que regulará a coexistência do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Itapu, no pré-sal da Bacia de Santos.

As negociações foram iniciadas após a licitação, ocorrida em 6 de novembro de 2019, em que a Petrobras adquiriu 100% dos direitos de exploração e produção do volume excedente da Cessão Onerosa do campo de Itapu.

Em conjunto, Petrobras e PPSA definiram o Plano de Desenvolvimento do campo, estimativas de curva de produção e volumes recuperáveis. Com isso, a participação na área coparticipada foi de 51,708% para o contrato de cessão onerosa, com volume recuperável total de 350 milhões boe, e 48,292% para o contrato de partilha de produção, com volume recuperável total de 319 milhões boe.

As premissas de preços de óleo e gás, taxa de desconto e métricas de custos, utilizadas para fins de cálculo da compensação pelo diferimento do fluxo de caixa do contrato de cessão onerosa e que será reconhecida como custo em óleo, foram estabelecidas na Portaria MME 213/2019.

Conforme Resolução de Diretoria da ANP nº 811/2021, de 22 de dezembro de 2021, o Acordo foi aprovado, tornando-se efetivo em 1º de janeiro de 2022.

24.2. Cessão de contratos de concessão de blocos

Blocos no Estado do Amapá

Em setembro de 2020 e abril de 2021, a Petrobras celebrou acordos, respectivamente, com a Total E&P do Brasil LTDA (Total), atual TotalEnergies, e BP Energy do Brasil LTDA (BP), em que assumiu a integralidade das participações dessas empresas nos blocos localizados em águas ultra profundas no norte do Brasil. A TotalEnergies era a operadora de 5 blocos, tendo 40% de participação, enquanto Petrobras e BP possuíam 30% cada. A BP possuía ainda 70% de participação em outro bloco, também parceira da Petrobras (30%). Com a celebração desses acordos, a Petrobras passa a deter 100% de participação nos referidos seis blocos.

Como resultado desses acordos, firmados entre as partes e a ANP em setembro de 2021, a Petrobras receberá US\$ 199 como compensação pela assunção total do programa exploratório mínimo, dos quais US\$ 139 foram recebidos no fechamento da operação, e o saldo remanescente a ser recebido em junho de 2022.

A Companhia também registrou um acréscimo de US\$ 88 no ativo intangível, mensurado a valor justo, pela premissa de participação nessas concessões, sem desembolso efetuado pela Companhia.

Assim, a Companhia reconheceu um ganho de US\$ 287 (incluindo a compensação e a adição de ativos) reconhecido em outras receitas e despesas.

Bacia Potiguar

No quarto trimestre de 2021, a ANP assinou aditivo do Contrato de Concessão na Bacia Potiguar, área localizada em águas profundas, formalizando a cessão das participações dos parceiros (BP 40% e Petrogal 20%) para a Petrobras, que passou a deter 100% de participação na área.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Assim, a Companhia registrou um acréscimo de US\$ 1 no ativo intangível e de US\$ 64 no ativo imobilizado, mensurado ao valor justo, devido à premissa de participação na concessão, e um ganho de US\$ 65 em outras receitas e despesas, sem efeitos caixa.

24.3. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2021, a Petrobras decidiu devolver à ANP 3 blocos exploratórios, situados nas Bacias de Santos e Potiguar (49 blocos exploratórios foram devolvidos em 2020, situados nas Bacias de Camamu-Almada, Espírito Santo, Jequitinhonha, Potiguar, Recôncavo, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Santos e Sergipe-Alagoas). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram US\$ 3 (US\$ 172 em 2020).

24.3.1. Prática contábil sobre Intangível

Os ativos intangíveis são mensurados ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável.

Os ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados e são contabilizados como despesa quando incorridos, exceto os custos de desenvolvimento que atendem aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, prováveis benefícios econômicos futuros e outros.

Quando comprovada a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás para o primeiro campo em uma área, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado pelo seu valor integral. Enquanto estiverem no ativo intangível, não são amortizados. Os demais ativos intangíveis com vida útil definida são amortizados linearmente ao longo de sua vida útil estimada.

Se, ao definir o primeiro campo de um bloco, houver atividades exploratórias sendo realizadas em diferentes locais do bloco, de modo que possam ser estimados os volumes de óleo e gás para outros possíveis reservatórios da área, então o valor do bônus de assinatura é parcialmente reclassificado para imobilizado, com base na razão entre o volume de óleo e gás esperado (óleo in place - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os reservatórios possíveis da área.

Caso as atividades exploratórias nas demais áreas não resultem em viabilidade técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e adicionado ao valor do bônus de assinatura referente ao local que foi previamente avaliado como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para redução ao valor recuperável. Suas vidas úteis são revisadas anualmente.

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment)

(Constituição) / reversão	2021	2020	2019
Imobilizado	3.414	(7.342)	(2.882)
Intangível	1	(12)	(1)
Ativos mantidos para venda	(225)	15	35
	3.190	(7.339)	(2.848)
Investimentos	383	(514)	(4)
Efeito líquido em resultado do exercício	3.573	(7.853)	(2.852)
Constituição	(654)	(15.692)	(3.662)
Reversão	4.227	7.839	810

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

No terceiro trimestre de 2021, observando a evolução do cenário do mercado de óleo e gás, a administração avaliou a razoabilidade da premissa-chave Brent, prevista no Planejamento Estratégico (PE 2021-2025) então em vigor, em relação aos resultados observados nos trimestres anteriores e às estimativas futuras dos preços de curto prazo, concluindo pela necessidade de atualização da premissa Brent de curto prazo, com reflexos no teste de recuperabilidade do terceiro trimestre de 2021, levando ao reconhecimento de reversões líquidas de US\$ 3.098 naquele trimestre.

Em 24 de novembro de 2021, a Administração concluiu e aprovou seu Plano Estratégico 2022-2026 (PE 22-26), contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas, os quais embasaram os testes de recuperabilidade dos ativos do quarto trimestre.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2022-2026, sem considerar os desinvestimentos, 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 13 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

25.1. Imobilizado

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perdas) / ganhos por Impairment	Segmento de negócio	Comentários 2021
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	23.734	36.396	3.373	E&P	item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	250	-	(250)	E&P	item (b1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	404	767	359	RTC	item (c1)
Outros			(67)	Diversos	
			3.415		
					2020
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	42.421	40.511	(7.316)	E&P	item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	120	-	(119)	E&P	item (b2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	410	388	(22)	RTC	item (c2)
Comperj	266	526	260	RTC	item (d1)
Segmento corporativo	152	-	(161)	Corporativo	item (e)
Outros			2	Diversos	
			(7.354)		
					2019
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	105.532	196.994	(1.859)	E&P	item (a3)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	314	-	(307)	E&P	item (b3)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	1.043	498	(534)	RTC	item (c3)
Comperj	330	117	(209)	RTC	item (d2)
Conjunto de navios da Transpetro	1.347	1.453	103	RTC	item (f)
Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN III	204	-	(200)	RTC	item (g)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – exterior	343	15	(333)	E&P	item (h)
Outros	33	-	(67)	Diversos	
			(3.406)		

(*) Os valores apresentados se referem apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas ou reversões por *impairment*.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 pré-imposto, 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-impuestos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

25.1.1. Premissas-chave usadas no teste de impairment

As premissas-chave utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2021(*) foram:

	2022	2023	2024	2025	2026	Longo prazo Média
Plano Estratégico 2022-2026						
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

(*) Na realização dos testes de recuperabilidade do 3º trimestre de 2021, a companhia utilizou um preço médio de Brent de US\$ 69,40 para o ano de 2021 e US\$ 69,20 para o ano de 2022, mantendo-se os preços de 2023 a 2025 inalterados.

Em 2020, as premissas-chave utilizadas nos testes de *impairment* foram:

	2021	2022	2023	2024	2025	Longo prazo Média
Plano Estratégico 2021-2025						
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	45	50	50	50	50
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes foram:

Setor	31.12.2021	31.12.2020
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	6,4% a.a.	7,1% a.a.
Refino no Brasil	5,5% a.a.	6,1% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	6,2% a.a.	7,4% a.a.
Transporte de Gás	5,4% a.a.	6,4% a.a.
Transporte no Brasil	4,9% a.a.	5,4% a.a.

25.1.2. Revisão de Unidades geradoras de caixa

Ao longo de 2021, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento E&P:
 - (i) Anexações aprovadas pela ANP: anexação dos campos de Guriatã, Guriatã Sul, Canário da Terra, Canário da Terra Sul, Riacho da Barra e Rio Sauípe à concessão de Fazenda Imbé e dos campos Jandaia e Rio da Serra à concessão Tangará, resultando na reconfiguração das UGCs para Fazenda Imbé e Tangará;
 - (ii) Conclusão do processo de desinvestimento do Polo São Mateus 8, Polo Ventura, Polo Miranga e de diversos outros campos, principalmente na UN-BA, com a extinção das respectivas UGCs e baixa dos ativos;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- (iii) Devolução de concessões à ANP: aprovação pela Administração da devolução das concessões Bijupirá e Salema (UGC Polo Bijupirá-Salema) e Merluza e Lagosta (UGC Polo Merluza). As UGCs foram extintas e seus ativos baixados;
 - (iv) Polo Norte: exclusão das Plataformas P-26, P-32 e P-33 da UGC, em função da decisão da Administração pela venda e parada definitiva das operações das plataformas no campo de Marlim; e
 - (v) Polo SEAP I e SEAP II: inclusão da UGC Polo SEAP I, composto pelos campos Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, e da UGC Polo SEAP II, que compreende os campos Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em função do encerramento exitoso dos planos de avaliação das descobertas nos blocos BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A, BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11.
- UGCs do Segmento Gás e Energia:
 - (i) Gás Natural: a Administração reavaliou a interdependência dos fluxos de entrada de caixa dos ativos da cadeia do gás natural frente ao novo marco regulatório do setor, decidindo pela exclusão da UGC Gás Natural e constituição de novas UGCs: UGC SIP Integrado; UGC UTG de Cacimbas; UGC UTG Sul Capixaba; UGC UPGN Guamaré; UGC UPGN Urucu e UGC UPGN Catu.
 - (ii) Energia: exclusão das Usinas Termoeletricas Arembepe, Muryci e Bahia 1 da UGC, em função da conclusão da venda, em dezembro de 2021, com a consequente baixa dos ativos (nota explicativa 31.2).
 - UGCs do Segmento RTC:
 - (i) Abastecimento: exclusão das refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Isaac Sabbá (REMAN) da UGC, em função do processo de desinvestimentos. A venda da RLAM foi concluída em novembro de 2021 e seus ativos foram baixados, enquanto a REMAN, com contrato de venda assinado em agosto de 2021, constitui um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (ii) SIX: a companhia assinou contrato de venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), localizada em São Mateus do Sul/PR, em novembro de 2021, passando a compor um grupo de ativos mantidos para venda (nota explicativa 31.1);
 - (iii) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): exclusão da UGC referente ao trem 1 do Comperj em função do cancelamento do projeto, sendo os ativos remanescentes agrupados nas seguintes UGCs: (a) Utilidades Itaboraí, composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atenderão a UPGN do projeto integrado Rota 3; e (b) UGC Polo GasLub, referente ao conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas nas notas explicativas 4.2 e 4.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

25.1.3. Informações sobre as principais perdas e ganhos no valor de recuperação de ativos

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2021

As nossas 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 e refletem a atualização das premissas-chave do plano estratégico, em especial, o aumento no preço do *Brent*. As principais UGCs com reversões foram:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

UGC	Bacia	Área	Reversões (perdas) por desvalorização	Valor Contábil Líquido
Roncador	Bacia de Campos	Pós-Sal	860	7.075
Polo Norte	Bacia de Campos	Pós-Sal	714	4.861
Polo Carmópolis	Bacia do Sergipe	Terra e Águas rasas	611	840
Polo Berbição-Sururu	Bacia de Santos	Pré-Sal	388	3.072
Albacora Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	369	1.502
Marlim Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	48	2.435
Papa-Terra	Bacia de Campos	Pós-Sal	41	39
Polo Uruguá	Bacia de Santos	Pós-Sal	35	82
Marlim Sul	Bacia de Campos	Pós-Sal	32	5.002
Outros (*)			275	2.023
Total			3.373	26.931

(*) Referem-se às perdas e reversões em 39 UGCs.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2020

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 7.316, predominantemente nas UGCs de produção e nos ativos corporativos prestadores de serviço dos campos, e refletem as hibernações ocorridas no primeiro trimestre de 2020 e a atualização das premissas-chave do Plano Estratégico 2021-2025, em especial, a estimativa de queda no preço do Brent, a desvalorização do Real frente ao Dólar e as retrações do PIB global e na demanda.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil –2019

A avaliação de redução ao valor recuperável para propriedades em produção no Brasil resultou em US\$ 1.859 perdas por redução ao valor recuperável, compreendendo principalmente:

- Perdas por redução ao valor recuperável de US\$ 2.092, principalmente relacionadas às UGCs de Papa-Terra (US\$ 369), grupo Uruguá (US\$ 344), grupo CVIT (US\$ 206), Corvina (US\$ 158), Piranema (US\$ 128), Camorim (US\$ 109), Pirambu (US\$ 102), Grupo Merluza (US\$ 98), Grupo Miranga (US\$ 76), Guaricema (US\$ 76) e Grupo Água Grande (US\$ 72), principalmente devido à redução nas estimativas do preço médio do Brent no horizonte de projeção, a estimativas mais elevadas de custos de descomissionamento futuros, devido à redução nas taxas de desconto sem risco, e a mudanças no cronograma de remoção e tratamento de petróleo e instalações de produção de gás;
- Reversões de redução ao valor recuperável de US\$ 53, principalmente relacionadas ao grupo Peroá (US\$ 30) e Castanhal (US\$ 12), principalmente devido a ganhos na curva de produção e benefício fiscal de depreciação acelerada relacionado ao novo modelo tributário para atividades de petróleo e gás.

b1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2021

Nossas 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).

