



Demonstrações

Financeiras

CONSOLIDADAS

*(Tradução livre do original
emitido em inglês)*

2025



O BRASIL É A NOSSA ENERGIA

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO	3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA	4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA	5
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA	6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA	7
1. A Companhia e suas operações	8
2. Base de elaboração	9
3. Práticas contábeis materiais	9
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes	9
5. Mudanças climáticas	16
6. Novas normas e interpretações	23
7. Gestão de capital	24
8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras	24
9. Receita de vendas	26
10. Custos e despesas por natureza	28
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	29
12. Resultado financeiro líquido	29
13. Informações por Segmento	30
14. Contas a receber	36
15. Estoques	38
16. Pagamentos antecipados	39
17. Fornecedores	39
18. Tributos	40
19. Benefícios a empregados	46
20. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências	60
21. Provisões para desmantelamento de áreas	69
22. Outros ativos e passivos	70
23. Imobilizado	72
24. Intangível	75
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	77
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural	82
27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção	84
28. Investimentos	87
29. Venda de ativos e outras operações	90
30. Financiamentos	91
31. Arrendamentos	95
32. Patrimônio Líquido	97
33. Gerenciamento de riscos financeiros	102
34. Partes relacionadas	110
35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	114
36. Eventos subsequentes	114
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)	115
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras consolidadas	128

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO
PETROBRAS

Em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2025	2024
Caixa e equivalentes de caixa	8	6.471	3.271
Aplicações financeiras	8	2.726	4.263
Contas a receber, líquidas	14	4.627	3.566
Estoques	15	8.210	6.710
Tributos sobre o lucro	18	658	411
Impostos e contribuições	18	1.368	1.555
Pagamentos antecipados	16	468	361
Outros ativos	22	895	1.189
		25.423	21.326
Ativos classificados como mantidos para venda	29	25	510
Ativo circulante		25.448	21.836
Contas a receber, líquidas	14	851	1.256
Aplicações financeiras	8	3	582
Depósitos judiciais	20	14.814	11.748
Tributos sobre o lucro	18	365	319
Tributos diferidos sobre o lucro	18	1.015	922
Impostos e contribuições	18	4.177	3.282
Pagamentos antecipados	16	4.238	2.255
Outros ativos	22	313	246
Ativo realizável a longo prazo		25.776	20.610
Investimentos	28	550	659
Imobilizado	23	168.040	136.285
Intangível	24	2.523	2.255
Ativo não circulante		196.889	159.809
Total do ativo		222.337	181.645
Passivo	Nota	2025	2024
Fornecedores	17	7.442	6.082
Financiamentos	30	2.186	2.566
Arrendamentos	31	10.037	8.542
Tributos sobre o lucro	18	1.292	1.400
Impostos, contribuições e participações governamentais	18	3.810	3.284
Dividendos propostos	32	2.095	2.657
Provisão para desmantelamento de áreas	21	2.950	1.696
Benefícios a empregados	19	3.805	2.315
Outros passivos	22	2.331	2.205
		35.948	30.747
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	103	713
Passivo circulante		36.051	31.460
Financiamentos	30	24.255	20.596
Arrendamentos	31	33.315	28.607
Tributos sobre o lucro	18	576	530
Tributos diferidos sobre o lucro	18	6.354	1.470
Benefícios a empregados	19	15.367	10.672
Provisão para processos judiciais e administrativos	20	3.250	2.833
Provisão para desmantelamento de áreas	21	25.563	24.507
Outros passivos	22	1.715	1.620
Passivo não circulante		110.395	90.835
Passivo circulante e não circulante		146.446	122.295
Capital subscrito e integralizado	32	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.145	29
Reservas de lucros	32	72.600	61.446
Outros resultados abrangentes	32	(105.281)	(109.470)
Atribuído aos acionistas da controladora		75.565	59.106
Atribuído aos acionistas não controladores	28	326	244
Patrimônio líquido		75.891	59.350
Total do passivo		222.337	181.645

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADA
PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2025	2024	2023
Receita de vendas	9	89.195	91.416	102.409
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(46.736)	(45.444)	(48.435)
Lucro bruto		42.459	45.972	53.974
Despesas				
Vendas	10	(5.198)	(4.874)	(5.038)
Gerais e administrativas	10	(1.938)	(1.845)	(1.594)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(1.217)	(913)	(982)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(864)	(789)	(726)
Tributárias		(768)	(1.251)	(890)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	25	(1.519)	(1.531)	(2.680)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(4.842)	(7.893)	(4.031)
		(16.346)	(19.096)	(15.941)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro		26.113	26.876	38.033
Receitas financeiras		1.490	1.954	2.169
Despesas financeiras		(4.314)	(5.957)	(3.922)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		3.558	(11.104)	(580)
Resultado financeiro líquido	12	734	(15.107)	(2.333)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(52)	(627)	(304)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		26.795	11.142	35.396
Tributos sobre o lucro	18	(7.075)	(3.537)	(10.401)
Lucro líquido do exercício		19.720	7.605	24.995
Acionistas da Petrobras		19.634	7.528	24.884
Acionistas não controladores		86	77	111
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em US\$)	32	1,52	0,58	1,91

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE CONSOLIDADA
PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	2025	2024	2023
Lucro líquido do período		19.720	7.605	24.995
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	19	(2.862)	3.279	(3.574)
Tributos diferidos sobre o lucro		109	(375)	271
		(2.753)	2.904	(3.303)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido		7.730	(15.627)	4.554
Transferidos para o resultado		2.141	2.992	3.763
Tributos diferidos sobre o lucro		(3.356)	4.295	(2.830)
	33	6.515	(8.340)	5.487
Ajustes de conversão em investidas ⁽¹⁾				
Reconhecidos no patrimônio líquido		221	(2.290)	1.186
		221	(2.290)	1.186
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas				
Reconhecidos no patrimônio líquido	28	246	(261)	267
		246	(261)	267
Outros resultados abrangentes:		4.229	(7.987)	3.637
Resultado Abrangente Total		23.949	(382)	28.632
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras		23.823	(373)	28.502
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas não controladores		126	(9)	130

(1) Inclui efeito de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADA

PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

		2025	2024	2023
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício		19.720	7.605	24.995
Ajustes para:				
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	19	1.747	2.934	1.542
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	52	627	304
Depreciação, depleção e amortização	35	15.147	12.479	13.280
Perda líquida no valor de recuperação de ativos - Impairment	25	1.519	1.531	2.680
Ajuste a valor realizável líquido	15	4	(42)	(7)
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		80	260	40
Baixa de poços	26	427	482	421
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(19)	(228)	(1.295)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		(1.441)	15.407	2.498
Tributos sobre o lucro	18	7.075	3.537	10.401
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		782	3.584	2.052
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(237)	(259)	(284)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(616)	(349)	(415)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	1.023	996	797
Equalização de gastos - AIP	27	241	16	50
Redução/(aumento) de ativos				
Contas a receber		(471)	1.822	88
Estoques		(857)	(295)	1.564
Depósitos judiciais		(522)	229	(1.723)
Outros ativos		249	(165)	324
Aumento/(redução) de passivos				
Fornecedores		1.068	970	(1.004)
Impostos, contribuições e participações governamentais		(1.196)	(2.988)	(431)
Planos de pensão e de saúde		(1.062)	(1.001)	(927)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(791)	(467)	(591)
Outros benefícios a empregados		1.050	(80)	356
Provisão para desmantelamento de áreas		(1.072)	(977)	(902)
Outros passivos		(852)	(737)	(569)
Tributos sobre o lucro pagos		(5.001)	(6.907)	(10.032)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		36.047	37.984	43.212
Fluxos de caixa das atividades de investimentos				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(19.521)	(14.644)	(12.114)
Reduções (adições) em investimentos		2	(22)	(24)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		613	863	3.606
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		355	397	391
Resgates (investimentos) em títulos e valores mobiliários		2.784	(109)	98
Dividendos recebidos		128	146	88
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos		(15.639)	(13.369)	(7.955)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores		(1)	(84)	1
Captações	30	5.320	2.129	2.210
Amortizações de principal - financiamentos	30	(3.326)	(6.536)	(4.193)
Amortizações de juros - financiamentos	30	(1.836)	(1.918)	(1.978)
Amortizações de arrendamentos	31	(9.409)	(7.895)	(6.286)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(8.114)	(18.327)	(19.670)
Recompra de ações		-	(380)	(735)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(40)	(77)	(49)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(17.406)	(33.088)	(30.700)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		198	(983)	174
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		3.200	(9.456)	4.731
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		3.271	12.727	7.996
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		6.471	3.271	12.727

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADA PETROBRAS

Anos terminados em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Notas	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões	Transações de Capital	Reservas de Lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros (prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
Saldo em 1 de janeiro de 2023		107.101	1.144	66.434	(105.187)	-	69.492	344	69.836
Ações em Tesouraria	32.3	-	(735)	-	-	-	(735)	-	(735)
Transações de capital	32.3	-	1	-	-	-	1	1	2
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	24.884	24.884	111	24.995
Resultados abrangentes	32.4	-	-	-	3.618	-	3.618	19	3.637
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2022	32.5	-	-	(6.864)	-	-	(6.864)	-	(6.864)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	7	7	-	7
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	10.137	-	(10.137)	-	-	-
Dividendos	32.5	-	-	2.934	-	(14.754)	(11.820)	(83)	(11.903)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		107.101	410	72.641	(101.569)	-	78.583	392	78.975
Saldo em 1 de janeiro de 2024		107.101	410	72.641	(101.569)	-	78.583	392	78.975
Ações em Tesouraria	32.3	-	(381)	-	-	-	(381)	-	(381)
Transações de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	7.528	7.528	77	7.605
Resultados abrangentes	32.4	-	-	-	(7.901)	-	(7.901)	(86)	(7.987)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	32.5	-	-	(7.178)	-	-	(7.178)	-	(7.178)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	54	54	-	54
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	130	-	(130)	-	-	-
Dividendos	32.5	-	-	(4.147)	-	(7.452)	(11.599)	(57)	(11.656)
Saldo em 31 de dezembro de 2024		107.101	29	61.446	(109.470)	-	59.106	244	59.350
Saldo em 1 de janeiro de 2025		107.101	29	61.446	(109.470)	-	59.106	244	59.350
Cancelamento de ações em tesouraria	32.3	-	1.116	(1.116)	-	-	-	-	-
Transação de capital	32.3	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	19.634	19.634	86	19.720
Outros resultados abrangentes	32.4	-	-	-	4.189	-	4.189	40	4.229
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2025	32.5	-	-	(1.477)	-	-	(1.477)	-	(1.477)
Dividendos prescritos	32.5	-	-	-	-	153	153	-	153
Destinações:									
Apropriação do lucro líquido em reservas	32.5	-	-	12.280	-	(12.280)	-	(20)	(20)
Dividendos	32.5	-	-	1.467	-	(7.507)	(6.040)	(20)	(6.060)
Saldo em 31 de dezembro de 2025		107.101	1.145	72.600	(105.281)	-	75.565	326	75.891

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

1. A Companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada “Petrobras” ou “Companhia”, é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, que se rege pelas normas de direito privado - em geral - e, especificamente, pela Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 (Estatuto Jurídico das Estatais), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A Companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a Companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da Companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica.

A Companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, incluindo as atividades relacionadas à movimentação e à estocagem de dióxido de carbono, à transição energética e à economia de baixo carbono, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela Companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Gás (Lei nº 14.134/21). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela Companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

2. Base de elaboração

2.1. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas

Essas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou estimativas baseadas em premissas e julgamentos que afetam a aplicação das práticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

Para aprimorar o entendimento da sua posição financeira e patrimonial, a Companhia realizou algumas alterações na apresentação das demonstrações financeiras dos anos anteriores, e aplicou para este ano, conforme a seguir:

- mudança da nomenclatura de *títulos e valores mobiliários para aplicações financeiras* no ativo;
- desagregação de *pagamentos antecipados* no ativo circulante e não circulante, antes agregado em *outros ativos*;
- mudança da nomenclatura de *imposto de renda e contribuição social*, inclusive a do diferido, para *tributos sobre o lucro*; e
- desagregação de *tributos sobre o lucro*, antes agregado em *impostos e contribuições*, no ativo não circulante.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 5 de março de 2026, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de todas as suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional das subsidiárias diretas da Petrobras que operam fora do Brasil é o dólar norte-americano.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas em sua indústria. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 – “Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio”. Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em “outros resultados abrangentes” na demonstração das mutações do patrimônio líquido.

Dólar norte-americano / Real	Dez/25	Set/25	Jun/25	Mar/25	Dez/24	Set/24	Jun/24	Mar/24	Dez/23	Set/23	Jun/23	Mar/23
Taxa média trimestral	5,40	5,45	5,67	5,85	5,84	5,55	5,21	4,95	4,96	4,88	4,95	5,20
Taxa ao final do período	5,50	5,32	5,46	5,74	6,19	5,45	5,56	5,00	4,84	5,01	4,82	5,08

3. Práticas contábeis materiais

As práticas contábeis são apresentadas nas respectivas notas explicativas para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras.

4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações. A seguir são apresentados: (i) julgamentos relevantes; e (ii) as principais fontes de incerteza com risco significativo de causar ajustes materiais em estimativas contábeis da Companhia ao longo do próximo exercício social.

4.1. Reconhecimento de gastos exploratórios e estimativas de reservas

Após a obtenção dos direitos legais para explorar em uma área específica, a Companhia utiliza o método dos esforços bem-sucedidos para reconhecer gastos incorridos em conexão com a exploração e avaliação de recursos minerais, antes da viabilidade técnica e comercial da extração desses recursos ser demonstrada. Este método requer uma relação direta entre os gastos incorridos e os recursos minerais, para que estes sejam caracterizados como ativos. A nota explicativa 26 apresenta os tipos de gastos exploratórios e seus respectivos reconhecimentos.

A determinação do momento em que a viabilidade técnica e comercial da extração de um recurso mineral é demonstrada requer julgamentos da administração. Uma comissão interna de executivos técnicos da Companhia avalia periodicamente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais.

A Companhia considera que a viabilidade técnica e comercial de um recurso mineral pode ser demonstrada quando o projeto possui todas as informações necessárias para caracterizar o reservatório como reserva provada. Gastos associados a recursos minerais não comerciais são reconhecidos como despesa no período quando identificados.

De acordo com a definição estabelecida pela Securities and Exchange Commission (SEC), reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes.

A Companhia também apura as reservas de acordo com o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/*Society of Petroleum Engineers*). As principais diferenças entre esse critério e o critério SEC estão associadas à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, os volumes previstos de serem produzidos além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

4.2. Ajuste ao valor recuperável de ativos não financeiros (*Impairment*)

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* de ativos não financeiros envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da Companhia; (b) às taxas de desconto e; (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas. O valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros esperados que devem advir de um ativo ou de unidade geradora de caixa.

A análise de sensibilidade para os ativos ou unidades geradoras de caixa (UGCs) com maiores potenciais de reconhecimento de perda ou reversão de *impairment* no próximo exercício é apresentada na nota explicativa 25.

Preço médio do Brent e taxa média de câmbio

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas ou aumentos expressivos, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções de preços e câmbio derivam do Plano de Negócios e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da Companhia.

O modelo de previsão de preços da Companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

O processo de elaboração das projeções de câmbio é baseado em modelos econométricos que utilizam como variáveis explicativas a tendência de longo prazo envolvendo principalmente dados observáveis, tais como preços de commodities, o risco país, a taxa de juros americana e o valor do Dólar em relação a uma cesta de moedas (Indicador Dólar Index).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, consequentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou Unidades Geradoras de Caixa (UGCs). Por exemplo, as receitas de vendas e margens de refino da Companhia são impactadas diretamente pelo preço do *Brent*, bem como pela taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real, que também influencia significativamente os investimentos e despesas operacionais.

A nota explicativa 25 apresenta as estimativas de preços e câmbio adotadas pela Companhia.

Taxas de desconto

As taxas de desconto usadas nos testes de *impairment* refletem os riscos específicos associados aos fluxos de caixa estimados do ativo ou UGC. Por exemplo, mudanças no ambiente econômico e político podem resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*, bem como decisões sobre investimentos que resultem no adiamento ou interrupção de projetos considerando os riscos específicos relacionados a não completação ou início postergado das operações.

A nota explicativa 25 apresenta as principais taxas de desconto aplicadas nos testes de *impairment*.

Revisões nas estimativas de reservas provadas e prováveis

A estimativa de reservas conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE, descrita na nota explicativa 4.1, está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia dos projetos de desenvolvimento da Companhia ou na capacidade de produção.

Embora a Companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

4.2.2. Definição das unidades geradoras de caixa (UGC) para testes de *impairment*

Uma UGC representa um menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos. Essa definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão.

Alterações nas UGCs em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo influenciar na sua capacidade de gerar caixa e ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de tais ativos. Caso a aprovação da venda de um componente de uma UGC ocorra entre a data base das demonstrações financeiras e a data na qual é autorizada a emissão dessas demonstrações, a Companhia reavalia se as informações existentes no período contábil em questão evidenciam que o valor em uso desse componente poderia ser estimado como próximo do seu valor justo líquido de despesas de venda. Tais informações devem incluir a evidência do estágio em que a administração se encontrava comprometida com a venda do componente da UGC.

As definições das UGCs adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de Exploração e Produção (E&P):

- i) Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2025, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 29 campos e 14 polos.
- ii) Equipamentos não associados a campos de produção de petróleo e gás: representam ativos que deixaram de operar, tais como plataformas, sondas de perfuração e outros ativos não associados a nenhuma UGC e que são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC):

- i) Ativos de refino e logística: este conjunto de ativos inclui as refinarias, terminais e dutos, além dos ativos logísticos operados pela Transpetro. A operação combinada e centralizada desses ativos, visa a atender ao mercado com menor custo global, preservando, sobretudo, o valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As

refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o mix de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da Companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou mix de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado. Em 2025, com a assinatura dos principais contratos para a conclusão das obras e retomada dos investimentos do 2º trem da RNEST e dos ativos de refino e de utilidades do Complexo de Energias Boaventura, houve alteração da UGC dos ativos de refino e logística com a incorporação desses ativos.

- ii) Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.
- iii) Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
- iv) Unidades de Fertilizantes: conjunto de ativos vinculados às fábricas de fertilizantes nitrogenados, em fase de retorno à operação ou hibernadas. Em 31 de dezembro de 2025, as três UGCs são: Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), Fafens (plantas de fertilizantes nos estados da Bahia e do Sergipe) e Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III);
- v) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC):

- i) Sistema Integrado de Processamento (SIP): conjunto de ativos formado pelas Unidades de Tratamento de Gás (UTG) Itaboraí, Cabiúnas e Caraguatatuba, que compõe uma UGC em função das características contratuais do SIP e do Sistema Integrado de Escoamento (SIE).
- ii) Unidades de Tratamento de Gás: as demais UTGs representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas.
- iii) Conjunto das Térmicas: é o conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTES). A operação e a comercialização de energia dessa UGC são realizadas e coordenadas de forma integrada. Os resultados econômicos de cada uma das usinas do portfólio integrado são altamente dependentes entre si, devido à otimização operacional que visa maximizar o resultado do todo.
- iv) Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de Montes Claros e Candeias. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados na comercialização de produtos e a oferta de matéria-prima;
- v) Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.
- vi) Demais UGCs: avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

4.3. Fontes de incerteza em depreciação, amortização e exaustão

Conforme apresentado na nota explicativa 23, a taxa de depreciação para os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás depletados pelo método das unidades produzidas é calculada com base na produção mensal em relação às respectivas reservas provadas desenvolvidas, exceto para bônus de assinatura, onde se utilizam as reservas provadas totais.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente pequeno quando comparado ao custo de um novo poço; ou (ii) por meio de equipamentos de extração e infraestrutura operacional instalados no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no método de unidades produzidas são elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos no resultado e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural. Informações sobre as incertezas relacionadas às estimativas de volumes de reservas estão apresentadas na nota explicativa 4.1.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação, depleção e amortização.

4.4. Fontes de incerteza em benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da Companhia, líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente, conforme nota explicativa – 19.3.2 - Movimentação do valor presente da obrigação (VPO).

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas financeiras e demográficas. Dentre as principais estão:

- a) Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente, que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e
- b) Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (per capita) da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Em conjunto com outras premissas atuariais, a taxa de desconto e taxa de variação de custos médicos e hospitalares são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas.

As incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido e análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares estão divulgadas nas notas explicativas 19.3.6 e 19.3.7, respectivamente.

4.5. Fontes de incerteza em provisões para processos judiciais e contingências

A Companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e considera estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres e avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a Companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a Companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração da probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 20.

4.6. Fontes de incerteza em obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas do Segmento E&P ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. A previsão do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão afetam o cálculo da provisão. A nota explicativa 4.1 contém informações adicionais sobre revisões nas estimativas de reservas da Companhia.

Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da Companhia. Variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido em função dos longos períodos até a data de remoção dos ativos e de restauração ambiental do local de operação da maioria dos projetos da Companhia.

Os cálculos para a determinação do montante a ser provisionado são complexos, uma vez que: i) a maior parte das obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança. Adicionalmente, os custos de remoção são, em grande parte, denominados em moeda estrangeira, podendo ocasionar variações significativas na revisão das estimativas em função do câmbio.

A Companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de descomissionamento, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Em caso de venda total ou parcial de participação em contratos de Exploração e Produção, a Companhia permanece solidariamente responsável pelos custos de desmantelamento de áreas após o encerramento da produção, caso o adquirente deixe de cumprir esta obrigação, conforme determinação da ANP.

As provisões para desmantelamento associadas aos segmentos de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) e Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC) da companhia não são reconhecidas, pois não há obrigação legal, contratual ou compromisso firmados com agentes externos para descomissionamento de instalações. Alterações nessas circunstâncias podem exigir o reconhecimento de uma provisão para descomissionamento para tais ativos. Entretanto, tais alterações não são esperadas pela Companhia.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 21.

4.7. Fontes de incerteza em arrendamentos

A Companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da Companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente.

As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da Companhia, ajustadas para refletir as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda e a *duration* do respectivo fluxo de pagamento.

Os valores presentes dos passivos de arrendamentos são determinados com base nas taxas incrementais estimadas na data de início de cada arrendamento. Portanto, mesmo nos casos em que contratos de arrendamento possuam características semelhantes, seus fluxos de caixas podem ser descontados por taxas incrementais significativamente diferentes em função das condições da taxa de captação corporativa da Companhia na data de início de cada arrendamento.

A nota explicativa 31 apresenta as principais informações por família de contratos de arrendamento.