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2020

As perdas por redução ao valor recuperável de US\$ 120 referem-se a equipamentos e estruturas do segmento de E&P, principalmente devido à decisão de encerrar o projeto Estaleiro Inhaúma, levando ao reconhecimento de perdas no valor de US\$ 69.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

b3) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2019

Em 2019, a Companhia decidiu descontinuar o uso da plataforma P-37 no campo de Marlim, resultando em sua exclusão do Polo Norte e sua avaliação independente de redução ao valor recuperável, resultando em perdas no valor de US\$ 307.

c1) 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 incorpora a decisão da Administração pela retomada das obras no Plano Estratégico 2022-2026, com previsão de antecipação de entrada em operação em agosto de 2027, implicando no reconhecimento de reversões de perdas no valor de US\$ 359.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2020

No PE 2021-2025, as estimativas da companhia consideravam a postergação da entrada em operação do 2º trem de refino da RNEST em dois anos em relação ao planejamento anterior. Para os testes de *impairment* de 2020, os fluxos de caixa do valor em uso do ativo incorporaram tal postergação, implicando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 22.

c3) 2º trem de refino da RNEST – 2019

Os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST consideraram a postergação da previsão de sua entrada em operação em 3 anos e 8 meses, conforme aprovado no Plano Estratégico 2020-2024, o que implicou no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 534.

d1) Comperj – 2020

Em nossas avaliações de recuperabilidade do Comperj, a companhia reconheceu reversão de perdas no montante de US\$ 260, principalmente, pela redução do investimento estimado para conclusão da obra nas utilidades do Trem 1, decorrente da desvalorização do real em relação ao dólar e da otimização do projeto como um todo.

d2) COMPERJ – 2019

Os investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj, bem como os investimentos realizados nas utilidades do Trem 1 do Comperj, que fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos, levaram ao reconhecimento de perdas líquidas de US\$ 209.

e) Segmento Corporativo – 2020

A companhia decidiu pela hibernação de prédio administrativo, no estado da Bahia, consequência da desocupação das instalações, acarretando o reconhecimento de perda sobre o ativo de direito de uso no montante de US\$ 161.

f) Produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração no exterior – 2019

Em janeiro de 2020, foi encerrada a venda do navio sonda Vitória 10.000 (NS-30), de propriedade da Drill Ship International B.V. - DSI, subsidiária da PIB BV. Dessa forma, foram reconhecidas perdas por redução ao valor recuperável no montante de US\$ 333, devido à diferença entre o valor esperado de venda e seu valor contábil.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

g) Conjunto de navios da Transpetro - 2019

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano utilizada nas projeções do Plano Estratégico 2020-2024, em comparação com as premissas utilizadas no plano anterior, teve efeito positivo na geração de caixa projetada em reais para a UGC, tendo em vista que as taxas de frete (entrada de caixa) são cotadas em dólares americanos. Assim, uma reversão de redução ao valor recuperável de US\$ 103 foi contabilizada em 2019.

h) Fábrica de fertilizantes - UFN III - 2019

Após a decisão da Companhia de desistir da conclusão desta planta localizada no estado de Mato Grosso do Sul, este ativo foi baixado no valor de US\$ 200.

25.1.4. 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	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	178	196	18
2º Trem da RNEST	RTC	769	690	79
Utilidades de Itaboraí	G&E	763	686	77
Total potencial de perdas		1.710	1.572	174

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável	Sensibilidade (*)
Ativos com perdas por <i>impairment</i> existente – potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (2 UGCs)	E&P	178	196	18
2º Trem da RNEST	RTC	769	844	75
Utilidades de Itaboraí	G&E	763	839	76
Total potencial de reversão		1.710	1.879	169

(*) Quando calculada uma variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, o valor de *impairment* a ser revertido é limitado ao saldo de *impairment* acumulado da UGC ou aos seus valores recuperáveis, o que for menor.

25.1.5. Prática contábil sobre *impairment* de ativo imobilizado ou intangível

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. 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 4.3 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, usualmente 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).

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	(Perdas) / ganhos por Impairment	Segmento de negócio
				2021
Usinas termoelétricas	91	12	(79)	G&E
Participações societárias – Breitener	107	44	(67)	G&E
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás - Brasil	47	-	(46)	E&P
Refinarias e ativos logísticos associados	255	218	(37)	RT&M
Outros			5	
Total			(224)	
				2020
Campos de produção de óleo e gás - Diversos	-	279	67	E&P
Navios Cartola e Ataulfo Alves	80	19	(62)	RT&M
Outros			10	
Total			15	
				2019
Campos de produção de óleo e gás - Pampo e Enchova	328	808	494	E&P
Campos de produção de óleo e gás – Frade	19	105	84	E&P
Campos de produção de óleo e gás – Maromba	-	68	67	E&P
PO&G BV	444	354	(89)	E&P
Outros	592	468	(521)	Several
Total			35	

(*) Os valores apresentados se referem apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas ou reversões por impairment.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

Em 2021 também foram reconhecidas no resultado perdas em ativos mantidos para venda, no montante de US\$ 224, 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)

Em 2020, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, a companhia reconheceu reversões de perdas na recuperabilidade do valor contábil dos ativos no montante de US\$ 17, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Polo Recôncavo – conjunto de 14 concessões localizadas em águas rasas e em terra, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$ 35;
- Polo Rio Ventura – conjunto de 8 concessões terrestres, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$18;
- Polo Fazenda Belém – campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de US\$ 14; e
- Estas reversões foram parcialmente revertidas pelo reconhecimento de perdas de US\$ 62 relativas aos navios Cartola e Ataulfo Alves.

Em 2019, como resultado da venda de diversos ativos do segmento de E&P, a Companhia reconheceu reversões no montante de US\$ 558, considerando o valor justo líquido das despesas de alienação, principalmente: US\$ 494 relativos ao Projeto Pampo e Enchova (10 concessões localizadas em águas rasas); US\$ 84 referentes ao projeto Bispo (no campo Frade); US\$ 67 referente ao projeto Mangalarga (no campo de Maromba), parcialmente compensado por uma perda por redução ao valor recuperável de US\$ 89 reconhecida na venda da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO & GBV).

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 31.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

25.3.1. 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.

25.3.2. 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 2021, 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\$ 2.943, conforme descrito na nota explicativa 29.4. Em 31 de dezembro de 2021, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 por *impairment*.

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 6,2% 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 aquelas divulgadas anteriormente.

Em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o modelo de venda de até 100% das ações preferenciais, a ser conduzido por meio de oferta pública secundária de ações (follow-on), conforme Term Sheet celebrado com a Novonor (controladora da Braskem).

Em 17 de janeiro de 2022, a Petrobras registrou pedido de oferta pública de distribuição secundária de ações preferenciais da Braskem. Entretanto, em 28 de janeiro de 2022, a oferta foi cancelada em decorrência da instabilidade das condições do mercado, que resultaram em níveis de demanda e preço não apropriados para a conclusão da transação.

b) BR, atual Vibra Energia

Em 26 de agosto de 2020, o CA aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na Petrobras Distribuidora.

Nesse contexto, a companhia avaliou a recuperabilidade do investimento com base no valor em uso, que inclui o valor de venda, considerando a intenção de venda das ações. Como o valor em uso obtido foi inferior ao valor de investimento registrado, as avaliações de recuperabilidade indicaram a existência de perda por *impairment* no montante de US\$ 144, reconhecida no terceiro trimestre de 2020. A taxa de desconto pós-imposto aplicada foi de 11,1%, em termos nominais, tendo em conta o custo de capital próprio, dada a metodologia adotada no valor em uso.

Em continuidade ao processo de alienação, em 30 de junho de 2021, o CA aprovou o preço por ação ordinária de emissão da Petrobras Distribuidora S.A., no valor de US\$ 5.20 (R\$ 26.00), no âmbito da oferta pública de distribuição secundária de Ações de titularidade da Petrobras, resultando num montante de venda de US\$ 2.252 (R\$ 11.264 milhões), líquido dos custos de transação.

A avaliação da recuperabilidade do investimento com base no fluxo de caixa decorrente da venda, resultou no reconhecimento de reversões de perdas por desvalorização líquidas no montante de US\$ 404, registradas no primeiro semestre de 2021. Em 5 de julho de 2021, houve o encerramento da operação, conforme nota explicativa 31.2.

25.3.3. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 28 de julho de 2021, a Administração aprovou a venda da totalidade de sua participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), conforme nota explicativa 31.1. A Gaspetro detém participações em 19 distribuidoras de gás, que exploram com exclusividade os serviços locais de distribuição de gás canalizado em diversos estados do Brasil. Os investimentos foram classificados no grupo ativos mantidos para venda, sem a indicação da existência de perdas por *impairment*.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

25.3.4. Perdas em Outros Investimentos

Em 2021, a companhia reconheceu perdas líquidas por desvalorização sobre o resultado de participação de outros investimentos no montante de US\$ 21. Em 2020, o montante das perdas somou US\$ 59, principalmente em função das perdas no empreendimento controlado em conjunto no exterior MP Gulf of Mexico no valor de US\$ 59, decorrentes da revisão das premissas-chaves e considerando uma taxa real de desconto pós-imposto de 5,4% a.a., bem como na BSBIOS, no valor de US\$ 22, decorrente da classificação do investimento como mantido para venda, após a assinatura do contrato de compra e venda pela Petrobras Biocombustível (PBio) com a RP Participações em Biocombustíveis. Em 2019, a companhia reconheceu uma perda de US\$ 4 em outros investimentos.

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

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 a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo (*)	31.12.2021	31.12.2020
Imobilizado		
Saldo inicial	3.024	4.262
Adições	459	428
Baixas	(188)	(197)
Transferências	(1.097)	(494)
Ajustes acumulados de conversão	(204)	(975)
Saldo final	1.994	3.024
Intangível (**)	2.576	14.526
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	4.570	17.550

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

(**) O valor do bônus de assinatura pago no leilão do Excedente da Cessão Onerosa, foi transferido do ativo intangível para o ativo imobilizado após o início da vigência do Acordo de Coparticipação de Búzios, conforme descrito na nota explicativa 24.3.

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:

	2021	2020	2019
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas Com Geologia E Geofísica	358	296	477
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	248	456	308
Penalidades contratuais de conteúdo local	47	38	4
Outras Despesas Exploratórias	34	13	10
Total das despesas	687	803	799
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	393	307	485
Investimentos	555	532	17.265
Total do caixa utilizado	948	839	17.750

Em 2021, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de poços exploratórios em projetos no *ring fence* de Golfinho e Marlim Leste e em blocos da Bacia de Campos e Bacia Potiguar.

No exercício de 2021, a Petrobras reconheceu provisões decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 158 blocos com fase exploratória encerrada (186 blocos em 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

26.1. 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 a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás for demonstrada, 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 podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, 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 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 da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.2 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 declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.2. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)	2021	2020
Custos de prospecção capitalizados até um ano	136	118
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.858	2.906
Saldo final	1.994	3.024
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	22	38

Valores capitalizados (2020)	Número de poços
-------------------------------------	------------------------

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

2020	49	2
2017	39	1
2016 e anos anteriores	1.770	31
Saldo Total	1.858	34

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Os custos de poços exploratórios que foram capitalizados por um período superior a um ano desde a conclusão da perfuração referem-se a 22 projetos compreendendo (i) US\$ 1.858 para poços em áreas em que houve perfuração em andamento ou atividades de perfuração firmemente planejadas no curto prazo e para o qual um plano de avaliação ("Plano de Avaliação") foi submetido à aprovação da ANP; e (ii) US\$ 415 referem-se a custos incorridos para avaliar as reservas e seu potencial desenvolvimento

27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Companhia concedeu garantias à ANP em conexão com a execução dos Programas Exploratórios Mínimos estabelecidos nos contratos de concessão de áreas de exploração de petróleo no valor total de US\$ 1.574 (US\$ 1.631 em 31 de dezembro de 2020) dos quais US\$ 1.574 ainda estavam em vigor em 31 de dezembro de 2021 (US\$ 1.543 em 31 de dezembro de 2020), líquidos dos compromissos assumidos. A garantia compreende petróleo bruto de campos produtores previamente identificados, dado como garantia, no valor de US\$ 1.243 (US\$ 1.256 em 31 de dezembro de 2020) e fianças bancárias de US\$ 331 (US\$ 287 em 31 de dezembro de 2020).

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***28. 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 2021, a companhia detém participação em 85 consórcios com 37 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 55 consórcios (98 consórcios, 40 empresas parceiras e operadora de 55 parcerias em 31 de dezembro de 2020).

Não houve novas parcerias assinadas em 2021. As parcerias formadas em 2020 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano de assinatura	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras (*)
ARAM (*)	Bacia de Santos	80%	CNODC – 20%	Petrobras	2020	Partilha	496
BT-SEAL-13A	Bacia Sergipe-Alagoas	50%	Petrogal – 50%	Petrogal	2020	Concessão - Desmembramento	N/A
BÚZIOS – ECO (*)	Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	Petrobras	2020	Partilha	14.985
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP Energy do Brasil – 30%	Petrobras	2020	Concessão	N/A

(*) Os bônus referentes a Aram e Búzios foram pagos em 2019, ano de realização das respectivas rodadas - Primeira Rodada de Licitações do Excedente de Cessão Onerosa e 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção.

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2021 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell – 25% Petrogal – 10%	756,0	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC – 5%	150,8	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25% Shell – 30%	116,1	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Repsol Sinopec – 25%	114,8	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	43,0	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5%	26,2	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Petrogal – 10% Repsol Sinopec – 10%	24,9	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	18,7	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	10,4	Partilha
Oeste de Atapu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	10,4	Concessão
Total				1.271,3	

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

28.1. Prática contábil para operações conjuntas

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, a companhia reconhece com relação aos seus interesses: i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto; iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto, quanto a venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e iv) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

28.2. 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 parcerias estratégicas 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 Berbigão, Sururu, Albacora Leste, Tartaruga Verde e Mero.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020
Saldo inicial	370	113
Adições/(baixas) no Imobilizado	(64)	278
Pagamentos realizados	-	(17)
Outras despesas (receitas) operacionais	84	11
Ajuste acumulado de conversão	(26)	(15)
Saldo final	364	370

Em 31 de dezembro de 2021, a Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP de US\$ 364 (US\$ 370 em 31 de dezembro de 2020). No exercício de 2021, esses acordos resultaram no reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas, 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

a) Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora

Em dezembro de 2021 foram assinados diversos Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGVs), com os parceiros Shell, Total, Sonangol, CNODC e CNOOC e a PPSA, referentes as Jazidas de Mero, Alagamar, Upanema, Brava e Pré-Sal de Albacora, que resultaram no montante total a receber de US\$ 86, sendo US\$ 8 reconhecidos em outras receitas operacionais no exercício de 2021.

Nos AEGVs de Mero, Brava e Pré-Sal de Albacora, a PPSA, representando a União, é devedora no valor total de US\$ 79 e os montantes envolvidos serão quitados por meio do quinhão da produção ao longo dos próximos anos, sendo que, no caso do Pré-Sal de Albacora, a quitação somente terá início após a aprovação do AIP pela ANP. O reconhecimento contábil se dará mediante a transferência da produção da União, da área não contratada, por meio de aquisição originária.

Em 15 de setembro de 2020, ocorreu o citado ajuste de preço ocasionando em pagamentos adicionais sobre a aquisição de participação na Tupi BV e na Iara BV, no montante de US\$ 13, com impacto no ativo imobilizado.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

28.3. 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 e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade (do mesmo tipo que anteriormente detida) é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (AIP), caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, somente será reconhecido um ativo nas situações em que houver direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e for praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, será reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, que seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e que possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***29. Investimentos****29.1. 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	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	48.950	1.896	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	1.104	226	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	67	260	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	405	46	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e	100,00	100,00	215	(45)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	26	4	Brasil
Termomacaé S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	88	10	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e	100,00	100,00	111	1	Ilhas
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	106	6	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	50	(4)	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia S.A.. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	12	6	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FIL	E&P	99,20	99,15	9	7	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e	72,00	49,00	6	3	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	Corporativo e	100,00	100,00	-	-	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	60	150	Brasil
Refinaria de Canoas S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Paraná Xisto S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Mucuri S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Manaus S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Associação Petrobras de Saúde	Corporativo e	93,47	93,47	89	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	52	22	Brasil
Ibitermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	13	4	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	159	(21)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	21	46	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	7	-	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	13	3	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	(4)	(22)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	15	6	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Corporativo e	50,00	50,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,15	47,03	2.287	2.501	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	107	86	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	28,56	143	91	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	82	55	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	2	1	Brasil

(i) Sociedades em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor de US\$ 58 mil para cada

(ii) Informações relativas a 30.09.2021, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2021, a companhia realizou a venda de algumas participações societárias, com destaque para os seguintes desinvestimentos:

- Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) – venda da participação remanescente de 10%;
- Petrobras Distribuidora S.A. (BR), atual Vibra Energia – venda da participação remanescente de 37,5%;
- Refinaria de Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados no estado da Bahia – venda de 100% das ações.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Para mais informações sobre as operações mencionadas acima e demais movimentações societárias, vide nota explicativa 31.

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); 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..

29.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2020	Aportes de capital	Transfêrência para ativos mantidos para venda	Reorganização, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo	813	9	(325)	-	202	1	(1)	(190)	509
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	366	-	-	-	122	1	-	(102)	387
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	298	-	(308)	-	38	(2)	-	(26)	-
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	82	-	-	-	31	2	-	(17)	98
Setor Petroquímico	-	-	-	-	(23)	23	-	-	-
Demais empresas	67	9	(17)	-	34	(23)	(1)	(45)	24
Coligadas (*)	2.455	15	(2.139)	(172)	1.405	(32)	23	(557)	998
NTS	176	-	-	(176)	18	(3)	-	(15)	-
BR (atual Vibra Energia)	1.862	-	(2.129)	-	450	(62)	-	(121)	-
Demais empresas (*)	417	15	(10)	4	937	33	23	(421)	998
Outros investimentos	5	-	-	-	-	(2)	-	-	3
Total dos investimentos	3.273	24	(2.464)	(172)	1.607	(33)	22	(747)	1.510

(*) Inclui Braskem.

29.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Coligada	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)		31.12.2021	Valor justo 31.12.2020
	31.12.2021	31.12.2020		31.12.2021	31.12.2020		
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	10,17	4,85	2.160	1.031
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	10,33	4,54	782	344
						2.942	1.375

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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 e da BR estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

29.4. Participação de acionistas não controladores

O valor total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia em 31 de dezembro de 2021 é de US\$ 405 (US\$ 528 em 2020), compreendendo principalmente US\$ 199 da Gaspetro (US\$ 213 em 2020), US\$ 165 do FIDC (US\$ 192 em 2020) e US\$ 29 da Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia - TBG (US\$ 39 em 2020); e Entidades Estruturadas Consolidadas (US\$ 65 em 2020).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Ativo circulante	462	81	-	897	11.969	3.951	134	228
Ativo realizável a longo prazo	-	50	-	460	-	-	-	-
Investimentos	-	298	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	-	-	-	-	-	-	279	313
Outros ativos não circulantes	-	53	-	1	-	-	2	3
	462	482	-	1.358	11.969	3.951	415	544
Passivo circulante	58	25	-	1.043	4	1	109	206
Passivo não circulante	-	23	-	132	-	-	246	257
Patrimônio líquido	404	434	-	183	11.965	3.950	60	81
	462	482	-	1.358	11.969	3.951	415	544
Receita operacional líquida	132	83	-	-	-	-	327	310
Lucro líquido do exercício	47	64	(133)	(195)	454	416	150	111
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	7	(4)	(333)	227	(315)	2	42	25

A Gaspetro, subsidiária da Petrobras, detém participações em diversas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil. A Companhia detém 51% de participação nesta controlada indireta. Em 28 de julho de 2021, a Companhia assinou contrato de venda da totalidade de sua participação na Gaspetro. Para mais informações, consulte a nota 31.

As entidades estruturadas são a Charter Development LLC (CDC), dedicada à construção, aquisição e afretamento de FPSOs, e a Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI), que se dedica ao coque e hidrotratamento de nafta de coque da refinaria Henrique Lage (REVAP). Em 5 de janeiro de 2021, a Petrobras adquiriu 100% das ações da entidade estruturada Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI) por US\$ 9 mil. Em 28 de dezembro de 2021, a PIB BV adquiriu 100% das ações da Charter Development LLC - CDC por um dólar.

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) é um fundo destinado principalmente à securitização de créditos "performados" e "não performados" de operações realizadas por controladas da Companhia, com o objetivo de otimizar a gestão de caixa.

A TBG é uma subsidiária indireta que atua nas atividades de transmissão de gás natural principalmente por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil. A Companhia detém 51% de participação nesta controlada indireta.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

29.5. 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, distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2021				2020			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país (*)	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	832	425	253	7.308	795	277	137	9.968
Ativo Realizável a Longo Prazo	371	203	11	2.334	385	259	4	3.941
Imobilizado	461	2.683	195	6.845	492	2.380	62	9.914
Outros ativos não circulantes	460	1	1	539	482	2	-	761
	2.124	3.312	460	17.026	2.154	2.918	203	24.584
Passivo Circulante	728	324	126	4.632	573	228	58	7.279
Passivo não Circulante	517	623	36	10.967	661	789	17	15.246
Patrimônio Líquido	874	1.979	196	1.688	887	1.535	81	2.358
Participação dos Acionistas não Controladores	5	386	102	(261)	33	366	47	(299)
	2.124	3.312	460	17.026	2.154	2.918	203	24.584
Receita Operacional Líquida	2.947	1.138	-	20.625	2.056	748	-	28.425
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	156	635	91	2.821	93	(607)	9	(241)
Percentual de Participação - %	20 a 83%	20%	34 a 45%	18,8 a	23,5 a 83%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%

(*) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

29.6. Prática contábil sobre investimentos em subsidiárias, operações conjuntas, empreendimentos conjuntos e associadas

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as informações financeiras da Petrobras e das entidades por ela controladas (subsidiárias), operações em conjunto (no nível de participação da Companhia nas mesmas) e entidades consolidadas estruturadas.

O controle é obtido quando a Petrobras: i) tem poder sobre a investida; ii) está exposto, ou tem direitos, a retornos variáveis do envolvimento com a investida; e iii) tem a capacidade de usar seu poder para afetar seus retornos.

As controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes com as adotadas pela Petrobras. A nota 11 apresenta as entidades consolidadas e demais investidas diretas.

Os investimentos estruturados através de um veículo separado são configurados de forma que os direitos de voto, ou direitos semelhantes, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade

Saldos e transações intragrupo, incluindo lucros não realizados decorrentes de transações intragrupo, são eliminados na consolidação das demonstrações financeiras.

Investimentos em outras empresas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia tem influência significativa. Influência significativa é o poder de participar nas decisões de política financeira e operacional da investida, mas não a capacidade de exercer controle ou controle conjunto sobre essas políticas. A definição de controle está apresentada na nota 4.1.

Um acordo conjunto é um acordo sobre o qual duas ou mais partes têm controle conjunto (de acordo com as disposições contratuais). Um acordo em conjunto é classificado como operação em conjunto ou como empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes do acordo.

Em uma operação em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos e as obrigações pelos passivos relacionados ao acordo, enquanto em uma joint venture as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do acordo. Algumas das atividades da Companhia no segmento de E&P são conduzidas por meio de operações em conjunto.

Lucros ou perdas, ativos e passivos relacionados a joint ventures e associadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Em uma operação em conjunto, a Companhia reconhece o valor de seus ativos, passivos e respectivas receitas e despesas.

As políticas contábeis das joint ventures e coligadas foram ajustadas, quando necessário, para garantir consistência com as políticas adotadas pela Petrobras. As distribuições recebidas de uma investida reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e goodwill

Combinação de negócios é a transação em que o adquirente obtém o controle de outro negócio, independentemente da sua forma jurídica. As aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição quando o controle é obtido. Combinações de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. O método de aquisição requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados ao valor justo na data de aquisição, com exceções limitadas.

O *goodwill* é medido como o excesso da quantia agregada de: (i) a contraprestação transferida; (ii) o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida; e (iii) em uma combinação de negócios alcançada em estágios, o valor justo da participação acionária anteriormente detida pela adquirente na adquirida na data de aquisição; sobre o valor líquido dos valores dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando esse valor agregado for inferior ao líquido dos valores dos ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos, um ganho na compra vantajosa é reconhecido na demonstração do resultado.

Mudanças na participação acionária em subsidiárias que não resultem em perda de controle da subsidiária são transações patrimoniais. Qualquer excesso dos valores pagos/recebidos, incluindo custos diretamente atribuíveis, sobre o valor contábil da participação adquirida/alienada é reconhecido no patrimônio líquido como mudanças na participação em subsidiárias.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

30. Informações por Segmento – Ativo

As informações segmentadas refletem o processo decisório para alocação de recursos e avaliação de desempenho realizado pela Diretoria da Companhia.

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2021						
Circulante	6.034	12.691	3.838	13.259	(5.673)	30.149
Não circulante	107.112	21.697	6.751	8.639	-	144.199
Realizável a longo prazo	5.042	2.212	322	6.758	-	14.334
Investimentos	393	970	119	28	-	1.510
Imobilizado	99.033	18.419	6.241	1.637	-	125.330
Em operação	87.210	16.086	3.739	1.373	-	108.408
Em construção	11.823	2.333	2.502	264	-	16.922
Intangível	2.644	96	69	216	-	3.025
Ativo Total	113.146	34.388	10.589	21.898	(5.673)	174.348
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2020						
Circulante	5.333	8.170	1.975	15.337	(3.427)	27.388
Não circulante	114.947	23.879	8.321	15.473	2	162.622
Realizável a longo prazo	4.745	2.539	976	11.938	2	20.200
Investimentos	390	400	607	1.876	-	3.273
Imobilizado	95.222	20.842	6.614	1.523	-	124.201
Em operação	84.916	18.304	4.300	1.238	-	108.758
Em construção	10.305	2.537	2.315	286	-	15.443
Intangível	14.590	98	124	136	-	14.948
Ativo Total	120.280	32.049	10.296	30.810	(3.425)	190.010

As práticas contábeis para informações por segmento estão descritas na nota explicativa 12 – Resultado por Segmento.

31. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação, cujo desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia. Os projetos de desinvestimentos e de parcerias estratégicas seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente.

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)*

	Segmento operacional				31.12.2021	31.12.2020
	E&P	RTC	Corporativo e Gás & outros Energia negócios		Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	13	-	13	14
Contas a receber	-	-	31	-	31	24
Estoques	-	68	5	-	73	4
Investimentos	-	-	210	-	210	68
Imobilizado	1.841	134	-	-	1.975	640
Outros ativos	-	1	187	-	188	35
Total	1.841	203	446	-	2.490	785
Passivos associados a ativos não circulantes						
Fornecedores	-	-	2	-	2	22
Financiamentos	-	-	-	1	1	13
Provisão para desmantelamento de área	833	-	-	-	833	640
Outros passivos	-	-	31	-	31	10
Total	833	-	33	1	867	685

31.1. Operações não concluídas

Em 31 de dezembro de 2021, o progresso mais significativo no processo de desinvestimento é descrito abaixo:

Transação	Comprador	Data da aprovação para assinatura	Valor contratual (*)	Outras informações
Venda da totalidade da participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Ago/2020	35	a
Venda da totalidade da participação em quatorze campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	Ouro Preto Energia Onshore S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Dez/2020	250	b
Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá).	DBO Energia e OP Energia, atual 3R Offshore	Jan/2021	13	c
Venda da totalidade da participação em um conjunto de sete concessões terrestres e de águas rasas denominada Polo Alagoas,	Petromais Global Exploração e Produção S.A., atual Origem	Jun/2021	300	d
Venda da totalidade da participação de 62,5% no campo de produção de Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos	3R Petroleum Offshore S.A.	Jul/2021	16	e
Venda da totalidade da participação (51%) na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	Compass Gás e Energia S.A. Ream Participações S.A. (de mesma propriedade da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. -	Jul/2021	373 (R\$ 2.030 milhões)	f
Venda das ações da empresa que deterá a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas	Forbes & Manhattan Resources Inc., a wholly owned subsidiary of Forbes & Manhattan Inc.	Ago/2021	190	g
Exercício da opção de compra da parcela adicional de 5% no Contrato de Cessão Onerosa e no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios	CNOOC Petroleum Brasil Ltda (CNOOC)	Set/2021	2.080	h
Sale of shares of the company that will hold the Shale Industrialization Unit (SIX), in the state of Paraná.	Forbes & Manhattan Resources Inc., a wholly owned subsidiary of Forbes & Manhattan Inc.	November 2021	33	i
Sale of the Company's entire interest in 11 onshore production fields (Carmópolis group of fields), including integrated facilities, in the state of Sergipe	Carmo Energy S.A.	December 2021	1.100	j

(*) Considerando valores acordados na assinatura da transação.

a) Venda dos campos terrestres no Ceará (Polo Fazenda Belem)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 9 recebidos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 16 no fechamento da transação e; (iii) US\$ 10 que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Tais valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da operação e estão sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

b) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Recôncavo)

As condições e os prazos de recebimentos ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 10 na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 240 no fechamento da transação.