4.8. Fontes de incerteza na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios corrente e, em menor escala, em projeções mensais de curto prazo, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação.

O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da Companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo.

Conforme descrito na nota 33.3.1, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período. No entanto, podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Para o longo prazo, os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano de Negócios, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.3.1.

4.9. Fontes de incerteza em imposto de renda e contribuição social correntes

As regras e regulamentos de tributos sobre lucro podem ser interpretados de forma diferente pelas autoridades fiscais, podendo ocorrer situações em que tais interpretações diverjam do entendimento da Companhia.

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela Companhia, principalmente relacionados a diferentes interpretações sobre aplicabilidade e montantes de deduções e adições à base de cálculo de tributos sobre o lucro. Com base na melhor forma de estimar a resolução da incerteza, a Companhia avalia cada tratamento fiscal incerto separadamente ou em conjunto de temas onde há interdependência quanto ao resultado esperado.

A Companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis à legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza. Os riscos tributários identificados são prontamente avaliados, tratados e, quando aplicável, deliberados por meio de metodologia de gestão de riscos tributários, previamente implementada.

Se for provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras são consistentes com a escrituração fiscal e, portanto, nenhuma incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro corrente ou diferido. Caso não seja provável, a incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro nas demonstrações financeiras.

Na medida que a Companhia conclua que não é provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras devem refletir essa incerteza na mensuração dos tributos sobre o lucro corrente ou diferido.

O efeito da incerteza para cada tratamento fiscal incerto é estimado utilizando o método que forneça a melhor previsão da resolução da incerteza. O método do valor mais provável fornece como estimativa o único valor mais provável em um conjunto de resultados possíveis, enquanto o método do valor esperado representa a soma de valores de probabilidade ponderada na faixa de resultados possíveis.

Informações adicionais sobre tratamento fiscal incerto de tributos sobre o lucro são divulgadas na nota explicativa 18.1.

4.10. Fontes de incerteza nas perdas de crédito esperada de ativos financeiros

Perdas de crédito correspondem à diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à entidade e todos os fluxos de caixa que a entidade espera receber, descontados à taxa de juros efetiva original. A perda de crédito esperada (PCE) de um ativo financeiro corresponde à média ponderada de perdas de crédito com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações.

A provisão de perdas de crédito esperadas para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

As notas explicativas 14.2 e 14.3 apresentam detalhamentos sobre os valores de PCE reconhecidos pela Companhia.

4.11. Fontes de incerteza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos

Como resultado da 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, a Companhia celebrou em 2022 aditivos e novos acordos junto aos parceiros nos campos de Atapu e Sépia. Esses acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, possíveis valores adicionais a receber que podem ser devidos à Companhia, relacionados à variação do Brent, conforme condições descritas na nota explicativa 29.2.

Adicionalmente, ao longo dos últimos anos a Companhia alienou ativos considerados não estratégicos e estabeleceu parcerias em ativos de E&P visando, dentre outros objetivos, compartilhamento de riscos e o desenvolvimento de novas tecnologias. Tais transações foram realizadas através de parcerias (nota explicativa 27) e desinvestimentos, com procedimentos alinhados à legislação vigente e órgãos reguladores. Em algumas dessas transações, também estão previstos recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do Brent (nota explicativa 29).

5. Mudanças climáticas

Mudanças climáticas podem resultar em efeitos negativos e positivos para a Companhia. Potenciais efeitos negativos das mudanças climáticas para a Companhia são denominados riscos relacionados ao clima (riscos climáticos). Inversamente, potenciais efeitos positivos das mudanças climáticas para a Companhia são denominados oportunidades relacionadas ao clima.

Riscos climáticos são categorizados como: (i) riscos de transição relacionados ao clima (riscos de transição); e (ii) riscos físicos relacionados ao clima (riscos físicos).

O Plano de Negócios 2026-2030 da Companhia incorpora as ações e metas relacionadas à trajetória para uma economia de baixo carbono. Tais ações da Companhia incluem, entre outros, projetos de descarbonização das operações para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono.

5.1. Efeitos dos riscos climáticos nas estimativas contábeis

Estimativas contábeis são valores monetários nas demonstrações financeiras que estão sujeitos a incertezas de mensuração.

As seguintes informações utilizadas em estimativas contábeis relevantes da Companhia são, em grande parte, determinadas com base nas premissas e projeções do Plano de Negócios 2026-2030:

- Valor em uso considerado nos testes de recuperabilidade de ativos (nota explicativa 4.2.1);
- Prazos e custos utilizados na mensuração da provisão para desmantelamento de áreas (nota explicativa 4.6);
- Exportações futuras altamente prováveis utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação (nota explicativa 4.8); e
- Vidas úteis dos ativos imobilizados e intangíveis utilizadas na mensuração das despesas com depreciação, amortização e depleção (notas explicativas 23 e 24).

Conforme especificado no tópico a seguir, a Companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Plano de Negócios aprovado pelo Conselho de Administração, atualizado a cada ano, o que inclui as ações para o atingimento dos seus compromissos climáticos e de sua ambição de neutralizar as suas emissões líquidas operacionais de Gases de Efeito Estufa (GEE) escopos 1¹ e 2² até 2050.

A ambição e os compromissos acima não constituem garantias de desempenho futuro pela Companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever.

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

Os riscos de transição decorrem dos esforços associados à transição para uma economia de baixo carbono. Nessa categoria, a Companhia identificou os seguintes riscos que, razoavelmente, podem ser esperados e afetar os seus fluxos de caixa, o seu acesso a financiamento ou o seu custo de capital:

¹ Emissões diretas de GEE que ocorrem de fontes que são de propriedade ou controladas pela empresa.

² Emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade e vapor comprados ou consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Risco	Descrição	Horizonte de tempo ⁽²⁾
Mercado	O aumento da demanda por energia e produtos de baixo carbono, juntamente com a preferência por produtos fósseis com menor intensidade de GEE nos processos produtivos, levando à redução da demanda por petróleo e, consequentemente, à queda de preços dos produtos fósseis. No Brasil, a demanda por produtos fósseis pode ser afetada, por exemplo, por estímulos regulatórios como a Lei do Combustível do Futuro ⁽¹⁾ e pelos desdobramentos setoriais da Política Nacional sobre Mudança do Clima e da Política Nacional de Transição Energética, visando o atendimento das metas brasileiras de redução de emissões.	Médio e longo prazo
Tecnológico e de Implementação	Perda de competitividade devido à não implementação ou à implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco custo-efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio e longo prazo
Regulatório e Legal	Estabelecimento de exigências regulatórias mais rigorosas quanto ao controle de emissões de GEE e demais requisitos relacionados às mudanças climáticas, podendo causar restrições operacionais e penalidades financeiras às nossas atividades. No Brasil, um exemplo é a sanção da Lei nº 15.042/2024, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), podendo acarretar custos adicionais de precificação de carbono para as nossas operações.	Médio e longo prazo
Contencioso e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação decorrentes do não atendimento de compromissos climáticos, percepção de falta de transparência e/ou aquisição de créditos de carbono de baixa qualidade e integridade.	Médio e longo prazo

(1) Legislação que alinha uma série de iniciativas para estimular e orientar a produção de biocombustíveis e reduzir a emissão de gases de efeito estufa – GEE, compreendendo o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Ademais, altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina e o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel e dispõe sobre regulamentação e fiscalização das atividades de captura e de estocagem geológica de dióxido de carbono e sobre a regulamentação da produção e comercialização dos combustíveis sintéticos. Também promove a integração de iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).

(2) Critério adotado para o horizonte de tempo: curto prazo (1 ano), médio prazo (entre 1 e 5 anos) e longo prazo (após 5 anos).

Os riscos listados acima foram considerados na elaboração do Plano de Negócios 2026-2030 da Companhia. Tal consideração se baseou nas seguintes premissas de ambiente externo que refletem a dinâmica do setor de energia:

- Crescimento econômico moderado em relação ao passado recente;
- Mudanças em hábitos de consumo e comportamentos;
- Políticas públicas que focarão em mobilidade, qualidade do ar e adaptação da infraestrutura urbana às mudanças climáticas;
- Coordenação internacional nos esforços para a redução das emissões de GEEs;
- Regulações em prol da transição energética e descarbonização, o que induzirá a redução do consumo de combustíveis fósseis; e
- Difusão de tecnologias de uso final que reduzam a necessidade de consumo de combustíveis fósseis.

Como resultado dessa visão, a demanda e os preços, domésticos e internacionais, dos principais produtos que a Companhia considera no Plano de Negócios 26-30 são afetados negativamente.

Em 2025, a Companhia adotou três cenários distintos que são utilizados para diferentes finalidades nas suas atividades de planejamento. Esses cenários são chamados de Adaptação, Negociação e Compromisso e, em todos eles, observa-se desaceleração e posterior retração das fontes fósseis, bem como ampliação da demanda por renováveis e soluções de baixo carbono, de maneira diferenciada entre os mercados desenvolvidos e em desenvolvimento. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do Plano de Negócios da Companhia, considera que as fontes fósseis, que atualmente representam aproximadamente 80% das fontes primárias de energia da matriz mundial, passarão a representar algo próximo a 48% em 2050. Já a participação do petróleo cairá dos atuais 30%, para algo mais próximo de 20% das fontes primárias de energia no mundo. Apesar da redução na participação do petróleo na matriz energética mundial, espera-se que a demanda por petróleo continue significativa nesse horizonte de tempo.

O preço do Brent em 2050 considerado no cenário de referência do Plano de Negócios aumentou de US\$ 65/Barril no Plano de Negócios 2025-2029 para US\$ 70/Barril no Plano de Negócios 2026-2030. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do Plano de Negócios da Companhia, podem ser encontradas na nota explicativa 25. Na tabela a seguir são comparados os preços de petróleo utilizados no cenário de referência do Planejamento Estratégico para os anos de 2035 e 2050 com aqueles previstos nos cenários *Announced Pledges Scenario* (APS) e *Net Zero Emission* (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE), ainda que não sejam utilizados corporativamente pela Companhia:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Preço do Brent US\$/Barril	2035	2050
Plano de Negócios	70	70
APS 2024	67	58
NZE 2025	33	25

De acordo com a AIE, o cenário APS divulgado em 2024³ considera todos os compromissos climáticos feitos por governos em todo o mundo, incluindo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), bem como metas net zero de longo prazo, e pressupõe que serão cumpridas na íntegra e no prazo, mantendo, com probabilidade de 50%, o aumento de temperatura em 2100 em torno de 1,7 °C. Já o cenário NZE⁴ apresentado no relatório de 2025, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO₂ até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 °C (com pelo menos 50% de probabilidade).

Nas estimativas contábeis da Companhia, não foi incorporada a incidência do preço de carbono. No momento, como existem incertezas a respeito da operacionalização e da dinâmica do mercado de carbono no Brasil, a Companhia entende ser necessário aguardar a regulamentação da Lei nº 15.042 de 2024, que institui o SBCE, para que sejam definidos os detalhes necessários e suficientes para projetar de forma confiável e com razoabilidade o impacto nos fluxos de caixa dos ativos da Petrobras e em suas Unidades Geradoras de Caixa. Em outubro de 2025, foi criada a Secretaria Extraordinária do Mercado de Carbono para organizar a implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), que publicará as regras necessárias para detalhar a Lei nº 15.042 de 2024.

a.1) Efeitos no valor em uso nos testes de recuperabilidade de ativos

Ao mensurar o valor em uso dos seus ativos, a Companhia baseia suas projeções de fluxo de caixa em premissas razoáveis e fundamentadas que representem a melhor estimativa, por parte da administração, do conjunto de condições econômicas.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não indicaram que ativos possam ter sofrido desvalorização.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a projetada no Plano de Negócios pode resultar em preços do Brent e em uma demanda por nossos produtos abaixo do que foi considerado para estimarmos o valor em uso utilizado nos testes de recuperabilidade dos ativos da Companhia.