Os valores não consideram potenciais ajustes futuros devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

c) Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 5 recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 8 a serem recebidos no fechamento da transação; e (iii) US\$ 42 em recebimentos contingentes previstos em contrato, relacionados a fatores como declaração de comercialidade de Malombe, preços futuros do petróleo e extensão do prazo das concessões. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

d) Venda de campos terrestres, de águas rasas (Polo Alagoas) e da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN em Alagoas

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 60 recebidos na data de assinatura do contrato e; (ii) US\$ 240 no fechamento da transação.

Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

e) Venda do Campo de Papa-Terra

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 6 recebidos na data da assinatura; e (ii) US\$ 10 no fechamento da transação. Adicionalmente, há US\$ 90 em recebimentos contingentes (ativo contingente) previstos em contrato, relacionados a níveis de produção do ativo e preços futuros do petróleo. Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

f) Venda da Gaspetro

O recebimento US\$ 373 (R\$ 2.030 milhões) será no fechamento da transação, sujeito aos ajustes previstos no contrato.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE. Além disso, até o fechamento da operação, a Petrobras observará as disposições constantes dos acordos de acionistas da Gaspetro e das distribuidoras de gás natural, inclusive quanto aos direitos de preferência, conforme aplicáveis.

g) Venda da REMAN

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 29 recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 161 a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato.

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

h) Contrato de Cessão Onerosa e o Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios

As informações sobre as condições dos contratos estão descritas na nota explicativa 24.1 – Intangível – Excedentes de Cessão Onerosa - Búzios.

i) Venda da SIX

As condições e os prazos de recebimento ocorrerão da seguinte forma: (i) US\$ 3 recebidos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 30 a serem recebidos no fechamento da operação, sujeito a ajustes previstos no contrato. O contrato prevê ainda pagamentos contingentes (*earn out*).

A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE e ANP.

j) Venda de campos terrestres em Sergipe (Polo Carmópolis)

As condições de recebimento são: (i) US\$ 275 recebido em janeiro de 2022, a título de sinal; (ii) US\$ 550 no fechamento da transação; e (iii) US\$ 275 no prazo de 12 meses após o fechamento.

Os valores estão sujeitos a ajustes devidos no fechamento da transação, que está sujeita a cumprimento de condições precedentes, como aprovação do CADE e ANP.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

31.2. Operações concluídas

Transação	Comprador	Data da assinatura (A) e Data de	Valor de venda (*)	Ganho (perda) (**)	Outras informa- ções
Venda de 30% da concessão do Campo de Frade. A transação também inclui a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV.	PetroRio	A Nov/2019 F Fev/2021	44	88	a
Venda da totalidade da participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA) pela Petrobras Uruguay Sociedad Anónima	DISA Corporación Petrolífera S.A.	A Ago/2020 F Fev/2021	68	(3)	b
Venda da totalidade de ações (50%) na BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios) pela Petrobras Biocombustível S.A.	RP Participações em Biocombustíveis S.A	A Dez/2020 F Fev/2021	47 (R\$ 253 milhões)	(1)	c
Venda da totalidade das participações (49%) em três sociedades geradoras e comercializadoras de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte: Eólica Mangue Seco 1, Eólica Mangue Seco 3 e Eólica	V2I Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Dez/2020 F Abr/2021	26 (R\$ 145 milhões)	19	d
Venda da participação remanescente de 10% na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)	Nova Infraestrutura Gasodutos Participações S.A.	A Abr/2021 F Abr/2021	277 (R\$ 1,539 milhões)	109	e
Venda da totalidade da participação de 51% da sociedade geradora e comercializadora de energia elétrica, no estado do Rio Grande do Norte, Eólica Mangue Seco 2.	Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia Pirineus (FIP Pirineus)	A Fev/2021 F Mai/2021	6 (R\$ 34 milhões)	4	f
Venda da totalidade da participação em oito campos terrestres de E&P, conjuntamente denominados Polo Rio Ventura, localizados na Bahia	3R Rio Ventura S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	A Ago/2020 F Jul/2021	97	109	g
Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR, atual Vibra Energia)	-	A Jun/2021 F Jul/2021	2,203 (R\$ 11,358 milhões)	-	h
Cessão da participação de 10% no campo de Lapa e 10% na Lapa Oil & Gas BV	Total Energies	A Dez/2018 F Ago/2021	49	13	i
Venda da totalidade de participação de 40% na empresa GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda (GásLocal)	White Martins Gases Industriais Ltda.	A Set/2020 F Set/2021	12 (R\$ 61 milhões)	(1)	j
Venda de 100% das ações da Refinaria Mataripe S.A., empresa detentora da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus ativos logísticos associados, no estado da Bahia	MC Brazil Downstream Participações, empresa do grupo Mubadala Capital	A Mar/2021 F Nov/2021	1,800	574	k
Venda das participações de 20% na Termelétrica Potiguar S.A. (TEP) e de 40% na Companhia Energética Manauara S.A. (CEM)	Global Participações Energia S.A., por meio de subsidiárias	A Jul/2021 F Nov/2021	28 (R\$ 156 milhões)	4	l
Venda da totalidade da participação acionária de 93,7% na empresa Breitener Energética S.A. (Breitener), no estado do Amazonas	Breitener Holding Participações S.A., subsidiária integral da Ceiba Energy LP.	A Ago/2021 F Nov/2021	35 (R\$ 192 milhões)	(10)	m
Venda da totalidade da participação em nove campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Miranga, localizados no estado da Bahia	SPE Miranga S.A., subsidiária da PetroRecôncavo S.A.	A Fev/2021 F Dez/2021	224	130	n
Venda da totalidade da participação em doze campos terrestres de E&P, denominados Polo Remanso, no estado da Bahia	PetroRecôncavo S.A.	A Dez/2020 F Dez/2021	16	25	o
Venda da totalidade de participação em vinte e sete concessões terrestres de E&P, localizadas no Espírito Santo, denominadas conjuntamente Polo Cricaré	Karavan Seacrest SPE Cricare	A Ago/2020 F Dez/2021	38	36	p
Venda de três usinas termelétricas movidas a óleo combustível, localizadas em Camaçari, no estado da Bahia (UTES Polo Camaçari)	São Francisco Energia S.A., subsidiária da Global Participações em	A Maio/2021 F Dez/2021	11 (R\$ 61 milhões)	(25)	q
Total			4.981	1.071	

(*) 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 reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 6 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

Essas conclusões ocorreram após cumprimento de eventuais condições precedentes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

a) Venda do Campo de Frade

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 36 à Petrobras, após ajustes de preços (incluindo entradas de caixa da venda de petróleo bruto da concessão), além de US\$ 8 pagos à Petrobras na assinatura do contrato. Além disso, há um valor contingente de US\$ 20 vinculado a uma potencial nova descoberta comercial no campo.

A venda original no valor de US\$ 100 foi ajustada considerando os fluxos de caixa decorrentes da participação da Companhia no campo de 1º de julho de 2019 (data de início da negociação) a 5 de fevereiro de 2021 (data de fechamento). Além disso, há um pagamento contingente no valor de US\$ 20 sujeito a uma nova descoberta no campo.

b) Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 62 à Petrobras, além de US\$ 6 pagos na assinatura do contrato, totalizando US\$ 68. Como resultado dessa operação, uma perda de US\$ 34 foi reclassificada para o resultado, dentro de outras receitas e despesas, referente a ajustes acumulados de conversão decorrentes de variações cambiais reconhecidas no patrimônio líquido da PUDSA desde a aquisição deste investimento.

c) Venda da BSBios

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 47 à Petrobras, incluindo reajustes de preços. Além disso, US\$ 12 são mantidos em conta vinculada para indenização de eventuais contingências, a serem liberadas de acordo com os termos e condições estabelecidos no contrato.

d) Vendas de Mangue Seco 1, 3 e 4

A venda do Mangue Seco 1 foi fechada com o pagamento de US\$ 8 à Petrobras, incluindo reajustes de preço. A venda do Mangue Seco 3 e 4 foi fechada com o pagamento de US\$ 14 à Petrobras, incluindo reajustes de preço, além de US\$ 4 recebidos na assinatura, totalizando US\$ 18.

e) Venda de parcela de participação de 10% na NTS

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 277 à Petrobras, na data de assinatura e fechamento da transação, incluindo ajustes de preço.

f) Venda de Mangue Seco 2

A operação resulta do exercício do direito de preferência pelo FIP Pirineus, conforme acordo de acionistas da Eólica Mangue Seco 2, e foi fechada com o pagamento de US\$ 6 à Petrobras, incluindo reajustes de preço.

g) Venda do Polo Rio Ventura

A operação foi concluída em julho de 2021 com o pagamento de US\$ 34 à Petrobras, incluindo reajustes de preço, além de US\$ 4 pagos à Petrobras na assinatura do contrato.

O acordo prevê mais US\$ 16 a serem pagos em janeiro de 2024 e até US\$ 44 em pagamentos contingentes relacionados aos preços futuros do petróleo, já recebidos em setembro de 2021 (US\$ 22) e em dezembro de 2021 (US\$ 22).

h) Alienação total da participação na Petrobras Distribuidora S.A. (BR) – atual Vibra Energia

Em 17 de junho de 2021, a Petrobras protocolou pedido de registro de oferta pública secundária (follow on) de ações ordinárias de emissão da (renomeada Vibra Energia), com divulgação de prospecto preliminar de oferta. A Companhia ofereceu 37,5% do capital social da BR Distribuidora, correspondente à participação remanescente detida pela Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 30 de junho de 2021, a Petrobras aprovou o preço por ação ordinária da BR Distribuidora no valor de US\$ 5,20 (R\$ 26,00), totalizando US\$ 2.203 (R\$ 11.358 milhões). Assim, foi reconhecida uma reversão de impairment de US\$ 404, conforme detalhado na nota 19.

Em 5 de julho de 2021, o follow-on foi encerrado com a Companhia recebendo US\$ 2.184, líquido de custos de transação

i) Cessão de participação no campo de Lapa e na Lapa BV

Em 2018, a Petrobras exerceu sua opção de venda, conforme previsto no contrato, transferindo sua participação remanescente de 10% no campo Lapa para a Total Energies, incluindo os 10% restantes detidos pela Petrobras Netherlands BV (PNBV) na Lapa BV. Em setembro de 2021, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 49 à Petrobras.

Além disso, houve reajuste de preço referente à transferência dos direitos dos campos de Lapa e Lapa pela Petrobras, bem como das participações detidas pela PNBV na Lapa BV e na Lapa BV, com reconhecimento de ganho de US\$ 22 em outras receitas e despesas.

j) Venda de participação na GasLocal

O acordo resolveu controvérsias decorrentes das atividades do consórcio Gemini e GasLocal, em particular pendentes de arbitragem e processos judiciais. Também prevê as condições comerciais para o fornecimento de gás pela Petrobras, como integrante do consórcio Gemini, até o final de 2023, conforme exigência do CADE.

A transação foi fechada com o pagamento de US\$ 11 (R\$ 56 milhões) à Petrobras no momento da assinatura do contrato e de US\$ 1 (R\$ 4,6 milhões), a ser pago em até 13 meses do fechamento do contrato.

k) Venda da RLAM

A transação foi fechada em novembro de 2021 após o pagamento de US\$ 1.811 à Petrobras, incluindo ajustes de preço previstos em contrato, decorrentes de variações de capital de giro, dívida líquida e investimentos até o fechamento da transação.

l) Venda de participações em empresas de energia elétrica

O pagamento total à Petrobras será feito no fechamento da transação, US\$ 14 de cada um dos dois adquirentes, totalizando US\$ 28.

m) Venda de participação na Breitener Energética

A transação foi fechada em novembro de 2021 após o pagamento de US\$ 45 à Petrobras, incluindo reajustes de preço previstos no contrato. Além disso, há um valor contingente de US\$ 9, dependendo das receitas futuras de vendas da planta.

n) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Miranga)

A transação foi fechada em dezembro de 2021 após o pagamento de US\$ 48 à Petrobras, além dos US\$ 11 recebidos na assinatura do contrato.

O acordo também prevê o recebimento de US\$ 80, diferido em três parcelas ao longo de três anos a partir do fechamento da transação, e até US\$ 85 em recebíveis contingentes relacionados aos preços médios futuros do Brent. Deste valor, em dezembro de 2021 a Companhia atendeu as condições pactuadas para o recebimento de US\$ 15, reconhecido em outras receitas e despesas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

o) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Remanso)

A transação foi fechada em dezembro de 2021 após o pagamento de US\$ 7 à Petrobras, além de US\$ 4 recebidos na assinatura do contrato.

O acordo prevê ainda o recebimento de US\$ 5 em dezembro de 2022, sujeito a reajustes de preço.

p) Venda de campos terrestres no Espírito Santo (Polo Cricaré)

A transação foi fechada em dezembro de 2021 após o pagamento de US\$ 27 à Petrobras, além dos US\$ 11 recebidos na assinatura do contrato.

O acordo prevê até US\$ 116 em pagamentos contingentes relacionados aos preços futuros do petróleo.

q) Venda de usinas termelétricas (UTES Polo Camaçari)

A transação foi fechada em dezembro de 2021 após o pagamento de US\$ 11 à Petrobras.

31.3. Outras Operações

Em 5 de janeiro de 2021, a Petrobras adquiriu 100% das ações da entidade estruturada Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI) por US\$ 9 mil. Em 28 de dezembro de 2021, a Petrobras adquiriu 100% das ações da entidade estruturada Charter Development LLC (CDC) por US\$ 1 dólar.

A diferença entre o valor pago e o patrimônio líquido dessas entidades estruturadas foi registrada como uma transação de capital, aumentando o patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras e aumentando a participação de não controladores, no valor de US\$ 79, uma vez que a Petrobras já controlava suas operações e consolidava essas entidades estruturadas antes dessas transações.

31.4. Ativos contingentes em vendas de ativos

31.4.1. Pampo e Enchova

Em julho de 2020, a Petrobras fechou a venda da totalidade de sua participação nos grupos Pampo e Enchova dos campos para a Trident Energy do Brasil Ltda (vide nota 33.2 das demonstrações financeiras anuais consolidadas de 2020), com condições adicionais prevendo o pagamento dos valores à Petrobras de até US\$ 650 classificados como ativos contingentes, a serem reconhecidos quando as condições pactuadas, relativas aos preços do Brent, forem atendidas. Desse montante de pagamentos contingentes, a Companhia já reconheceu US\$ 29. O contrato prevê reavaliações até 2030.

31.4.2. Parcela contingente da venda do bloco exploratório BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Companhia alienou sua participação de 66% no bloco exploratório BM-S-8 para a Equinor Brasil Energia Ltda, que inclui o campo Bacalhau (antigo Carcará) localizado na camada pré-sal da bacia de Santos, para o valor de US\$ 2.500, a ser pago em três parcelas, sendo as duas últimas pagamentos contingentes à Petrobras.

A primeira parcela (US\$ 1.250) foi recebida em 22 de novembro de 2016 e a segunda parcela (US\$ 300) em 21 de março de 2018.

Em 09 de dezembro de 2021, a ANP aprovou o Acordo de Individualização da Produção (AIP) dos campos Bacalhau e Norte de Bacalhau, condição para o recebimento pela Petrobras da parcela final, no valor de US\$ 950. Esse ganho foi reconhecido em a demonstração do resultado em dezembro de 2021, dentro de outras receitas e despesas, e recebida em fevereiro de 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

31.5. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

Em 2021, 2020 e 2019, a Companhia alienou sua participação em determinadas subsidiárias cujo controle foi perdido. A tabela a seguir resume os fluxos de caixa decorrentes da perda de controle nas subsidiárias:

		Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
Jan-Dez/2021			
Refinaria de Mataripe (antiga RLAM)	1.868	(119)	1.749
PUDSA	62	(15)	47
Total	1.930	(134)	1.796
Jan-Dez/2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV) (*)	276	-	276
Liquigas	784	(10)	774
Total	1.060	(10)	1.050
Jan-Dez/2019			
Petrobras Paraguay	381	(45)	336
Total	381	(45)	336

31.6. Prática contábil sobre ativos e passivos mantidos para venda

Ativos não circulantes, grupos para alienação e passivos diretamente associados a esses ativos são classificados como mantidos para venda se seus valores contábeis forem recuperados, principalmente, por meio da transação de venda e não pelo uso contínuo.

A condição para classificação como mantido para venda é atendida somente quando a venda for aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia e o ativo ou grupo para alienação estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e houver a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a sua classificação como detido para venda. No entanto, um período prolongado necessário para concluir uma venda não impede que um ativo (ou grupo para alienação) seja classificado como mantido para venda se o atraso for causado por eventos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e houver evidência suficiente de que a Companhia continua comprometida ao seu plano de vender os ativos (ou grupos de alienação).

Os ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda e os passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o valor contábil e o valor justo menos os custos de venda. Os ativos e passivos são apresentados separadamente no balanço patrimonial.

Quando um componente da Companhia é alienado ou classificado como mantido para venda e representava uma importante linha de negócios separada, a participação alienada é considerada uma operação descontinuada, portanto, seu lucro líquido, fluxo de caixa operacional, de investimento e financiamento são apresentados em partidas individuais separadas até a data do fechamento da operação.

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	31.12.2021	31.12.2020
Mercado Bancário	1.237	5.016
Mercado de Capitais	2.504	2.512
Bancos de fomento (*)	769	1.315
Outros	7	11
Total	4.517	8.854
No Exterior		
Mercado Bancário	8.525	13.581
Mercado de Capitais	19.527	27.625
Bancos de fomento (*)	-	201
Agência de Crédito à Exportação	2.951	3.424
Outros	180	203
Total	31.183	45.034
Total de financiamentos	35.700	53.888
Circulante	3.641	4.186
Não circulante	32.059	49.702

(*) Inclui BNDES, FINAME, FINEP e New Development Bank (NDB)

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2021	31.12.2020
Financiamentos de curto prazo	108	1.140
Parcela de financiamentos de longo prazo	3.063	2.383
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	470	663
Circulante	3.641	4.186

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US\$ 18.823 em *global notes*, emitidas pela PGF, e US\$ 2.352 em debêntures emitidas no Brasil. Os *global notes* possuem vencimentos entre 2024 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares, euros e libras, 87%, 3% e 10%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures, com vencimentos entre 2024 e 2034 e sem garantias, não são conversíveis em ações.

32.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2019	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos	Saldo final em 31.12.2020
País	10.730	1.488	(1.080)	(352)	399	142	(2.474)	-	-	8.853
Exterior	52.530	15.535	(23.471)	(2.967)	3.187	1.667	(1.201)	(245)	-	45.035
Total	63.260	17.023	(24.551)	(3.319)	3.586	1.809	(3.675)	(245)	-	53.888
Reestruturação de			(1.176)	-						
Depósitos vinculados			-	162						
Fluxo de caixa das			(25.727)	(3.157)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de âgios, desâgios e custos de transações associados.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	Saldo final em 31.12.2020	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transfêrência para Passivos associados a Ativos Mantidos	Saldo final em 31.12.2021
País	8.853	-	(4.274)	(267)	316	233	(344)	-	-	4.517
Exterior	45.035	1.885	(15.971)	(2.034)	2.407	186	(325)	-	-	31.183
Total	53.888	1.885	(20.245)	(2.301)	2.723	419	(669)	-	-	35.700
Reestruturação de			(1.102)	-						
Depósitos vinculados			(66)	72						
Fluxo de caixa das atividades de			(21.413)	(2.229)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de âgios, desâgios e custos de transações associados.

(***) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), com liquidações semestrais em

Em 2021, a liquidação de dívidas antigas e o gerenciamento de passivos foram realizados com recursos próprios, além da captação de recursos no mercado de capital internacional, visando à melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US\$ 23.642, destacando-se: (i) o pré-pagamento de US\$ 6.344 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) a recompra e resgate de US\$ 9.840 de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis nas operações no valor de US\$ 1.090; e (iii) pré-pagamento total de US\$ 593 de empréstimos com agências de fomento.

A companhia captou US\$ 1.442 através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2051.

32.3. 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 (**)	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$)(*):	2.540	2.564	3.354	2.746	1.686	15.228	28.118	30.063
Indexados a taxas flutuantes	2.154	2.564	2.676	1.934	1.143	897	11.368	
Indexados a taxas fixas	386	-	678	812	543	14.331	16.750	
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	5,0%	5,2%	5,5%	5,7%	6,2%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Reais (R\$):	1.006	409	620	211	402	1.870	4.518	4.462
Indexados a taxas flutuantes	663	263	263	130	130	496	1.945	
Indexados a taxas fixas	343	146	357	81	272	1.374	2.573	
Taxa média dos Financiamentos em Reais	5,9%	5,5%	5,0%	4,5%	4,1%	4,6%	4,9%	
Financiamentos em Euro(€):	49	-	14	492	-	664	1.219	1.347
Indexados a taxas fixas	49	-	14	492	-	664	1.219	
Taxa média dos Financiamentos em Euro	4,7%	-	4,7%	4,7%	-	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	46	-	-	-	744	1.055	1.845	2.019
Indexados a taxas fixas	46	-	-	-	744	1.055	1.845	
Taxa média dos Financiamentos em Libras	6,2%	-	-	-	-	6,4%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2021	3.641	2.973	3.988	3.449	2.832	18.817	35.700	37.891
Taxa média dos financiamentos	5,2%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	6,5%	6,2%	
Total em 31 de dezembro de 2020	4.186	3.282	5.892	5.961	6.229	28.338	53.888	61.517
Taxa média dos financiamentos	4,6%	4,8%	4,8%	5,1%	5,2%	6,4%	5,9%	

(*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(**) Em 31 de dezembro de 2021, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 13,39 anos (11,71 anos em 31 de dezembro de

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2021, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 20.769 (US\$ 33.236, em 31 de dezembro de 2020); 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\$ 17.122 (US\$ 28.281, em 31 de dezembro de 2020).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.3.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	31.12.2021	31.12.2020
Principal	3.171	3.066	4.071	3.524	2.909	19.816	36.557	55.130
Juros	1.806	1.631	1.549	1.381	1.295	22.895	30.557	38.953
Total (*)	4.977	4.697	5.620	4.905	4.204	42.711	67.114	94.083

(*) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 33.

32.4. Linhas de crédito

							31.12.2021
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo	
No exterior							
PGT BV	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	-	5.000	
PGT BV (*)	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	-	3.250	
Total				8.250	-	8.250	
No país							
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2026	358	-	358	
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	358	-	358	
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	358	-	358	
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	59	-	59	
Total				1.133	-	1.133	

(*) Em abril de 2021, a PGT prorrogou parte da linha de crédito compromissada (Resolving Credit Facility). Dessa forma, US\$ 2.050 estarão disponíveis para saque a partir de 28 de fevereiro de 2024 até 27 de fevereiro de 2026.

32.5. Covenants e Garantias

32.5.1. Covenants

A Companhia possui *covenants* que não estavam inadimplentes em 31 de dezembro de 2021 em seus contratos de mútuo e notas emitidas no mercado de capitais exigindo, entre outras obrigações i) a apresentação de demonstrações financeiras intermediárias em até 90 dias do encerramento de cada trimestre (não revisado por Firma de Contabilidade Pública Registrada Independente) e demonstrações financeiras auditadas em até 120 dias do encerramento de cada exercício social, com carência de 30 a 60 dias, dependendo do contrato; ii) Cláusula de Penhor Negativo / Ônus Permitidos; e iii) cláusulas com relação ao nível de endividamento em alguns de seus contratos de empréstimo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Adicionalmente, existem outras obrigações não financeiras que a Companhia tem que cumprir: i) cláusulas de cumprimento das leis, normas e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios, incluindo (mas não se limitando a) leis ambientais; (ii) cláusulas em contratos de financiamento que exijam que o tomador e o garantidor conduzam seus negócios em conformidade com as leis anticorrupção e de lavagem de dinheiro e que instituam e mantenham as políticas necessárias para tal cumprimento; e (iii) cláusulas em contratos de financiamento que restrinjam relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos (incluindo, mas não se limitando ao Office of Foreign Assets Control - OFAC, Department of State e Department of Commerce), União e Nações Unidas.

32.5.2. Garantias

A maior parte da dívida da Companhia não tem garantia, mas certos instrumentos de financiamento específicos para promover o desenvolvimento econômico são garantidos.

Um acordo de financiamento com o China Development Bank (CDB) com vencimento em 2026 também é garantido com base em exportações futuras de petróleo para compradores específicos limitados a 200 mil barris por dia. Essa garantia não pode exceder o valor da dívida relacionada (US\$ 5.005 em 31 de dezembro de 2020 e US\$ 5.006 em 31 de dezembro de 2019).

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas são garantidos com base nos ativos dos projetos, bem como em ônus sobre recebíveis das entidades estruturadas. Os títulos emitidos pela Companhia no mercado de capitais são quirografários.

As notas globais emitidas pela Companhia no mercado de capitais por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. – PGF são quirografárias. No entanto, a Petrobras garante total, incondicional e irrevogavelmente essas notas, conforme estabelecido na nota 37.5.

32.6. Prática contábil sobre financiamentos

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os 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 período. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do período.

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (*IBOR Reform*), a companhia segue monitorando os pronunciamentos das autoridades regulatórias, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos *benchmarks*. A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor (*London Interbank Offered Rate*), cujo valor corresponde a aproximadamente 32% de seus financiamentos. As dívidas indexadas à Libor são apresentadas na nota explicativa 32.3.

33. Arrendamentos

Os arrendamentos mercantis 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:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	Saldo final em 31.12.2020	Remensuração / Novos contratos	Pagamentos do principal e juros (*)	Encargos incorridos no Exercício	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Trans-ferências	Saldo final em 31.12.2021
Pais	4.340	1.655	(1.560)	243	151	(272)	47	4.604
Exterior	17.310	4.474	(4.267)	990	1.288	(1.310)	(46)	18.439
Total	21.650	6.129	(5.827)	1.233	1.439	(1.582)	1	23.043

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	2.620	1.644	885	380	243	1.150	6.922	218
Outros	110	62	23	13	-	-	208	16
Com Reajuste - Exterior (*)								
Embarcações	471	288	276	215	176	186	1.612	-
Plataformas	1.700	1.434	1.460	1.414	1.339	11.986	19.333	-
Com Reajuste - País								
Embarcações	361	272	184	101	43	18	979	87
Imóveis	94	89	90	90	90	869	1.322	9
Outros	211	155	109	96	81	399	1.051	16
TOTAL	5.567	3.944	3.027	2.309	1.972	14.608	31.427	346

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

A seguir é apresentado as principais informações por família de contratos de arrendamento:

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2021	31.12.2020
Sem Reajuste					
Embarcações	3,5155	5,4 anos	205	6.201	7.462
Outros	1,5029	2,5 anos	16	202	262
Com Reajuste - Exterior (*)					
Plataformas	5,5194	14,6 anos	-	13.059	10.747
Embarcações	4,3124	4,7 anos	-	1.431	1.530
Com Reajuste - País					
Embarcações	6,8752	3,3 anos	76	850	794
Imóveis	8,7184	21,5 anos	7	590	643
Outros	9,7347	7,9 anos	14	710	212
TOTAL	5,2637	11,7 anos	318	23.043	21.650

(*) 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 pela duration do respectivo fluxo de pagamento e garantias dos contratos de arrendamento.

Em determinados contratos de arrendamento há pagamentos, durante o prazo do arrendamento, que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a sua data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento. Em 2021, esses valores foram de US\$ 898 representam 15% em relação aos pagamentos fixos (US\$ 785 e 13% em relação aos pagamentos fixos, no mesmo período de 2020).

Em 2021, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de US\$ 110 (US\$ 118 no mesmo período de 2020), referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2021, 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\$ 79.557 (US\$ 67.408 em 31 de dezembro de 2020). O aumento no período corresponde a novos compromissos contratuais, incluindo mais duas unidades flutuantes de produção.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.3.

33.1. Prática contábil sobre arrendamentos

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 36.3).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto 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 social realizado

Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, 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.

34.1.1. Prática contábil sobre patrimônio líquido

O capital social compreende ações ordinárias e ações preferenciais. Os custos de transação atribuíveis à emissão de novas ações (custos de emissão de ações) são apresentados (líquidos de impostos) no patrimônio líquido, dentro das transações de capital, como uma dedução dos recursos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, a Companhia mantinha ações em tesouraria, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

34.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US\$ 2, 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.

34.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

34.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de US\$ 2, representadas por 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

34.4. Reservas de lucros

34.4.1. 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.

34.4.2. Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 56 do Estatuto Social da companhia.

34.4.3. 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.

No exercício de 2021, foi destinado do resultado o valor de US\$ 118 referente ao incentivo de subvenção para investimentos, integralmente relacionado ao âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

34.4.4. Prática contábil sobre reservas de incentivos fiscais

Reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela companhia.

34.4.5. 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.