A redução do valor em uso dos ativos da Companhia pode acarretar o reconhecimento de perdas por não recuperabilidade dos valores contábeis desses ativos.

Dado que o preço do petróleo é uma variável que influencia de forma determinante o valor recuperável dos ativos, foi calculada a sensibilidade da utilização dos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P da Companhia.

Utilizando os preços constantes nos cenários APS e NZE para realizar uma análise de sensibilidade sobre a receita bruta projetada e as participações governamentais sobre tais receitas e, calculando o efeito dos tributos sobre o lucro somente sobre tais itens sensibilizados, mas mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento E&P da Controladora teria, numa avaliação em conjunto com o divulgado na nota explicativa 25, uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 303 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 17.874 no cenário NZE, concentrada nos campos da Bacia de Campos.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

Quanto ao preço de carbono, dado que esse não foi incorporado às estimativas contábeis da Companhia, foi calculada a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos no Brasil do segmento de E&P, considerando um valor monetário cobrado por tonelada de emissão de CO₂ equivalente a partir de 2030 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

³ O cenário Announced Pledges Scenario (APS), presente em edições anteriores, não foi abordado no relatório World Energy Outlook 2025 (WEO 2025). Este cenário, que consiste no cumprimento integral e dentro do prazo das principais metas nacionais de energia e clima, como as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) dos países, não foi analisado pela IEA em razão de diversos países não terem divulgado as novas NDCs em 2025. Portanto, para fins de comparação, permanecemos com as projeções do cenário APS publicados no relatório WEO 2024.

⁴ O cenário Net Zero Scenario (NZE) divulgado no relatório WEO 2025 traça um caminho para atingir emissões líquidas zero de CO₂ relacionadas à energia até 2050. Para tanto, a agência evidencia, pela primeira vez, a trajetória de emissões não relacionadas à energia, destacando a necessidade da redução do desmatamento, bem como do incremento da aplicação de tecnologia de remoção de emissões.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US\$10/ CO2 em 2030, US\$ 35,3/ CO2 em 2035, US\$ 60,6/ CO2 em 2040, US\$ 85,9/ CO2 em 2045 e US\$ 111,2/ CO2 em 2050, considerando a existência de cotas de emissões distribuídas gratuitamente e com redução gradual, para simular um fluxo de desembolsos adicionais, considerando os efeitos dos tributos sobre o lucro sobre tais desembolsos, e mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento do E&P da Controladora teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de US\$ 69.

A simulação, utilizada para a sensibilidade do efeito do custo da precificação das emissões de GEE no teste de recuperabilidade dos ativos, não é considerada pela Companhia como a melhor estimativa para determinar impactos esperados de perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas despesas ou no lucro líquido.

a.2) Efeitos no desmantelamento de áreas

Em função das suas operações, a Companhia é obrigada legalmente a remover equipamentos e restaurar áreas terrestres ou marítimas. Em 31 de dezembro de 2025, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou US\$ 28.400, conforme nota explicativa 21. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de US\$ 57.030.

Os prazos estimados utilizados pela Companhia para provisionar o desmantelamento de áreas são coerentes com as vidas úteis dos ativos envolvidos. O prazo médio de desmantelamento dos ativos de óleo e gás, ponderado pelos seus valores contábeis, é de 14 anos.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente o valor e o prazo da provisão de desmantelamento dos ativos da Companhia.

Durante o ano de 2025, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuísem potencial para alterar o valor e o prazo de desmantelamento dos ativos da Companhia.

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode acelerar o prazo de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas. Tal aceleração aumentaria o valor presente das obrigações de desmantelamento reconhecidas pela Companhia.

Para ilustrar o efeito de uma eventual aceleração da transição energética, a Companhia estima que a provisão de desmantelamento aumentaria em US\$ 1.318, US\$ 4.067 e US\$ 6.532 caso os prazos atualmente utilizados fossem antecipados em um, três e cinco anos, respectivamente. Esta sensibilidade assumiu que todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo da provisão se mantiveram inalterados. Os intervalos de anos utilizados não se destinam a ser previsões de eventos ou resultados futuros prováveis.

a.3) Efeitos nas “exportações futuras altamente prováveis” utilizadas na contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode impactar negativamente as exportações futuras da Companhia. Tal impacto pode fazer com que determinadas exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, ou, a depender da magnitude da transição e de sua velocidade, deixem de ser consideradas previstas. As consequências de tais impactos estão descritas na prática contábil da nota explicativa 33.3.1 (a), envolvendo as exportações futuras da Companhia.

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócios 2026-2030, conforme nota explicativa 4.8. A Companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas. Ao determinar exportações futuras como altamente prováveis, e, portanto, elegíveis como item protegido para aplicação da contabilidade de hedge de fluxo de caixa, a Companhia considerou os impactos decorrentes da transição para uma economia de baixo carbono, incluindo as variáveis preço do Brent e demanda por produtos, e não incorporou o preço do carbono na estimativa.

As ações e metas da Companhia para sua transição para uma economia de baixo carbono não afetaram materialmente as exportações futuras altamente prováveis.

Com base nos preços do Brent, constantes nos cenários APS e NZE, foram elaboradas análises de sensibilidade da necessidade de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado. Tal sensibilidade simulou um novo fluxo de caixa futuro das exportações, alterando apenas a variável preço, mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados. Em tal sensibilidade, verificou-se que seria necessário reclassificar perdas cambiais registradas no patrimônio líquido para o resultado, estimadas em US\$ 16, apenas no cenário NZE.

As simulações utilizadas para testar a sensibilidade, com base nos preços do Brent constantes nos cenários APS e NZE, não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados de reclassificação de variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

a.4) Efeitos nas vidas úteis dos ativos imobilizados

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a prevista pela Companhia pode reduzir a vida útil dos seus ativos, o que pode acarretar aumento das despesas anuais de depreciação, depleção e amortização.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2025, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de US\$ 108.424. Com base em tal valor contábil, mantidas as atuais taxas de depreciação e amortização, o saldo desses ativos não seria material em 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

Conforme mencionado no item “Risco de transição para economia de baixo carbono”, o cenário de referência do Planejamento Estratégico indica que haverá demanda mundial persistente por petróleo nas próximas décadas. Adicionalmente, os cálculos da produção esperada e das reservas de petróleo e gás, constantes em tal cenário, levam em consideração os impactos da transição para uma economia de baixo carbono.

O parque de refino da Companhia é composto por 11 refinarias no Brasil e 2 fábricas de fertilizantes. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2025, que totalizam US\$ 9.702, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

A Companhia estima demanda persistente por derivados de petróleo nas próximas décadas, ainda que de forma decrescente, que deverão ser fornecidos progressivamente em modelos com menor intensidade de carbono. Diante disso, as taxas de depreciação utilizadas pela Companhia para o parque do refino estão aderentes à transição para uma economia de baixo carbono.

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2025, que totalizam US\$ 3.813, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050. Tal simulação não é considerada pela Companhia como expectativa de saldos contábeis para 2050.

Neste contexto, com base nas informações disponíveis, a Companhia não prevê mudanças significativas na vida útil das suas refinarias, dos ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás e aos ativos de gás e energia em razão da transição para uma economia de baixo carbono, incluindo as ações e metas para tal. Tais ativos representam 93% do total dos ativos da Companhia em operação.

b) Riscos Físicos

Riscos físicos resultam de mudanças no clima que podem ser por evento (risco físico agudo) ou de alterações de longo prazo em padrões climáticos (risco físico crônico). Nessa categoria, a Companhia não vislumbra que as alterações ocasionadas pela mudança climática tenham efeito material nas estimativas contábeis considerando os riscos identificados atualmente.

5.2. Investimentos em descarbonização em Ativos de Longo Prazo

A Companhia identifica sistematicamente oportunidades de descarbonização de suas operações e, em linha com sua estratégia de foco em óleo e gás com resiliência econômica e ambiental, vem realizando investimentos em iniciativas que visam reduzir ou evitar a emissão de gases de efeito estufa.

As informações a seguir apresentam o saldo de gastos incorporados a valores contábeis de ativos de longo prazo referentes aos investimentos realizados em iniciativas de descarbonização nas atividades operacionais da Companhia, bem como a confrontação entre os respectivos valores realizados e estimados para o ano de 2025:

	Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024
Segmento Operacional		
E&P	1.497	994
RTC	90	23
G&EBC	42	19
Total	1.629	1.036

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Companhia estimou gastos em projetos de ativos de descarbonização para o exercício de 2025 nos montantes de US\$ 507 para E&P, US\$ 55 para RTC e US\$ 27 para G&EBC, com realização ao longo de 2025 de US\$ 503, US\$ 67 e US\$ 23, respectivamente.

Os principais investimentos realizados pela Companhia referem-se às tecnologias de descarbonização em novos sistemas de produção no pré-sal, que estão sendo incorporadas a sete FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência) associadas a projetos de desenvolvimento da produção em campos de óleo e gás, onde a Petrobras atua em parcerias, conforme apresentado a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

FPSO	Campo	% Petrobras na parceria	Início de operação
P-78	Búzios	89%	2025
P-79			2026 ⁽¹⁾
P-80			2027 ⁽¹⁾
P-82			
P-83			
P-84	Atapu 2	66%	2029 ⁽¹⁾
P-85	Sépia 2	55%	2030 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Previsto

Como essas tecnologias são indissociáveis das FPSOs, os montantes ligados às tecnologias de descarbonização são determinados multiplicando-se os gastos totais incorridos com o contrato por um índice do custo de construção da FPSO com e sem a tecnologia.

Esses campos fazem parte de Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) sem perda de impairment reconhecida nas demonstrações financeiras do exercício de 2025.

A incorporação dessas tecnologias de descarbonização garante que as novas unidades apresentem menores intensidades de carbono, sendo assim cruciais para o alcance dos objetivos de redução de emissões de GEE apresentados no Plano de Negócios 2026-2030.

Conforme descrito no Plano de Negócios 2026-2030, a Companhia possui 5 compromissos para reduzir as emissões de GEE sob controle operacional (escopos 1 e 2) no horizonte até 2030. Um dos compromissos envolve a redução de 30% das emissões absolutas operacionais em 2030, em relação a 2015.

Os compromissos de redução de emissões de GEE não constituem garantias de desempenho futuro pela Companhia e estão sujeitos a premissas que podem não se materializar e a riscos e incertezas que são difíceis de prever. Além disso, os investimentos atuais e previstos também não constituem garantias de atingimento dos compromissos.

Não obstante, compensações de emissões a partir de créditos de carbono podem ser utilizadas como ferramenta complementar na trajetória de descarbonização da Companhia. Transações envolvendo ativos vinculados à redução de GEE, tais como a aquisição e aposentaria de créditos de carbono, não possuem valores materiais para essas demonstrações financeiras. O uso de crédito de carbono para esse fim não constitui garantia de desempenho da Companhia.