34.5. Dividendos

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%.

A política de remuneração aos acionistas, aprovada em 2019 pelo Conselho de Administração e aprimorada em novembro de 2021, 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, que poderá ser distribuída independentemente do nível de endividamento da companhia. Esta 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 a US\$ 65 bilhões 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 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e as aquisições de imobilizados e intangíveis, ambos apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia;
- independentemente do seu nível de endividamento, a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar o pagamento de dividendos extraordinários, 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 dividendos 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

34.5.1. Prática contábil sobre dividendos

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia. O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados 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.

34.5.2. Dividendos propostos

A distribuição aos acionistas para 2021, proposta pela administração para aprovação na Assembleia Geral Ordinária, no valor de US\$ 18.541, é superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro ajustado e será paga em

Considerando o lucro líquido do exercício e o cumprimento da meta de endividamento, o valor dos dividendos propostos pela Companhia foi baseado na política de distribuição aos acionistas, equivalente a 60% da diferença entre o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais (R\$ 203.126 milhões) e caixa utilizado na aquisição de imobilizado e intangível (R\$ 34.134 milhões), resultando em uma distribuição de R\$ 101.395 milhões, o que equivale a US\$ 18.541 convertidos com base na taxa de câmbio vigente na data de aprovação cada antecipação e no câmbio de fechamento dos dividendos complementares.

Parcela	Data de aprovação do Conselho de Administração	Data posição acionária	Data de pagamento	Ações ordinárias		Ações preferenciais		Valor total
				Valor da parcela	Valor bruto por ação	Valor da parcela	Valor bruto por ação	
1ª parcela - dividendos	04.08.2021	16.08.2021	25.08.2021	2.300	0,3091	1.731	0,3091	4.031
2ª parcela - juros sobre capital próprio	04.08.2021	01.12.2021	15.12.2021	1.483	0,1993	1.116	0,1993	2.599
2ª parcela - dividendos	28.10.2021	01.12.2021	15.12.2021	2.911	0,3911	2.191	0,3911	5.102
Atualização monetária sobre antecipações				69	0,0093	52	0,0093	121
Dividendos complementares	23.02.2022	13.04.2022	16.05.2022	3.816	0,5127	2.872	0,5127	6.688
Total para 2021				10.579	1,4215	7.962	1,4215	18.541
Total para 2020				1.128	0,1515	849	0,1515	1.977

Valores convertidos para dólar americano com base na taxa de câmbio na data de aprovação, exceto pelo complemento dividendo mínimo obrigatório, baseado na taxa de câmbio na data das demonstrações financeiras.

As distribuições aos acionistas para 2020 totalizaram US\$ 1.977, incluindo o dividendo mínimo obrigatório aos acionistas preferenciais (US\$ 849) e os dividendos adicionais propostos (US\$ 1.128) aos acionistas ordinários, decorrentes da parcela remanescente do lucro líquido daquele exercício e a reserva de retenção de lucros, considerando a geração de caixa do exercício e a preservação da sustentabilidade financeira da Companhia.

34.5.3. Dividendos pagos

Em 31 de dezembro de 2021, não há dividendos a pagar aos acionistas no passivo circulante, tendo em vista que as antecipações de dividendos já foram pagas ao longo de 2021, enquanto os dividendos complementares serão mantidos no patrimônio líquido até sua aprovação na Assembleia Geral Ordinária. Em 31 de dezembro de 2020 esse saldo era de US\$ 858.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***34.6. Resultado por ação**

Por ação	2021			2020			2019		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da	11.339	8.536	19.875	651	490	1.141	5.791	4.360	10.151
Proveniente de operações	11.339	8.536	19.875	651	490	1.141	4.370	3.290	7.660
Proveniente de operações	-	-	-	-	-	-	1.421	1.070	2.491
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de	7.442.231.382	5.601.969.879	13.044.201.261	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 (US\$ por ação)	1,52	1,52	1,52	0,09	0,09	0,09	0,78	0,78	0,78
Proveniente de operações	1,52	1,52	1,52	0,09	0,09	0,09	0,59	0,59	0,59
Proveniente de operações	-	-	-	-	-	-	0,19	0,19	0,19
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS)(*)	3,04	3,04	3,04	0,18	0,18	0,18	1,56	1,56	1,56
Proveniente de operações	3,04	3,04	3,04	0,18	0,18	0,18	1,18	1,18	1,18
Proveniente de operações	-	-	-	-	-	-	0,38	0,38	0,38

(*) As ADS da Petrobras são equivalentes a 2 ações.

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro (ou prejuízo) do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando-se o lucro (ou prejuízo) 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	650	-	-	650
Derivativos de moeda estrangeira	-	23	-	23
Saldo em 31 de dezembro de 2021	650	23	-	673
Saldo em 31 de dezembro de 2020	652	115	-	767
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(271)	-	(271)
Derivativos de commodities	(1)	-	-	(1)
Derivativos de juros	-	(1)	-	(1)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(1)	(272)	-	(273)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(10)	(269)	-	(279)

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 32.

Em contas a receber, determinados recebíveis são classificados na categoria valor justo por meio do resultado, conforme nota explicativa 13.

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. 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.

36.1. Instrumentos derivativos financeiros

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela companhia em 31 de dezembro de 2021, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do período e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Posição Patrimonial Consolidada				
	Valor justo				Vencimento
	Valor nominal		Posição Ativa (Passiva)		
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(1.308)	(240)	(1)	(10)	
Compra/Petróleo e Derivados	1.380	3.927	-	-	2022
Venda/Petróleo e Derivados	(2.688)	(4.167)	-	-	2022
SWAP (**)					
Venda/Óleo de Soja- Posição comprada (**)	(11)	-	-	-	2022
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (GBP/USD) (***)	-	GBP 354	-	23	2021
SWAP					
Câmbio - cross currency swap (***)	GBP 583	GBP 615	23	44	2026
Câmbio - cross currency swap (***)	GBP 442	GBP 600	(50)	(26)	2034
Swap - IPCA	3.008	R\$ 3.008	(1)	47	2029/2034
Câmbio - cross currency swap (***)	US\$ 729	US\$ 729	(221)	(244)	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(250)	(166)	

(*) Valor nominal em mil bbl

(**) Valor nominal em mil toneladas

(***) Valores em US\$ (dólares) e GBP (libras) representam milhões das respectivas moedas.

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do período		
	2021	2020	2019
Derivativos de commodities			
Óleo - 36.2 (a)	-	(502)	(216)
Gasolina	-	-	11
Diesel	-	-	(12)
Demais operações - 36.2 (b)	(79)	194	(153)
Reconhecido em Outras Despesas Operacionais	(79)	(308)	(370)
Derivativos de moeda			
Swap Libra Esterlina x Dólar - 36.3 (b)	(85)	11	(18)
NDF - Euro x Dólar - 36.3 (b)	-	(23)	(153)
NDF - Libra x Dólar - 36.3 (b)	9	20	(8)
Swap CDI x Dólar - 36.3 (c)	(3)	(284)	7
Outros	1	(2)	6
	(78)	(278)	(166)
Derivativos de juros			
Swap - CDI X IPCA	(41)	(36)	6
	(41)	(36)	6
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	(4.585)	(4.720)	(3.136)
Reconhecido em resultado financeiro	(4.704)	(5.034)	(3.296)
Total	(4.783)	(5.342)	(3.666)

(*) Conforme nota explicativa 29.3

	2021	2020	2019
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (*)	636	(17.542)	(5.060)

(*) Conforme nota explicativa 29.3

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2021	31.12.2020
Derivativos de commodities	15	13
Derivativos de moeda	27	78

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Total			42	91
--------------	--	--	----	----

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2021 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (*)	Cenário Remoto (*)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(23)	(47)
Contratos Futuros e a Termo (Swaps)	Óleo de soja - Flutuação dos Preços	-	(8)	(17)
NDF	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	-	(8)	(16)
		-	(39)	(80)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31 de dezembro de 2021. Cenários Possível e Remoto consideram 25% e 50% de deterioração nas variáveis de risco associadas, respectivamente.

O cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apuração 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 2021, 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 25% e 50% 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.

36.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Companhia geralmente está exposta a ciclos de preços de commodities, embora possa usar instrumentos derivativos para proteger exposições relacionadas a preços de produtos comprados e vendidos para atender às necessidades operacionais e em circunstâncias específicas, dependendo da análise do ambiente de negócios e da avaliação de se os objetivos de Negócios e Gerenciamento estão sendo cumpridos.

a) Óleo

Em março de 2020, com o objetivo de preservar a liquidez da companhia, a Petrobras aprovou estratégia de hedge para o petróleo exportado já embarcado, mas não precificado, em função da elevada volatilidade do contexto econômico, gerada tanto pelos efeitos advindos da queda de preços de petróleo, como pelos efeitos da pandemia da COVID-19 no consumo mundial de petróleo e derivados.

Como resultado dessa estratégia, foram realizadas, a partir de abril de 2020, operações a termo (*swap*) e futuros. As operações a termo (*swap*) não exigem desembolso inicial, ao passo que as operações de futuro exigem depósitos de margem, a depender do volume contratado.

b) 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.

36.3. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

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, como ocorre no caso da libra esterlina, por exemplo.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2021, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa US\$ 1,00 / R\$ 5,5805, 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 2021	
				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/2022 a dez/2031	72.640	405.370

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$ milhões	R\$ milhões
Designações em 1 de janeiro de 2021	61.502	319.608
Novas designações, revogações e redesignações	40.924	224.721
Realização por exportações	(14.354)	(77.269)
Amortização de endividamento	(15.432)	(83.366)
Varição Cambial	-	21.676
Valor em 31 de dezembro de 2021	72.640	405.370
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de	84.083	469.225

Com o Plano Estratégico 2022-2026, houve um incremento nas exportações previstas, principalmente em decorrência do aumento do *Brent*, e consequentemente nas exportações altamente prováveis. Como resultado, observa-se, em 31 de dezembro de 2021, a redução significativa da exposição cambial (Dólar x Real) verificada ao longo do exercício, terminando o período com exposição cambial passiva, conforme tabela 36.3 c - Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial.

Em 2021, foi reconhecido um ganho cambial de US\$ 15 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda de US\$ 1 no mesmo período em 2020).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 100% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2021, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Varição cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2020	(20.517)	6.977	(13.540)
Reconhecido no patrimônio líquido	(21.460)	7.296	(14.164)
Transferido para resultado por realização	4.172	(1.419)	2.753
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	548	(187)	361
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(37.257)	12.667	(24.590)
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.949)	1.344	(2.605)
Transferido para resultado por realização	4.585	(1.559)	3.026
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(36.621)	12.452	(24.169)

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 2022-2026 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 2021 é demonstrada a seguir:

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 a 2031	Total
Expectativa de realização	(8.460)	(6.908)	(5.390)	(3.824)	(3.384)	(3.475)	(5.180)	(36.621)

Prática contábil sobre contabilidade de *hedge*

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*.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

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.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Informações sobre contratos em aberto

Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de bonds. O valor nominal total foi de GBP 1.300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034.

Após recompra dos bonds, o valor nominal atual desses swaps é GBP 1.025 milhões.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Contratos de Non Deliverable Forward (NDF) – Euro x Dólar e Libra x Dólar

Em 2018, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operações de derivativos denominadas *non deliverable forward*, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina versus dólar, devido à emissão de *bonds*.

Os valores nocionais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 2.245 milhões de euros e 164 milhões de libras, respectivamente, adequados a uma menor exposição ao euro, proporcionada pela recompra de *bonds* nessa moeda ao longo do ano de 2019.

Ao longo de 2020, os valores nocionais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 354 milhões de libras. E a empresa liquidou a posição de euro na data de vencimento.

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.

Alterações das curvas futuras de taxa de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. O valor do choque na curva foi definido em função do prazo médio de vencimento dos *swaps*, e é aproximadamente 25% da taxa futura do prazo médio. Uma análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros (CDI), por meio de choque paralelo, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria nos impactos apresentados na tabela a seguir:

Análise de sensibilidade	Resultado
Aumento constante de 300 pontos base	(7)
Redução constante de 300 pontos base	21

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo trimestre. Além dos cenários possível e remoto, que consideram valorização do câmbio de fechamento do trimestre (risco) em 25% e 50%, 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 mantém todas as demais variáveis constantes.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Instrumentos	Exposição em 31.12.2021	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto (**)
Ativos	4.487	Dólar / Real	-	1.122	2.243
Passivos	(92.548)		8	(23.137)	(46.274)
Câmbio - cross currency swap	(539)		-	(135)	(270)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	72.641		(6)	18.160	36.320
	(15.959)		2	(3.990)	(7.981)
Ativos	2	Euro / Real	-	1	1
Passivos	(18)		-	(5)	(9)
	(16)		-	(4)	(8)
Ativos	1.247	Euro / Dólar	(14)	312	624
Passivos	(2.472)		27	(618)	(1.236)
	(1.225)		13	(306)	(612)
Ativos	2	Libra / Real	-	1	1
Passivos	(22)		-	(6)	(11)
	(20)		-	(5)	(10)
Ativos	1.909	Libra / Dólar	(1)	477	955
Passivos	(3.685)		2	(921)	(1.843)
Derivativo - cross currency swap	1.381		(1)	345	691
	(395)		-	(99)	(197)
Total em 31 de dezembro de 2021	(17.615)		15	(4.404)	(8.808)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 0% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 1,1% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 0,05% / Real x Euro - valorização do real em 1,1% / Real x Libra - valorização do real em 0,1%.
Fonte: Focus e Thomson Reuters

(**) Cenários razoavelmente possível e remoto consideram variação de 25% e 50% nas taxas de câmbio vigentes em 31 de dezembro de 2021, respectivamente.

36.4. 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, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

A análise de sensibilidade do risco de taxa de juros apresentada no quadro a seguir é realizada para o prazo de 12 meses. Os valores referentes aos cenários razoavelmente possível e remoto significam a despesa total com juros pós-fixados se houver variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo 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 de dezembro de 2021.

Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (*)	Cenário Remoto (*)
LIBOR 1M	-	-	-
LIBOR 3M	2	3	3
LIBOR 6M	333	376	419
CDI	128	160	192
TJLP	57	71	85
IPCA	82	102	122
	602	712	821

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

36.5. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia por meio de ações como:

- centralização do caixa do sistema, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro;
- manutenção de um caixa robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado;
- alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados);
- utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento; e
- contratação de linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*) junto a diversas instituições financeiras como reserva de liquidez em situações adversas.