6. Novas normas e interpretações

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
<i>Annual Improvements – Volume 11</i>	As emendas alteram pontualmente requerimentos relacionados aos seguintes temas e normativos: preço de transação e desreconhecimento de passivos de arrendamentos (IFRS 9 <i>Financial Instruments</i>); método de custo (IAS 7 <i>Statement of Cash Flows</i>); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 <i>Financial Instruments: Disclosures</i>); determinação de um 'agente de facto' (IFRS 10 <i>Consolidated Financial Statements</i>); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 <i>First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards</i>).	1º de janeiro de 2026 com regras de transição específicas.
<i>Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	De forma geral, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos sobre: avaliação dos fluxos de caixa contratuais para classificação de ativos; ativos financeiros non-recourse e instrumentos contratualmente vinculados. Adicionalmente, as emendas à IFRS 9 trazem esclarecimentos quanto à data do reconhecimento inicial ou desreconhecimento de ativos financeiros e passivos financeiros, e a possibilidade de desreconhecer passivos financeiros que serão liquidados em caixa por meio de um sistema eletrônico de pagamento, antes da data da liquidação, desde que determinados critérios sejam atendidos. Já as emendas à IFRS 7 trazem novos requerimentos de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>Contracts Referencing Nature-dependent Electricity - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7</i>	As emendas promovem alterações nas IFRS 9 e IFRS 7 para fins de reporte de contratos de eletricidade relacionados à natureza. Tais emendas incluem: esclarecimento sobre aplicação dos requerimentos own-use; permissão da utilização da contabilização de hedge se esses contratos forem utilizados como instrumentos de hedge; e requerimentos adicionais de divulgação.	1º de janeiro de 2026 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas
<i>IFRS 18 - Presentation and Disclosure in Financial Statements</i>	A IFRS 18 estabelece novos requerimentos para a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, em substituição à IAS 1 - <i>Presentation of Financial Statements</i> . Entre outros, foram incluídos novos requerimentos sobre: a. Apresentação da demonstração do resultado, incluindo a obrigação de classificar todas as receitas e despesas em uma das cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas; b. Divulgação de medidas de desempenho definidas pela gestão; c. Orientação sobre agregação ou desagregação de informações; e d. Novos requerimentos de divulgação. Adicionalmente, foram feitas determinadas alterações em outros normativos incluindo requerimentos contábeis que tratam da demonstração dos fluxos de caixa. Nesse último, entre outras modificações, foi removida a opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
<i>IFRS 19 - Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures</i>	A IFRS 19 é uma norma de aplicação voluntária que permite que entidades elegíveis forneçam divulgações reduzidas ao aplicar as normas contábeis internacionais (IFRS <i>Accounting Standards</i>) em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido na IFRS 10, não pode ter responsabilidade pública e deve ter uma controladora (final ou intermediária) que prepare demonstrações financeiras consolidadas, disponíveis para uso público, que estejam em conformidade as normas contábeis internacionais (IFRS <i>Accounting Standards</i>).	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency - Amendments to IAS 21	As emendas estabeleceram alterações nas IAS 21 e IAS 29 para especificar os procedimentos de conversão para uma entidade cuja moeda de apresentação seja a de uma economia hiperinflacionária. As alterações aplicam-se quando a entidade converte para tal moeda de apresentação:	1º de janeiro de 2027 aplicação retrospectiva com regras de transição específicas.
	(a) seus resultados e balanço patrimonial, e a moeda funcional da entidade é a de uma economia não hiperinflacionária; e/ou	
	(b) os resultados e o balanço patrimonial de uma operação no exterior cuja moeda funcional seja a de uma economia não hiperinflacionária.	

Em relação aos normativos em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026, de acordo com as avaliações realizadas, a Companhia estima que não há impactos materiais na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas.

Quanto aos normativos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2027, a Companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

7. Gestão de capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e a maximização do valor para acionistas e investidores. A principal fonte de recursos é a geração operacional de caixa.

A estratégia financeira do Plano de Negócios 2026-2030 consiste na consolidação de medidas de disciplina de capital focadas na otimização de custos, aumento da produtividade e eficiência operacional, em benefício da sustentabilidade da companhia no longo prazo. As principais premissas para financiabilidade do Plano são:

- saldo mínimo de US\$ 6.000 em caixa e equivalentes de caixa;
- pagamento de dividendos de acordo com a atual Política de Remuneração aos Acionistas; e
- meta de limite máximo de US\$ 75.000 para a dívida bruta (composta por dívida financeira de curto e longo prazo e passivos de arrendamento), convergindo para US\$ 65.000 no longo prazo.

Em 31 de dezembro de 2025, a dívida bruta aumentou para US\$ 69.793, em comparação com US\$ 60.311 em 31 de dezembro de 2024, permanecendo dentro do intervalo definido no Plano de Negócios da Companhia.

Em 2025, a Petrobras obteve EBITDA ajustado recorrente positivo e consistência na geração de caixa por meio do Fluxo de Caixa Operacional (FCO), desempenho que permitiu retorno à sociedade através do pagamento de tributos e de dividendos.

8. Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, os quais atendem à definição de equivalentes de caixa.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e bancos	222	136
Aplicações financeiras equivalentes de caixa		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.178	1.453
CDB e outros fundos de investimentos	211	186
	1.389	1.639
- No exterior		
Time deposits	3.315	728
Auto Invest e contas remuneradas	1.498	726
Outras aplicações financeiras	47	42
	4.860	1.496
Total das aplicações financeiras equivalentes de caixa	6.249	3.135
Total	6.471	3.271

As aplicações financeiras equivalentes de caixa possuem prazos de vencimento de até três meses, contados a partir da data de aquisição. No país, essas aplicações ocorrem em operações compromissadas e em fundos de investimentos, que direcionam seus recursos para títulos públicos federais brasileiros e operações lastreadas em títulos públicos. As aplicações, no país, também contam com os certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária. As aplicações no exterior são compostas por time deposits e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

Os principais recursos constituídos foram gerados principalmente pelas atividades operacionais (US\$ 36.047), pela captação de dívida financeira (US\$ 5.320), pelo resgate de aplicações financeiras (US\$ 2.784), recebimentos pela venda de ativos (US\$ 613) e pela compensação financeira por acordos de coparticipação (US\$ 355).

As principais utilizações desses recursos em 2025 foram: aquisição de imobilizado e ativos intangíveis no montante de US\$ 19.521, pagamento de principal e juros de dívidas financeiras e liquidação de passivos de arrendamento, totalizando US\$ 14.571, além do pagamento de dividendos no valor de US\$ 8.154.

Prática contábil para caixa e equivalentes de caixa.

Equivalentes de caixa são consideradas aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

8.2. Aplicações financeiras

	31.12.2025			31.12.2024		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	204	–	204	531	–	531
Custo amortizado	2.492	33	2.525	2.308	2.006	4.314
Total	2.696	33	2.729	2.839	2.006	4.845
Circulante	2.693	33	2.726	2.257	2.006	4.263
Não circulante	3	–	3	582	–	582

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros (valores determinados pelo nível 1 da hierarquia de valor justo). Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses.

Os títulos classificados como custo amortizado referem-se a aplicações no país em certificados de depósitos bancários (CDB) pós-fixados com liquidez diária, com prazos iniciais entre um e dois anos, além de aplicações no exterior em *time deposits*, com prazos superiores a três meses.

Prática contábil para aplicações financeiras

Os recursos aplicados em operações com prazos superiores a três meses, contados a partir da data da contratação, são inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com suas respectivas classificações, que têm como base a forma de gestão desses recursos e suas características de fluxos de caixas contratuais:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Valor justo por meio do resultado – ativos financeiros cujo objetivo da Companhia seja recebimento pela venda. São apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização.
- Custo amortizado – ativos financeiros que dão origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa representados, exclusivamente, por pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto, cujo objetivo da Companhia seja recebimento dos seus fluxos de caixa contratuais. Os títulos são apresentados no ativo circulante e não circulante em função de suas expectativas de realização. A receita de juros dessas aplicações é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

As receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atuamos. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 13.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de commodities no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo Brent, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice Henry Hub.

	2025	2024	2023
Diesel	26.870	27.522	32.260
Gasolina	12.325	12.692	14.309
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.393	3.166	3.506
Querosene de aviação (QAV)	4.422	4.518	5.015
Nafta	1.580	1.869	1.837
Óleo combustível (incluindo bunker)	591	976	1.158
Outros derivados de petróleo	3.632	4.273	4.428
Subtotal de derivados de petróleo	52.813	55.016	62.513
Gás natural	3.850	4.707	5.632
Petróleo	4.377	4.334	5.475
Renováveis e nitrogenados	261	223	94
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	184	439	860
Energia elétrica	741	744	657
Serviços, agenciamentos e outros	712	812	1.059
Mercado interno	62.938	66.275	76.290
Exportações	25.572	24.251	25.012
Petróleo	19.839	18.290	18.447
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.557	4.775	5.114
Outros derivados de petróleo e outros produtos	1.176	1.186	1.451
Vendas no exterior ⁽¹⁾	685	890	1.107
Mercado externo	26.257	25.141	26.119
Receitas de vendas	89.195	91.416	102.409

(1) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Em 31 de dezembro de 2025, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

	2025	2024	2023
Mercado interno	62.938	66.275	76.290
China	9.679	7.701	7.232
Américas (exceto Estados Unidos)	3.607	3.610	4.846
Europa	3.657	5.440	5.534
Ásia (exceto China e Singapura)	4.315	1.989	1.447
Estados Unidos	1.940	3.471	3.924
Singapura	2.641	2.883	3.063
Outros	418	47	73
Mercado externo	26.257	25.141	26.119
Receitas de vendas	89.195	91.416	102.409

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 2025, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 14% e 10% das receitas da companhia. Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento RTC representavam, individualmente, 15% e 10% das receitas da companhia. Para mais informações sobre o segmento RTC, vide nota explicativa 13 – Informações por segmento.

9.2. Obrigações de performance restantes

Determinados contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2025, com prazos iguais ou superiores a um ano, estabelecem uma quantidade de bens ou serviços a serem fornecidos nos próximos exercícios, de acordo com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2025, tendo como base suas quantidades para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2025 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Diesel	23.893	35	23.928
Gasolina	10.308	44	10.352
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.296	–	3.296
Querosene de aviação (QAV)	1.168	–	1.168
Nafta	1.058	4.633	5.691
Outros derivados de petróleo	3.133	6.756	9.889
Petróleo	7.086	2.671	9.757
Gás natural	3.317	14.468	17.785
Energia elétrica	457	3.902	4.359
Demais produtos e serviços	575	3.040	3.615
Total	54.291	35.549	89.840

As receitas serão reconhecidas mediante transferência dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado *spot*, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (*Master Agreements*), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demanda para geração de energia termoeletrica, conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam, principalmente, valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2025, a companhia possui US\$ 76 (US\$ 64 em 2024) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de take or pay, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados no passivo circulante.

Prática contábil para receita de vendas

A Companhia avalia os contratos com clientes para a venda de petróleo e derivados, gás natural, energia elétrica, serviços e demais produtos, que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os produtos e serviços distintos prometidos em cada um deles.

As receitas de vendas são reconhecidas quando o controle é transferido ao cliente, o que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Neste momento, a Companhia satisfaz à obrigação de performance.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente: (i) produto ou serviço (ou grupo de produtos ou serviços) que seja distinto; e (ii) uma série de produtos ou serviços distintos que possuam as mesmas características ou sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A receita é mensurada pelo valor da contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca das transferências dos produtos ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos com clientes, os quais refletem metodologias e políticas de preços da Companhia baseadas em parâmetros de mercado.

Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de performance, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da *commodity*.

As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento significativo.

10. Custos e despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2025	2024	2023
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados ⁽¹⁾	(22.411)	(22.368)	(21.912)
Compras e importações	(15.332)	(16.278)	(16.198)
Petróleo	(7.717)	(9.458)	(9.358)
Derivados	(6.668)	(5.080)	(4.649)
Gás natural	(947)	(1.740)	(2.191)
Serviços e outros	(7.079)	(6.090)	(5.714)
Depreciação, depleção e amortização	(12.186)	(9.777)	(10.779)
Participação governamental	(10.655)	(11.392)	(12.108)
Gastos com pessoal	(1.783)	(1.888)	(1.690)
Variação dos estoques	299	(19)	(1.946)
Total	(46.736)	(45.444)	(48.435)

(1) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior).

10.2. Despesas de vendas

	2025	2024	2023
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(4.312)	(4.080)	(4.296)
Depreciação, depleção e amortização	(750)	(670)	(609)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	(7)	2	(22)
Gastos com pessoal	(129)	(126)	(111)
Total	(5.198)	(4.874)	(5.038)

10.3. Despesas gerais e administrativas

	2025	2024	2023
Gastos com pessoal	(1.138)	(1.204)	(1.036)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(613)	(495)	(435)
Depreciação, depleção e amortização	(187)	(146)	(123)
Total	(1.938)	(1.845)	(1.594)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2025	2024	2023
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.658)	(2.617)	(2.205)
Programas de remuneração variável ⁽¹⁾	(1.360)	(932)	(1.011)
Planos de pensão e saúde (inativos) ⁽²⁾	(1.317)	(2.196)	(1.172)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.023)	(996)	(797)
Acordo coletivo de trabalho	(486)	(8)	(217)
Relações institucionais e projetos culturais	(336)	(224)	(156)
Equalização de gastos - AIP ⁽³⁾	(241)	(17)	(50)
Despesas operacionais com termelétricas	(217)	(221)	(189)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(73)	(260)	(18)
Resultado com alienações e baixa de ativos	20	228	1.295
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	21	42	11
Subvenções e assistências governamentais	159	161	315
Multas aplicadas a clientes	161	219	238
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	237	259	284
Multas aplicadas a fornecedores	274	249	239
Resultados com operações em parcerias de E&P	325	493	571
Resultado de atividades não fim	457	261	170
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	535	(2.584)	(1.195)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	616	349	415
Outros	64	(99)	(559)
Total	(4.842)	(7.893)	(4.031)

(1) Composto por Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Programa de Prêmio por Desempenho (PRD), conforme nota explicativa 19.1.

(2) Para mais informações, vide nota explicativa 19.3 - Benefícios pós-emprego.

(3) Para mais informações, vide nota explicativa 27.1 - Acordos de Individualização da Produção.

12. Resultado financeiro líquido

	2025	2024	2023
Receitas financeiras	1.490	1.954	2.169
Receitas com aplicações financeiras e títulos públicos	1.088	1.507	1.657
Outros	402	447	512
Despesas financeiras	(4.314)	(5.957)	(3.922)
Despesas com financiamentos	(2.182)	(2.146)	(2.264)
Despesas com arrendamentos	(2.651)	(2.265)	(1.785)
Encargos financeiros capitalizados	2.056	1.570	1.290
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(1.319)	(1.000)	(857)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(1.785)	-
Outros	(218)	(331)	(306)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	3.558	(11.104)	(580)
Variações cambiais ⁽²⁾	4.659	(8.459)	2.268
Real x dólar	4.819	(8.503)	2.396
Outras moedas	(160)	44	(128)
Reclassificação do hedge accounting ⁽²⁾	(2.141)	(2.992)	(3.763)
Adesão à transação tributária ⁽¹⁾	-	(267)	-
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(35)	(282)	(299)
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	-	-	236
Atualização monetária de impostos a recuperar	215	92	204
Outros	860	804	774
Total	734	(15.107)	(2.333)

(1) Para mais informações, vide nota explicativa 18.3.

(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.3.1.a e 33.3.1.c.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

13. Informações por Segmento

13.1. Informações por Segmento Resultado

	2025					
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	59.537	84.165	8.695	338	(63.540)	89.195
Intersegmentos	59.305	1.079	3.151	5	(63.540)	-
Terceiros	232	83.086	5.544	333	-	89.195
Custo dos produtos e serviços vendidos	(28.022)	(77.725)	(4.835)	(303)	64.149	(46.736)
Lucro bruto	31.515	6.440	3.860	35	609	42.459
Receitas (despesas)	(5.505)	(3.573)	(3.465)	(3.803)	-	(16.346)
Vendas	-	(2.272)	(2.906)	(20)	-	(5.198)
Gerais e administrativas	(59)	(400)	(130)	(1.349)	-	(1.938)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.217)	-	-	-	-	(1.217)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(669)	(13)	(11)	(171)	-	(864)
Tributárias	(104)	(182)	(7)	(475)	-	(768)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.847)	315	(1)	14	-	(1.519)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.609)	(1.021)	(410)	(1.802)	-	(4.842)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	26.010	2.867	395	(3.768)	609	26.113
Resultado financeiro líquido	-	-	-	734	-	734
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	58	(146)	41	(5)	-	(52)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	26.068	2.721	436	(3.039)	609	26.795
Tributos sobre o lucro	(8.843)	(978)	(133)	3.084	(205)	(7.075)
Lucro líquido do ano	17.225	1.743	303	45	404	19.720
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	17.228	1.743	268	(9)	404	19.634
Acionistas não controladores	(3)	-	35	54	-	86

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)
2024

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	60.516	85.281	9.518	319	(64.218)	91.416
Intersegmentos	60.208	1.035	2.969	6	(64.218)	–
Terceiros	308	84.246	6.549	313	–	91.416
Custo dos produtos e serviços vendidos	(24.823)	(78.836)	(5.031)	(294)	63.540	(45.444)
Lucro bruto	35.693	6.445	4.487	25	(678)	45.972
Receitas (despesas)	(7.639)	(3.257)	(3.497)	(4.703)	–	(19.096)
Vendas	(1)	(1.928)	(2.936)	(9)	–	(4.874)
Gerais e administrativas	(64)	(356)	(115)	(1.310)	–	(1.845)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(913)	–	–	–	–	(913)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(629)	(6)	(4)	(150)	–	(789)
Tributárias	(692)	(47)	(18)	(494)	–	(1.251)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.244)	(300)	–	13	–	(1.531)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(4.096)	(620)	(424)	(2.753)	–	(7.893)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	28.054	3.188	990	(4.678)	(678)	26.876
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(15.107)	–	(15.107)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	76	(780)	80	(3)	–	(627)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	28.130	2.408	1.070	(19.788)	(678)	11.142
Tributos sobre o lucro	(9.540)	(1.084)	(335)	7.190	232	(3.537)
Lucro líquido (prejuízo) do ano	18.590	1.324	735	(12.598)	(446)	7.605
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	18.593	1.324	682	(12.625)	(446)	7.528
Acionistas não controladores	(3)	–	53	27	–	77

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

						2023
	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	66.880	94.868	11.109	365	(70.813)	102.409
Intersegmentos	66.113	1.404	3.285	11	(70.813)	–
Terceiros	767	93.464	7.824	354	–	102.409
Custo dos produtos e serviços vendidos	(27.239)	(85.699)	(5.685)	(370)	70.558	(48.435)
Lucro bruto	39.641	9.169	5.424	(5)	(255)	53.974
Receitas (despesas)	(5.615)	(4.086)	(3.384)	(2.857)	1	(15.941)
Vendas	(12)	(2.156)	(2.838)	(33)	1	(5.038)
Gerais e administrativas	(74)	(327)	(80)	(1.113)	–	(1.594)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(982)	–	–	–	–	(982)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(569)	(16)	(3)	(138)	–	(726)
Tributárias	(454)	(27)	(49)	(360)	–	(890)
Reversão (Perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(2.105)	(524)	(81)	30	–	(2.680)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.419)	(1.036)	(333)	(1.243)	–	(4.031)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e tributos sobre o lucro	34.026	5.083	2.040	(2.862)	(254)	38.033
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(2.333)	–	(2.333)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(7)	(318)	10	11	–	(304)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	34.019	4.765	2.050	(5.184)	(254)	35.396
Tributos sobre o lucro	(11.571)	(1.729)	(693)	3.506	86	(10.401)
Lucro líquido (prejuízo) do ano	22.448	3.036	1.357	(1.678)	(168)	24.995
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	22.453	3.036	1.286	(1.723)	(168)	24.884
Acionistas não controladores	(5)	–	71	45	–	111

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

2025

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.268)	(284)	(86)	(20)	(2.658)
Programas de remuneração variável	(624)	(310)	(71)	(355)	(1.360)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(1.317)	(1.317)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(684)	(319)	(13)	(7)	(1.023)
Acordo coletivo de trabalho	(220)	(114)	(21)	(131)	(486)
Resultado com alienações e baixa de ativos	10	(8)	7	11	20
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	237	-	-	-	237
Resultado de atividades não fim	452	(8)	1	12	457
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	535	-	-	-	535
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	565	39	6	6	616
Outros	388	(17)	(233)	(1)	137
Total	(1.609)	(1.021)	(410)	(1.802)	(4.842)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

2024

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.419)	(80)	(98)	(20)	(2.617)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(2.584)	-	-	-	(2.584)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(2.196)	(2.196)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(386)	(411)	(30)	(169)	(996)
Programas de remuneração variável	(407)	(227)	(47)	(251)	(932)
Acordo coletivo de trabalho	(1)	(6)	-	(1)	(8)
Resultado com alienações e baixa de ativos	234	51	18	(75)	228
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	259	-	-	-	259
Resultado de atividades não fim	269	(32)	7	17	261
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	327	9	-	13	349
Outros	612	76	(274)	(71)	343
Total	(4.096)	(620)	(424)	(2.753)	(7.893)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por segmento

2023

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(2.105)	(21)	(52)	(27)	(2.205)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.195)	-	-	-	(1.195)
Planos de pensão e saúde (inativos)	-	-	-	(1.172)	(1.172)
Programas de remuneração variável	(416)	(268)	(53)	(274)	(1.011)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(300)	(391)	(9)	(97)	(797)
Acordo coletivo de trabalho	(94)	(42)	(8)	(73)	(217)
Resultado de atividades não fim	150	(93)	84	29	170
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	284	-	-	-	284
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	320	97	1	(3)	415
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.370	(35)	(48)	8	1.295
Outros	567	(283)	(248)	366	402
Total	(1.419)	(1.036)	(333)	(1.243)	(4.031)

O montante de depreciação, depleção e amortização por segmento de negócio é o seguinte:

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Total
2025	11.715	2.701	562	169	15.147
2024	9.292	2.495	557	135	12.479
2023	10.230	2.410	525	115	13.280

13.2. Informações por Segmento Ativo

	Exploração e Produção (E&P)	Refino, Transporte e Comercialização (RTC)	Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC)	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2025						
Circulante	2.424	9.580	356	16.620	(3.532)	25.448
Não circulante	153.291	22.311	5.315	15.972	-	196.889
Ativo realizável a longo prazo	9.318	3.091	146	13.221	-	25.776
Investimentos	292	27	171	60	-	550
Imobilizado	141.818	19.053	4.917	2.252	-	168.040
Em operação	108.424	16.534	4.394	1.568	-	130.920
Em construção	33.394	2.519	523	684	-	37.120
Intangível	1.863	140	81	439	-	2.523
Ativo Total	155.715	31.891	5.671	32.592	(3.532)	222.337

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2024

Circulante	2.697	9.017	379	13.923	(4.180)	21.836
Não circulante	122.854	18.708	4.881	13.366	-	159.809
Ativo realizável a longo prazo	7.056	2.217	91	11.246	-	20.610
Investimentos	299	114	182	64	-	659
Imobilizado	113.761	16.257	4.541	1.726	-	136.285
Em operação	91.895	14.828	3.936	1.242	-	111.901
Em construção	21.866	1.429	605	484	-	24.384
Intangível	1.738	120	67	330	-	2.255
Ativo Total	125.551	27.725	5.260	27.289	(4.180)	181.645

Prática contábil para operações por segmento

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

Os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

a) Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e atuando também de forma associada com outras empresas em parcerias, além das participações societárias em empresas deste segmento no exterior.

Como uma companhia de energia, com foco em óleo e gás, a receita de vendas intersegmentos refere-se, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que visam suprir as refinarias da companhia em atendimento à demanda nacional por derivados, além das transferências de GLP e LGN. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência com base nas cotações internacionais do petróleo e seus respectivos impactos cambiais, levando-se em consideração as características específicas da corrente de petróleo transferido.

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energias de Baixo Carbono que realiza o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa commodity.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, a prestação de serviços relacionados com atividades de exploração e produção, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

b) Refino, Transporte e Comercialização (RTC): contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, produção e comercialização de fertilizantes da companhia.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P e do mercado doméstico, além de importar petróleo para a mistura na carga das refinarias da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo nos mercados domésticos e internacionais, aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo. O segmento de RTC também realiza aquisição de gás natural do segmento de G&EBC.

A receita de vendas intersegmentos reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados para os negócios de distribuição a preço de mercado, e as operações para os segmentos de G&EBC e E&P a preço interno de transferência.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de comercialização de derivados e de petróleo no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

c) Gás e Energias de Baixo Carbono (G&EBC): contempla as atividades de comercialização de gás natural, energia elétrica e de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. O segmento contempla também negócios de energias renováveis, serviço de baixo carbono (CCUS) e a produção e venda de biodiesel de seus coprodutos.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência e de processamento de gás natural para o segmento de E&P, mensurado a preço interno de transferência.

Este segmento realiza a aquisição de gás natural nacional do segmento de E&P, de parceiros e de terceiros, bem como importa gás natural da Bolívia e GNL para complementar a demanda nacional.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e consumidores livres, a geração e comercialização de energia elétrica, bem como, o processamento de gás para terceiros.

d) Corporativo e outros negócios: são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, contas a receber, perdas de crédito esperadas, resultados com derivativos (exceto os de commodities que são apresentados nos respectivos segmentos), overhead relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os outros negócios incluem a distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros		
Recebíveis de contratos com clientes	4.641	3.779
Outras contas a receber		
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	1.132	1.677
Arrendamentos	226	298
Outros recebíveis	1.192	592
Subtotal - Terceiros	7.191	6.346
Partes relacionadas		
Recebíveis de contratos com clientes - Investidas	77	117
Subtotal - Partes relacionadas (nota explicativa 34)	77	117
Total do contas a receber	7.268	6.463
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(1.780)	(1.639)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(10)	(2)
Total do contas a receber, líquidas	5.478	4.822
Circulante	4.627	3.566
Não circulante	851	1.256

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2025 totalizou US\$ 402 (US\$ 416 em 31 de dezembro de 2024).

O saldo de recebíveis por desinvestimentos e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao *earnout* dos campos de Atapu e Sêpia no montante de US\$ 398 (US\$ 508, em 31 de dezembro de 2024), pelas vendas do campo de Roncador de US\$ 266 (US\$ 353, em 31 de dezembro de 2024), e do Polo Potiguar, US\$ 157 (US\$ 217, em 31 de dezembro de 2024).

Em 2025, o prazo médio das contas a receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é de aproximadamente 2 dias para venda de derivados (mesmo prazo em 2024). O prazo de recebimento de venda de petróleo no mercado interno, em 2025, varia entre 20 e 85 dias (entre 20 e 27 dias em 2024). As exportações de óleo combustível têm prazo de recebimento entre 3 e 19 dias, enquanto as exportações de petróleo têm prazo entre 10 e 14 dias (entre 11 e 15 dias para óleo combustível e entre 9 e 13 dias para petróleo, em 2024).

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2025		31.12.2024	
	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas	Contas a receber	Perdas de crédito esperadas
A vencer	5.265	(88)	4.513	(168)
Vencidos:				
Até 3 meses	66	(32)	213	(75)
De 3 a 6 meses	46	(25)	63	(23)
De 6 a 12 meses	129	(106)	30	(18)
Acima de 12 meses	1.685	(1.529)	1.527	(1.355)
Total	7.191	(1.780)	6.346	(1.639)

14.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

Movimentação	31.12.2025	31.12.2024
Saldo inicial	1.641	1.615
Adições	158	328
Reversões	(77)	(62)
Baixas	(58)	(12)
Ajuste de Conversão	126	(228)
Saldo Final	1.790	1.641
Circulante	406	305
Não circulante	1.384	1.336

Prática contábil para contas a receber

As contas a receber são geralmente classificadas como ao custo amortizado, exceto por determinados recebíveis classificados como valor justo por meio do resultado, cujos fluxos de caixa não se caracterizam como recebimento de principal e juros, incluindo recebíveis onde a formação dos preços finais após a transferência de controle dos produtos depende da variação do valor da *commodity*.

Quando a Companhia é arrendadora de um bem de contrato classificado como arrendamento financeiro, constitui-se um recebível por valor igual ao investimento líquido no arrendamento, composto pelos pagamentos do arrendamento a receber e qualquer valor residual não garantido de responsabilidade da Companhia, descontados pela taxa de juros implícita da operação.

A Companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas (PCE) para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões.

A matriz tem como base a experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais, para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

PCE é a média ponderada de perdas de crédito históricas com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à Companhia e todos os fluxos de caixa que a Companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

Em geral, para os demais recebíveis, a Companhia reconhece provisão por valor equivalente à PCE para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro aumentar significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à PCE (vida toda).

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a Companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário, tais como a existência de garantias contratuais ou financeiras, que podem impactar o risco do crédito e consequentemente na utilização dos percentuais da matriz de risco.

A Companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando as contas a receber 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 cento e vinte dias.

15. Estoques

	31.12.2025	31.12.2024
Petróleo	3.151	2.645
Derivados de petróleo	2.302	2.161
Intermediários	577	424
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	112	101
Biocombustíveis	29	22
Fertilizantes	10	1
Total produtos	6.181	5.354
Materiais, suprimentos e outros	2.029	1.356
Total	8.210	6.710

Os estoques de petróleo podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

Derivados de petróleo compreendem, principalmente, diesel, gasolina, querosene de aviação e nafta, e são geralmente comercializados.

Intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas que ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Gás natural é inicialmente processado e seus derivados são posteriormente comercializados ou transferidos para usinas termoeletricas e refinarias, enquanto o GNL pode ser comercializado ou convertido em gás natural.

Biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da Companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição.

Em 2025, a Companhia reconheceu uma perda de US\$ 4 no custo de vendas, ajustando os estoques ao valor realizável líquido (uma reversão de US\$ 42 do custo de vendas em 2024) devido principalmente a mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto e derivados.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia havia dado volumes de petróleo bruto e derivados em garantia do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos planos de Pensão PPSP-R, PPSP R pré 70 e PPSP NR pré 70, firmado entre a Petrobras e a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros em 2008, no valor estimado de US\$ 786 (US\$ 761 em 31 de dezembro de 2024).

Prática contábil para estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de compra ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda, levando em consideração a finalidade para o qual o estoque é mantido. Os estoques com contratos de vendas identificáveis têm o valor realizável líquido com base no preço contratado, como, por exemplo, nas operações *offshore* (sem tancagem física, com carregamento no navio e descarga direta no cliente) ou leilão. Os demais itens em estoque têm o valor realizável líquido com base em preços gerais de venda, considerando as evidências mais confiáveis disponíveis no momento em que é feita a estimativa.

Na apuração do valor de realização líquido, a verificação dos itens em estoque de produtos é feita agrupando unidades semelhantes por famílias com a mesma característica ou finalidade. As variações dos preços de venda após a data base das demonstrações financeiras são consideradas no cálculo do valor realizável líquido, à medida que confirmem as condições existentes na referida data base.

16. Pagamentos antecipados

	31.12.2025	31.12.2024
Adiantamentos para imobilizado	4.143	2.151
Despesas antecipadas	437	351
Outros adiantamentos	125	114
Total	4.705	2.616
Circulante ⁽¹⁾	468	361
Não Circulante	4.237	2.255

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo é composto, principalmente, por adiantamentos para imobilizado relativos à construção de plataformas (P-80, P-82, P-83, P-84 e P-85) e de equipamentos, além de adiantamentos para aquisição dos direitos da União nas jazidas de Mero (3,5%) e Atapu (0,95%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., no âmbito do leilão de áreas não contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA. A assinatura dos contratos está prevista para março de 2026.

Os contratos vinculados à construção de plataformas e equipamentos possuem garantias associadas capazes de cobrir os adiantamentos realizados pela Petrobras. Essas garantias incluem fianças bancárias, cartas de crédito, seguro garantia e/ou garantias corporativas.

17. Fornecedores

	31.12.2025	31.12.2024
Terceiros no país	5.097	3.657
Terceiros no exterior	2.290	2.409
Partes relacionadas	55	16
Saldo total	7.442	6.082

Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias (mesmo prazo em 2024), enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 37 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços (31 dias para produtos importados e de 25 dias para demais bens e serviços em 2024), aproximadamente.

Risco Sacado

A Companhia possui um programa para fomentar o desenvolvimento da cadeia produtiva de óleo e gás denominado “Mais Valor”, operacionalizado por uma empresa parceira em uma plataforma 100% digital.

As faturas performadas dos fornecedores cadastrados na plataforma ficam disponíveis para serem antecipadas em um processo de leilão reverso, cuja vencedora é a instituição financeira que fizer o lance com a menor taxa de desconto. A instituição financeira passa a ser a credora das faturas antecipadas pelo fornecedor, sendo que a Petrobras paga as faturas na mesma data e condições originalmente acordadas com o fornecedor.

As faturas são antecipadas no programa “Mais Valor” exclusivamente a critério dos fornecedores e não sofrem alteração de prazo, preços e condições comerciais contratados pela Petrobras com tais fornecedores, bem como não acrescenta encargos financeiros para a Companhia, tendo, portanto, a classificação mantida em fornecedores e a apresentação na demonstração dos fluxos de caixa em atividade operacional.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de US\$ 133 (US\$ 134 em 31 de dezembro de 2024), com prazo de pagamento entre 7 e 93 dias e prazo médio ponderado de 55 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias em 2024), após atendidas as condições comerciais contratadas.

18. Tributos

18.1. Tributos sobre o lucro

No Brasil, os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 15%, acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. Os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, são considerados na apuração das despesas com tributos sobre o lucro no Brasil, mediante aplicação das alíquotas de IRPJ e CSLL.