A companhia 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.

36.6. 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 de crédito.

36.6.1. 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 mobiliários	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
AA	1.152	1.995	-	-
A	1.145	2.363	-	-
BBB	2.308	168	-	-
BB	3.672	4.154	-	-
AAA.br	530	673	694	652
AA.br	1.639	1.960	-	43
Outras classificações	21	398	-	8
	10.467	11.711	694	703

37. 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: preços e condições dos serviços compatíveis com os praticados no mercado;
- Conformidade: aderência aos termos e responsabilidades contratuais praticados pela companhia;
- Transparência: reporte adequado das condições acordadas, bem como seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia;
- Equidade: estabelecimento de mecanismos que impeçam discriminações ou privilégios e adoção de práticas que assegurem a não utilização de informações privilegiadas ou oportunidades de negócio em benefício individual ou de terceiros;
- Comutatividade: prestações proporcionais para cada contratante.

As transações que atendam aos critérios de materialidade, estabelecidos na política e celebradas com coligadas, União, incluindo suas autarquias, fundações e empresas controladas, sociedades controladas por pessoal chave da administração, ou membro próximo de sua família, e com a Fundação Petros, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal dessas análises ao Conselho de Administração.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)***37.1. 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:

	31.12.2021		31.12.2020	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	-	-	196	39
Transportadoras de gás	-	-	74	191
Distribuidoras estaduais de gás natural	255	42	225	68
Empresas do setor petroquímico	26	12	17	9
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	104	13	152	120
Subtotal	385	67	664	427
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	1.446	-	1.632	-
Bancos controlados pela União Federal	8.417	1.267	7.676	3.707
Setor elétrico	-	-	205	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	506	-	482	-
União Federal (Dividendos)	2	-	2	-
Outros	26	54	38	47
Subtotal	10.397	1.321	10.035	3.754
Planos de Pensão	51	61	52	65
Total	10.833	1.449	10.751	4.246
Circulante	2.110	315	2.663	1.225
Não circulante	8.723	1.134	8.088	3.021
Total	10.833	1.449	10.751	4.246

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas :

	2021	2020	2019
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Petrobras Distribuidora (BR), atual Vibra Energia	7.936	11.038	7.242
Transportadoras de gás	(308)	(1.478)	(1.858)
Distribuidoras estaduais de gás natural	2.410	1.723	2.812
Empresas do setor petroquímico	3.553	2.769	2.926
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	418	265	208
Subtotal	14.009	14.317	11.330
Entidades governamentais			
Títulos públicos federais	64	41	107
Bancos controlados pela União Federal	(157)	(456)	(652)
Setor elétrico	131	72	300
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	58	235	8
União Federal (Dividendos)	31	(4)	(4)
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo	(139)	(135)	(110)
Outros	(34)	(15)	(130)
Subtotal	(46)	(262)	(481)
Planos de Pensão	-	(177)	-
Total	13.963	13.878	10.849
Receitas, principalmente de vendas	14.672	16.202	13.748
Compras e serviços	(494)	(2.074)	(2.591)
Receitas e despesas operacionais	(315)	(93)	-
Variações monetárias e cambiais líquidas	(59)	(102)	(395)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	159	(55)	87
Total	13.963	13.878	10.849

Em 29 de dezembro de 2021, a Petrobras firmou cinco novos contratos com a empresa Braskem, em substituição aos anteriores, com valores estimados em aproximadamente US\$ 7,5 bilhões, tendo como objeto a compra e venda de propeno grau polímero e corrente de retorno. Os contratos possuem vigência a partir de 1º de janeiro de 2022 com vencimentos entre maio de 2026 e dezembro de 2029.

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 13.1.

O passivo referente aos planos de pensão dos funcionários da empresa e administrado pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívida, é apresentado na nota 17.

Petrobras sobre acordo com Amazonas Energia

Em 7 de abril de 2021, a Petrobras e suas subsidiárias Breitener Tambaqui S.A. e Breitener Jaraqui S.A. firmaram acordo legal com a Amazonas Energia S.A. (devedora) e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras (solidariamente responsável), no valor de US\$ 77 (R\$ 438 milhões), para a cobrança dos valores relativos a sete ações judiciais, que ficarão suspensas até a liquidação total dos créditos negociados. A dívida será liquidada em 60 parcelas atualizadas com base em 124,75% do CDI, a partir de 18 de janeiro de 2021 até a liquidação total.

A assinatura do contrato gerou um efeito positivo no resultado da Companhia no segundo trimestre de 2021 de US\$ 59 (R\$ 331 milhões), líquido dos efeitos fiscais. Em novembro de 2021, a companhia alienou a totalidade de sua participação na Breitener, conforme nota explicativa 31.

37.2. Membros chave da administração da companhia

Remuneração da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2021 e 2020 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (valores em US\$ - dólares)	2021	2020
Menor remuneração	678	614
Remuneração média	3.775	3.617
Maior remuneração	19.220	18.799
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	21.642	20.700

As remunerações totais dos membros do conselho de administração e da diretoria executiva são apresentadas a seguir:

	Jan-Dez/2021			Jan-Dez/2020		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	2,6	0,1	2,7	2,8	0,1	2,9
Encargos sociais	0,7	-	0,7	0,9	-	0,9
Previdência complementar	0,3	-	0,3	0,2	-	0,2
Remuneração variável	2,5	-	2,5	2,4	-	2,4
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,6	-	0,6	0,1	-	0,1
Remuneração total	6,7	0,1	6,8	6,4	0,1	6,5
Remuneração total - pagamento realizado (*)	6,0	0,1	6,1	4,8	-	4,8
Número de membros - média no período (**)	9,00	10,58	19,58	9,00	10,00	19,00
Número de membros remunerados - média no período (***)	9,00	4,50	13,50	9,00	4,42	13,42

(*) Inclui em Diretoria Executiva o PPP para os Administradores.

(**) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(***) Corresponde à média do período do número de

No exercício de 2021, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou US\$ 15 (US\$ 14 em 2020).

Em 14 de abril de 2021, a Assembleia Geral Ordinária da Companhia fixou o limite para a remuneração global dos diretores e conselheiros em US\$ 8 (R\$ 47,06 milhões) de abril de 2021 a março de 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.

De acordo com a regulamentação brasileira aplicável às empresas controladas pelo Governo Federal Brasileiro, os membros do Conselho que também são membros do Comitê de Auditoria ou do Comitê de Auditoria da Petrobras e suas subsidiárias são remunerados apenas com relação às suas funções no Comitê de Auditoria. A remuneração total relativa a esses membros foi de US\$ 544 mil no exercício de 2021 (US\$ 642 mil com despesas tributárias e previdenciárias). Em 2020, a remuneração total relativa a esses membros foi de US\$ 441 mil (US\$ 529 mil com encargos tributários e previdenciários).

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 2021, a companhia provisionou US\$ 3 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2021 para os membros da Diretoria Executiva.

Compromisso de Indenidade

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O estatuto social da companhia estabelece 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 período de abrangência do contrato de indenidade iniciou em 18 de dezembro de 2018 e segue até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato, função ou 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. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até 24 de março de 2020 é de US\$ 500.

O segundo período de abrangência do contrato iniciou em 25 de abril de 2020 e segue até a ocorrência dos mesmos tipos de eventos do primeiro período. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até março de 2022 é de US\$ 300.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham 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; (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 previstos no contrato de indenidade; (vii) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia. Vale destacar que após decisão final irrecorrível, se restar comprovado que o ato praticado pelo beneficiário não é passível de indenização, o beneficiário está obrigado a devolver à companhia os valores adiantados. Ademais, a Petrobras não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos.

Em relação a potenciais conflitos de interesse, a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a avaliar se o ato será ou não passível de cobertura. Além disso, o beneficiário da cobertura está impedido de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de suas próprias despesas.

38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2021	2020	2019
Valores pagos e recebidos durante o período			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	904	770	1.165
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	-	310	76
Arrendamentos	6.945	4.255	2.301
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	(1.082)	5.174	5.497
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	1.173	2	3
Ativos recebidos por assunção de participação nas concessões	165	-	-
Acordo de Buzios - recebíveis	54	-	-

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

39. Eventos subsequentes

Venda de ativos do Polo Potiguar

Em 31 de janeiro de 2022, a Petrobras assinou com a empresa 3R Potiguar S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., contrato para a venda da totalidade de sua participação (100%) 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 - RN, denominados conjuntamente de Polo Potiguar.

O valor total da venda é de US\$ 1.385, sendo (a) US\$ 110 recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda; (b) US\$ 1.040 no fechamento da transação e (c) US\$ 235 que serão pagos em 4 parcelas anuais de US\$ 58,75, a partir de março de 2024. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

Venda de ativos Polo Alagoas

Em 4 de fevereiro de 2022, a Petrobras finalizou a venda do Polo Alagoas junto à empresa Origem Energia S.A (antiga Petro+), com a alienação da totalidade de sua participação (100%) em sete concessões, seis terrestres (Anambé, Arapaçu, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado, Pilar e São Miguel dos Campos) e a concessão do campo de Paru localizada em águas rasas.

O valor total da venda é de US\$ 300, sendo US\$ 60 recebidos na data de assinatura do contrato de compra e venda e US\$ 240 no fechamento da transação.

RMNR – Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho

Em fevereiro de 2022 foi iniciado o julgamento dos agravos interpostos pelo autor e diversos amicus curiae. Atualmente o julgamento encontra-se em andamento na Primeira Turma do Supremo Tribunal Federal, com 3 votos favoráveis à companhia, confirmando que o entendimento prevalecente é no sentido de reconhecer a validade do acordo coletivo de trabalho livremente firmado entre a Petrobras e os sindicatos. Considerando que o último ministro a se manifestar pediu vista, o julgamento foi suspenso aguardando a apresentação do voto do Ministro Vistor.

Informações adicionais sobre o assunto estão apresentadas na nota explicativa 18.

Pré-pagamento parcial à Petros

Em 22 de fevereiro de 2022, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro Pré-70 (TCF Pré-70) e do Termo de Compromisso Financeiro, Diferença de Pensão (TCF Diferença de Pensão), celebrado com a Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), no valor de US\$ 1.233 (R\$ 6.882 milhões), prevista para ocorrer no dia 25 de fevereiro de 2022.

Ambos os compromissos estão registrados nas demonstrações financeiras, compondo o registro do valor de passivo atuarial (nota explicativa 17).

Venda de ativos no Polo Norte Capixaba

Em 22 de fevereiro de 2022, a Petrobras aprovou a venda da totalidade de sua participação (100%) em um conjunto de 4 concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado do Espírito Santo – ES, denominados conjuntamente de Polo Norte Capixaba, para a empresa Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., subsidiária integral da Seacrest Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O valor total da venda é de até US\$ 544, sendo (a) US\$ 35,85 pagos na data de celebração do contrato; (b) US\$ 442,15 no fechamento da transação e (c) até US\$ 66 em pagamentos contingentes previstos em contratos, a depender das cotações futuras do Brent. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de certas condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

Transferência de participação no campo de Búzios

Em 4 de março de 2022, a Petrobras assinou um acordo com sua parceira CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) pela transferência de 5% de sua participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão de Direitos do campo de Búzios, na camada pré-sal da bacia de Santos. O acordo resulta da opção de compra exercida pela CNOOC em 29 de setembro de 2021.

O valor a ser recebido pela Petrobras no fechamento da operação é de US\$ 2.120, referente à compensação e reembolso do bônus de assinatura dos juros adicionais da CNOOC, sujeito a reajustes de preços e ao cumprimento de condições precedentes, tais como CADE, ANP e aprovação do Ministério de Minas e Energia (MME).

Após a efetivação da operação, a Petrobras deterá 85% de participação no Contrato de Partilha de Produção do Volume Excedente do Contrato de Cessão de Direitos do campo de Búzios, a CNOOC deterá 10% de participação e a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. juros de 5%. A participação total neste Contrato de Coparticipação de Búzios, incluindo as parcelas do Contrato de Cessão de Direitos e do Contrato de Concessão BS-500 (100% da Petrobras) será de 88,99% da Petrobras, 7,34% da CNOOC e 3,67% da CNODC.

Diligência na venda da refinaria REMAN

Em 8 de março de 2022, o CADE publicou um comunicado declarando complexo o Ato de Concentração e ordenando a realização de diligência relativa ao processo de venda da refinaria REMAN para a Ream Participações S.A., que foi assinado em agosto de 2021.

O processo do Ato de Concentração exige diligências relacionadas à análise mais aprofundada da operação e seus efeitos nos mercados de refino a jusante e possíveis impactos competitivos, e a conclusão desse processo está prevista para ocorrer entre 240 e 330 dias a partir de novembro de 2021.

Petrobras continuará colaborando com o CADE para obter a aprovação da operação dentro do prazo legal.

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 (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) 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 2021, 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 de campos nos países Brasil, Estados Unidos da América e Argentina. As reservas de campos na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					
	Exterior				Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	Outros	Total		
31 de dezembro de 2021						
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)
Custos capitalizados, líquidos	101.345	331	-	331	101.677	536
31 de dezembro de 2020						
Reservas de petróleo e gás não provadas	17.438	112	-	112	17.550	-
Reservas de petróleo e gás provadas	61.857	140	-	140	61.997	792
Equipamentos de suporte	73.199	761	1	762	73.961	-
Custos capitalizados brutos	152.494	1.013	1	1.014	153.508	792
Depreciação, depleção e amortização	(43.008)	(687)	(1)	(688)	(43.696)	(316)
Custos capitalizados, líquidos	109.486	326	-	326	109.812	476
31 de dezembro de 2019						
Reservas de petróleo e gás não provadas	23.063	117	-	117	23.180	-
Reservas de petróleo e gás provadas	81.063	135	-	135	81.198	4.202
Equipamentos de suporte	88.289	687	1	688	88.977	-
Custos capitalizados brutos	192.414	940	1	941	193.355	4.202
Depreciação, depleção e amortização	(51.332)	(581)	(1)	(582)	(51.914)	(1.690)
Custos capitalizados, líquidos	141.081	359	-	359	141.441	2.513

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
	Exterior					
	Brasil	América do Sul	Outros	Total	Total	
Em 31 de dezembro de 2021						
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
Total	6.717	49	-	49	6.766	37
Em 31 de dezembro de 2020						
Aquisição de campos com reservas:						
Provadas	315	-	-	-	315	-
Não provadas	24	-	-	-	24	-
Custos de exploração	805	10	-	10	815	-
Custos de desenvolvimento	5.664	3	-	3	5.667	57
Total	6.808	13	-	13	6.821	57
Em 31 de dezembro de 2019						
Aquisição de campos com reservas:						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas (*)	16.670	-	-	-	16.670	-
Custos de exploração	1.069	11	-	11	1.080	3
Custos de desenvolvimento	6.819	6	-	6	6.825	150
Total	24.558	17	-	17	24.575	153

(*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 24.1.

(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 2021, 2020 e 2019 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC 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						Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Exterior					Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
Em 31 de dezembro de 2021							
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	852	15	114	(118)	11	863	(17)
Resultado antes dos impostos	35.167	31	114	(118)	27	35.194	121
Imposto de renda e contribuição social	(11.957)	(11)	(39)	40	(10)	(11.967)	(41)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	23.210	20	75	(78)	17	23.227	80
Em 31 de dezembro de 2020							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	763	108	-	-	108	871	148
Intersegmentos	33.524	-	-	-	-	33.524	-
	34.287	108	-	-	108	34.395	148
Custos de produção	(9.378)	(59)	-	-	(59)	(9.437)	(54)
Despesas de exploração	(796)	(7)	-	-	(7)	(803)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(8.611)	(50)	-	-	(50)	(8.661)	(57)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(7.364)	-	-	-	-	(7.364)	-
Outras despesas operacionais	(885)	(2)	(167)	(26)	(195)	(1.080)	(158)
Resultado antes dos impostos	7.253	(10)	(167)	(26)	(203)	7.050	(121)
Imposto de renda e contribuição social	(2.466)	3	57	9	69	(2.398)	41
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.786	(7)	(110)	(17)	(134)	4.652	(80)
Em 31 de dezembro de 2019							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	888	174	-	-	174	1.062	1.114
Intersegmentos	49.400	-	-	-	-	49.400	-
	50.288	174	-	-	174	50.462	1.114
Custos de produção	(15.749)	(69)	-	-	(69)	(15.818)	(124)
Despesas de exploração	(793)	(6)	-	-	(6)	(799)	(5)
Depreciação, exaustão e amortização	(11.436)	(37)	-	(13)	(50)	(11.486)	(292)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.535)	-	-	(421)	(421)	(1.956)	-
Outras despesas operacionais	(1.420)	(13)	41	(34)	(6)	(1.426)	(20)
Resultado antes dos impostos	19.354	50	41	(468)	(377)	18.977	672
Imposto de renda e contribuição social	(6.579)	(17)	(14)	159	128	(6.451)	(229)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	12.775	33	27	(309)	(249)	12.526	443

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 2021, 2020 e 2019 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Reservas provadas para as quais há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial		
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	Total
Reservas em 31.12.2018 (1)	8.169	2	5	8.175	27	60	8.262
Revisão de estimativas anteriores	719	-	-	719	1	(7)	713
Extensões e descobertas	18	-	4	21	-	1	22
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	-	(68)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(754)	-	(1)	(755)	(5)	(12)	(772)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.083	1	8	8.092	23	42	8.156
Revisão de estimativas anteriores	269	(1)	(7)	261	-	-	261
Extensões e descobertas	35	-	-	35	-	-	35
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(61)	-	-	(61)	-	(41)	(102)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(792)	-	(1)	(793)	(4)	(1)	(798)
Reservas em 31.12.2020	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)
Reservas em 31.12.2021	8.406	2	10	8.419	17	-	8.435

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 60 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (África). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 42 milhões de

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial		Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África	
Reservas em 31.12.2018 (1)	7.790	214	6	8.010	11	47	8.068
Revisão de estimativas anteriores	1.416	(42)	-	1.373	-	11	1.384
Extensões e descobertas	15	-	8	23	-	-	23
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(24)	-	-	(24)	-	-	(24)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(817)	(16)	(1)	(834)	(2)	(11)	(847)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.381	156	12	8.549	9	47	8.605
Revisão de estimativas anteriores	(93)	(119)	(11)	(222)	-	-	(222)
Extensões e descobertas	36	-	-	36	-	-	36
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(42)	-	-	(42)	-	(47)	(90)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(735)	(12)	(1)	(749)	(2)	-	(750)
Reservas em 31.12.2020	7.547	26	-	7.572	8	-	7.580
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-	-
Revisão de estimativas anteriores	1.615	167	19	1.802	-	-	1.802
Vendas de reservas	(15)	-	-	(15)	-	-	(15)
Produção no ano	(692)	(16)	(1)	(709)	(1)	-	(710)
Reservas em 31.12.2021	8.455	177	18	8.650	7	-	8.657

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (África). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 47 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (África).

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem o gás consumido nas operações, que representam 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2021.

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 2021, 2020 e 2019:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	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	Óleo equiv. na África	Total
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467	37	6	9.510	28	68	9.606
Revisão de estimativas anteriores	955	(7)	-	948	1	(5)	944
Extensões e descobertas	20	-	5	25	-	1	26
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(72)	-	-	(72)	-	-	(72)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(890)	(3)	(1)	(894)	(5)	(14)	(913)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.480	27	10	9.517	24	49	9.590
Revisão de estimativas anteriores	253	(21)	(9)	224	-	-	224
Extensões e descobertas	41	-	-	41	-	-	41
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(68)	-	-	(68)	-	(49)	(117)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(914)	(2)	(1)	(918)	(5)	(1)	(923)
Reservas em 31.12.2020	8.792	5	-	8.796	19	-	8.816
Extensões e descobertas	-	-	-	-	1	-	1
Revisão de estimativas anteriores	1.923	30	14	1.967	2	-	1.969
Vendas de reservas	(11)	-	-	(11)	-	-	(11)
Produção no ano	(888)	(3)	(1)	(892)	(3)	-	(896)
Reservas em 31.12.2021	9.816	31	13	9.860	18	-	9.878

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 68 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (África). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 49 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (África).

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2021, incorporamos 1.969 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 164 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 9.878 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 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 a divulgação de reservas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Em 2020, incorporamos 224 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 637 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas à boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;
- (ii) adição de 254 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e
- (iii) redução de 667 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço do petróleo.

Também incorporamos 41 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 117 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.816 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 923 milhões de boe em 2020. 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 (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2019, incorporamos 944 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 529 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas a boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;
- (ii) adição de 267 milhões de boe referente a revisões contratuais, incluindo o remanejamento de volumes devido à revisão do contrato da Cessão Onerosa, e a prorrogação de contratos de concessões no Brasil;
- (iii) adição de 243 milhões de boe devido a aprovação de novos projetos nas Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo; e
- (iv) redução de 95 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 26 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 72 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a vendas de reservas provadas.

Considerando a produção de 913 milhões de boe em 2019 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.590 milhões de boe em 2019. A 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 (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

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:

	2019				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmeboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999	8	5.716	12	5.961
América do Sul, exceto Brasil (2)	1	-	67	-	12
Total Entidades Consolidadas	5.000	8	5.783	12	5.973
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18	-	7	-	19
África	37	-	45	-	45
Total Investidas por equivalência patrimonial	55	-	52	-	64
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	5.055	8	5.834	12	6.037
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.084	-	2.665	-	3.528
América do Sul, exceto Brasil (2)	1	-	89	-	15
Total Entidades Consolidadas	3.084	-	2.754	-	3.543
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4	-	2	-	5
África	4	-	2	-	5
Total Investidas por equivalência patrimonial	9	-	5	-	10
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.093	-	2.759	-	3.553
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.148	8	8.593	12	9.590

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37 milhões de barris de óleo e 45 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4 milhões de barris de óleo e 2 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20% nas reservas desenvolvidas e 59% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	2020				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.858	-	5.714	-	5.810
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	26	-	5
Total Entidades Consolidadas	4.858	-	5.740	-	5.815
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	17	-	7	-	18
Total Investidas por equivalência patrimonial	17	-	7	-	18
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.875	-	5.747	-	5.833
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676	-	1.833	-	2.982
América do Sul, exceto Brasil (1)	-	-	-	-	-
Total Entidades Consolidadas	2.676	-	1.833	-	2.982
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1	-	1	-	1
Total Investidas por equivalência patrimonial	1	-	1	-	1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	2.678	-	1.833	-	2.983
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552	-	7.580	-	8.816

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6% nas reservas desenvolvidas e 5% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2021				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.711	10	5.591	18	5.656
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	79	-	14
Total Entidades Consolidadas	4.712	10	5.669	18	5.670
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	15	-	6	-	16
Total Investidas por equivalência patrimonial	15	-	6	-	16
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.727	10	5.675	18	5.686
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.695	-	2.865	-	4.173
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	-	98	-	17
Total Entidades Consolidadas	3.696	-	2.963	-	4.190
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	2	-	1	-	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	-	1	-	2
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	3.698	-	2.964	-	4.192
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.425	10	8.639	18	9.878

(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.

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, 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)

	Consolidado					Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
	Exterior				Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Total		
Em 31 de dezembro de 2021						
Fluxos de caixa futuros	612.924	587	-	587	613.511	1.129
Custo de produção futuros	(264.158)	(261)	-	(261)	(264.419)	(329)
Custo de desenvolvimento futuros	(44.027)	(107)	-	(107)	(44.134)	(28)
Despesa futura de imposto de renda	(104.568)	(61)	-	(61)	(104.628)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	200.171	159	-	159	200.330	772
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(85.391)	(70)	-	(70)	(85.461)	(303)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	114.780	89	-	89	114.869	470
Em 31 de dezembro de 2020						
Fluxos de caixa futuros	333.248	69	-	69	333.317	667
Custo de produção futuros	(182.534)	(51)	-	(51)	(182.585)	(465)
Custo de desenvolvimento futuros	(31.236)	(16)	-	(16)	(31.252)	(48)
Despesa futura de imposto de renda	(46.862)	-	-	-	(46.862)	(79)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	72.616	2	-	2	72.618	75
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(26.638)	-	-	-	(26.638)	(1)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	45.978	1	-	1	45.979	74
Em 31 de dezembro de 2019						
Fluxos de caixa futuros	535.788	609	-	609	536.397	4.045
Custo de produção futuros	(272.381)	(285)	-	(285)	(272.666)	(1.349)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.346)	(141)	-	(141)	(34.487)	(515)
Despesa futura de imposto de renda	(86.012)	(31)	-	(31)	(86.044)	(438)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	143.049	152	-	152	143.200	1.743
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(54.928)	(83)	-	(83)	(55.010)	(332)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	88.121	69	-	69	88.190	1.412

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de US\$ 1,047 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

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)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					
	Exterior				Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Total		
Em 31 de dezembro de 2021						
Fluxos de caixa futuros	612.924	587	-	587	613.511	1.129
Custo de produção futuros	(264.158)	(261)	-	(261)	(264.419)	(329)
Custo de desenvolvimento futuros	(44.027)	(107)	-	(107)	(44.134)	(28)
Despesa futura de imposto de renda	(104.568)	(61)	-	(61)	(104.628)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	200.171	159	-	159	200.330	772
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(85.391)	(70)	-	(70)	(85.461)	(303)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	114.780	89	-	89	114.869	470
Em 31 de dezembro de 2020						
Fluxos de caixa futuros	333.248	69	-	69	333.317	667
Custo de produção futuros	(182.534)	(51)	-	(51)	(182.585)	(465)
Custo de desenvolvimento futuros	(31.236)	(16)	-	(16)	(31.252)	(48)
Despesa futura de imposto de renda	(46.862)	-	-	-	(46.862)	(79)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	72.616	2	-	2	72.618	75
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(26.638)	-	-	-	(26.638)	(1)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	45.978	1	-	1	45.979	74
Em 31 de dezembro de 2019						
Fluxos de caixa futuros	535.788	609	-	609	536.397	4.045
Custo de produção futuros	(272.381)	(285)	-	(285)	(272.666)	(1.349)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.346)	(141)	-	(141)	(34.487)	(515)
Despesa futura de imposto de renda	(86.012)	(31)	-	(31)	(86.044)	(438)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	143.049	152	-	152	143.200	1.743
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(54.928)	(83)	-	(83)	(55.010)	(332)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	88.121	69	-	69	88.190	1.412

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de US\$ 1,047 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

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 (1)	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Total		
Em 01 de janeiro de 2021	45.978	1	-	1	45.979	74
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(38.074)	(43)	-	(43)	(38.117)	(177)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.035	44	-	44	6.079	37
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(246)	-	-	-	(246)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	-	-	-	-	-	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	41.211	205	-	205	41.416	30
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	108.268	58	-	58	108.326	401
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.900)	(119)	-	(119)	(20.019)	3
Acréscimo de desconto	4.598	-	-	-	4.598	49
Varição líquida do imposto de renda	(33.089)	(47)	-	(47)	(33.136)	48
Outros - não especificados	-	(9)	-	(9)	(9)	(7)
Em 31 de dezembro de 2021	114.780	89	-	89	114.869	470
Em 01 de janeiro de 2020	88.121	69	-	69	88.190	1.412
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(24.908)	(14)	-	(14)	(24.922)	(94)
Custos de desenvolvimento incorridos	5.664	3	-	3	5.666	57
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(847)	-	-	-	(847)	(1.047)
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	509	-	-	-	509	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	3.160	(35)	-	(35)	3.125	(10)
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(54.606)	(145)	-	(145)	(54.751)	(375)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(4.716)	97	-	97	(4.618)	67
Acréscimo de desconto	8.812	9	-	9	8.821	12
Varição líquida do imposto de renda	24.788	24	-	24	24.812	51
Outros - não especificados	-	(7)	-	(7)	(7)	1
Em 31 de dezembro de 2020	45.978	1	-	1	45.979	74
Em 01 de janeiro de 2019	111.121	185	-	185	111.305	2.290
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(34.522)	(65)	-	(65)	(34.587)	(792)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.819	6	-	6	6.826	150
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.387)	-	-	-	(1.387)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	385	-	-	-	385	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	18.317	(44)	-	(44)	18.273	8
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(34.114)	(145)	-	(145)	(34.259)	(505)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(5.324)	60	-	60	(5.265)	(97)
Acréscimo de desconto	11.112	25	-	25	11.137	244
Varição líquida do imposto de renda	15.714	41	-	41	15.755	363
Outros - não especificados	-	7	-	7	7	(249)
Em 31 de dezembro de 2019	88.121	69	-	69	88.190	1.412

(1) Inclui o valor de US\$ 1,675 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 1 de janeiro de 2019. Inclui o valor de US\$ 1,047 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2019.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.



PETR3
B3 LISTED N2

PETR4
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE



MINISTÉRIO DAS
MINAS E ENERGIA