No exterior, os tributos sobre o lucro são calculados com base na alíquota de 25,8% do Corporate Income Tax (CIT), na Holanda, alíquota de 15% do Corporate Alternative Minimum Tax (CAMT), nos Estados Unidos da América, além da tributação global do Pillar II, conforme nota explicativa 18.1.4.

Balanco Patrimonial

Tributos sobre o Lucro

	31.12.2025		31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Corrente	1.023	1.868	730	1.930
Diferido	1.015	6.354	922	1.470
Total	2.038	8.222	1.652	3.400

Demonstração de Resultado

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a alíquota nominal brasileira e a alíquota efetiva da Companhia sobre os tributos sobre o lucro:

	2025	2024	2023
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	26.795	11.142	35.396
Tributos sobre o lucro às alíquotas nominais (34%)	(9.110)	(3.787)	(12.036)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
Juros sobre capital próprio	1.364	1.319	1.329
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.361	969	579
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ⁽¹⁾	(523)	(502)	(530)
Incentivos fiscais	228	101	303
Efeitos da taxação mínima entre países - Pillar II (nota 18.1.4)	(220)	(91)	-
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior ⁽²⁾	(88)	(92)	-
Prejuízos fiscais	(35)	93	23
Adesão à transação tributária ⁽³⁾	-	(145)	-
Benefício pós emprego ⁽⁴⁾	(400)	(1.280)	(348)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(18)	(233)	(88)
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos débitos tributários	101	113	54
Outros	265	(2)	313
Tributos sobre o lucro	(7.075)	(3.537)	(10.401)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(783)	4.046	(876)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(6.292)	(7.583)	(9.525)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	26,4%	31,7%	29,4%

⁽¹⁾ Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

⁽²⁾ Entrada em vigor da Lei 14.596/23 a partir de 01/01/2024.

⁽³⁾ Multas não dedutíveis vinculadas à Adesão à Transação Tributária. Para mais informações sobre a Transação, vide nota explicativa 17.3.

⁽⁴⁾ Inclui tratamentos fiscais incertos, vide item 18.1.

18.1.1. Correntes

Tributos sobre o lucro - a recuperar

	Ativo Circulante		Ativo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país	653	405	365	319	1.018	724
No exterior	5	6	–	–	5	6
Total	658	411	365	319	1.023	730

Os tributos sobre o lucro no país correspondem, basicamente, a créditos fiscais decorrentes do processo de apuração do IRPJ e da CSLL referentes aos anos-calendário de 2023 e 2024, bem como a saldos negativos apurados, principalmente, nos anos-calendário de 2017 a 2019. Os créditos relativos a saldos negativos foram objeto de pedidos de restituição junto à Receita Federal do Brasil (RFB) e estão apresentados no ativo não circulante.

Tais créditos são atualizados pela taxa Selic.

Tributos sobre o lucro - a recolher

	Passivo Circulante		Passivo Não Circulante		Total	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país						
Tributos sobre o lucro ⁽¹⁾	785	698	392	330	1.177	1.028
Programas de regularização de débitos federais	59	49	184	200	243	249
	844	747	576	530	1.420	1.277
No exterior ⁽¹⁾	448	653	–	–	448	653
Total	1.292	1.400	576	530	1.868	1.930

⁽¹⁾ Inclui tratamentos fiscais incertos (vide item 18.1.1).

O saldo dos programas de regularização de débitos federais refere-se principalmente a auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil em razão do tratamento das despesas decorrentes dos Termos de Compromisso Financeiro (TFC). Esses valores são dedutíveis na apuração do lucro tributável para fins de cálculo do imposto de renda. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic, a partir de janeiro de 2018.

18.1.2. Diferidos

A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	2025	2024
Saldo inicial	(548)	(9.945)
Reconhecido no resultado	(783)	4.046
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.247)	3.920
Ajuste de conversão	(360)	1.439
Utilização de créditos fiscais	(418)	(6)
Outros	17	(2)
Saldo final	(5.339)	(548)
Tributos diferidos sobre o lucro - Ativos	1.015	922
Tributos diferidos sobre o lucro - Passivos	(6.354)	(1.470)

O quadro a seguir demonstra a composição dos ativos e passivos fiscais diferidos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Natureza	Fundamento para realização	31.12.2025	31.12.2024
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(6.471)	(6.286)
Imobilizado - <i>Impairment</i>	Amortização, baixa de ativos e reversão <i>impairment</i>	4.454	3.462
Imobilizado - Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(12.596)	(8.518)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(19.066)	(16.043)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	(665)	2.636
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	14.322	10.829
Provisão para desmantelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	9.957	9.118
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	Pagamento e reversão da provisão	1.053	818
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	720	976
Estoques	Venda, baixa e perda	453	424
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de	Pagamento e reversão da provisão	1.586	1.191
Outros		914	845
Total		(5.339)	(548)

Realização dos tributos diferidos sobre o lucro

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PN 2026-2030, que tem como pilares o controle do endividamento, investimentos e decisões de negócio respeitando a estrutura de capital ideal e sólida governança nos processos decisórios assegurando rentabilidade, racionalidade e geração de valor para todos os *stakeholders*.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções do PN 2026-2030.

Em 31 de dezembro de 2025, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2026	157	(1.384)
2027	53	(804)
2028	73	127
2029	83	811
2030	76	1.203
2031 em diante	573	6.401
Parcela registrada contabilmente	1.015	6.354

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	31.12.2025	Ativos 31.12.2024
País	40	4
Exterior	473	635
Parcela não registrada contabilmente	513	639

Os créditos tributários no exterior não registrados são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados pelas subsidiárias Petrobras America Inc. e Petrobras de Valores Internacional de Espanha S.L.U., oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2027-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	sem data de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	15	22	266	110	60	473

18.1.3. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando US\$ 614 (US\$ 767 em dezembro de 2024), relacionados principalmente à dedução de valores pagos na base de cálculo do IRPJ e da CSLL no país, bem como à incidência de *Corporate Income Tax* (CIT) sobre transações no exterior, relacionados a processos judiciais e administrativos.

Adicionalmente, a Companhia possui tratamentos fiscais incertos não provisionados no balanço patrimonial, no país e exterior, de tributos sobre o lucro, no montante de US\$ 4.571 (US\$ 5.229 em dezembro de 2024), relacionados a processos judiciais e administrativos, em especial ao tratamento de lucros de controladas domiciliadas no exterior e à incidência de IRPJ e CSLL sobre preços de transferência.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de US\$ 4.912 (US\$ 4.274 em dezembro de 2024), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários. Portanto, a Petrobras entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais (assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária incluindo tribunais judiciais).

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2025, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de US\$ 10.097 (US\$ 10.270 em dezembro de 2024), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

18.1.4. Tributação Mínima Global (Pillar II)

Em dezembro de 2021, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) divulgou as regras modelo do Pillar II para garantir que as empresas multinacionais com receita anual consolidada do grupo superior a 750 milhões de euros paguem um imposto mínimo de 15% sobre a renda em cada jurisdição (Imposto Mínimo Global).

O Pilar II prevê que, se a entidade controladora estiver localizada em uma jurisdição que não implementou esse conjunto de regras, esse imposto será cobrado da próxima entidade na estrutura organizacional (entidade controladora intermediária) localizada em uma jurisdição que o tenha implementado, seguindo uma abordagem de cima para baixo.

A Holanda e a Espanha promulgaram nova legislação tributária para implementar as regras do Pilar II, com vigência a partir de janeiro de 2024 e Cingapura a partir de janeiro de 2025.

Em 2025, foi reconhecida uma despesa de imposto de renda de US\$ 219 (US\$ 94 em 31 de dezembro de 2024), relacionada à jurisdição da Holanda, onde a alíquota efetiva de imposto não atingiu o limite mínimo de 15% previsto para a legislação do Pilar II. Nenhuma obrigação tributária relevante é esperada nas outras jurisdições onde a PIBBV tem investimentos (inclusive Espanha).

O Brasil implementou o Imposto Adicional Doméstico, em janeiro de 2025, conhecido como "adicional à CSLL", aplicável apenas a empresas brasileiras. A Petrobras não identificou valor devido a título desse imposto adicional em 2025 pelas regras aplicáveis no Brasil.

A companhia aplica o disposto nas emendas ao IAS 12 – Tributos sobre o lucro, e não contabiliza impostos diferidos em relação aos eventuais impactos do Pillar 2 e do adicional à CSLL, ou seja, não reconhece ativos ou passivos fiscais diferidos relacionados a tributação mínima global.

Prática contábil para tributos diferidos sobre o lucro

A Companhia apura seus tributos sobre o lucro tributável de acordo com a legislação e as alíquotas vigentes ao final do período que está sendo reportado. A despesa do exercício é reconhecida no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

a) Tributos sobre o lucro correntes

Os tributos sobre o lucro correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de quitar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

b) Tributos diferidos sobre o lucro

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas previstas na legislação específica de serem aplicáveis no exercício quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo.

Este reconhecimento refere-se a todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

Os tributos sobre o lucro são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes, bem como os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária, na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

18.2. Impostos, contribuições e participações governamentais

18.2.1. Impostos e contribuições - a recuperar

	Ativo Circulante		Ativo Não Circulante	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país				
PIS e COFINS	255	755	1.291	1.004
PIS e COFINS diferido	354	288	1.461	1.040
PIS e COFINS - Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo	–	–	661	590
ICMS	320	161	515	435
ICMS Diferido	369	301	229	164
Outros impostos e contribuições	28	44	20	25
	1.326	1.549	4.177	3.258
No exterior	42	6	–	24
Total	1.368	1.555	4.177	3.282

Programa de integração social (PIS) e Contribuição para financiamento da seguridade social (COFINS)

Refere-se a créditos de PIS e COFINS a recuperar relacionados aos materiais, bens e serviços adquiridos e utilizados como insumos na elaboração de produtos, bens e serviços geradores das receitas sujeitas à incidência destas contribuições e de créditos oriundos principalmente de pedidos de restituição de indébitos junto à Receita Federal do Brasil (RFB).

A parcela do diferido refere-se, principalmente, às aquisições de bens e serviços destinados a ativos em construção (obras em andamento), uma vez que a legislação fiscal permite o seu aproveitamento somente após a entrada desses ativos em produção.

O saldo referente à inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo decorre de ações ordinárias ajuizadas contra a União, que foram julgadas procedentes e transitadas em julgado. Essas ações tratam da recuperação dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, conforme Lei 9.718/1998, referentes ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Os processos judiciais a receber possuem decisões favoráveis à companhia, aguardando a conclusão das etapas finais relativas à homologação e confirmação dos cálculos no Judiciário.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS)

Refere-se a créditos a recuperar decorrentes de saldos positivos na apuração do ICMS de acordo com os livros fiscais de unidades operacionais, créditos oriundos dos pagamentos do ICMS nas operações de importação de combustíveis derivados de petróleo, créditos resultantes das operações de remessas de produtos para armazenagem em estabelecimentos de terceiros e créditos decorrentes de pedidos de restituições de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado.

A parcela do ICMS diferido é originada pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

18.2.2. Impostos, contribuições e participações governamentais - a recolher

	Passivo Circulante		Passivo Não Circulante ⁽¹⁾	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
No país				
Participação especial/Royalties	1.400	1.509	56	87
ICMS	1.291	916	–	–
PIS e COFINS	445	373	178	134
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	329	294	–	–
Outros impostos e contribuições	333	169	90	80
	3.798	3.261	324	301
No exterior	12	23	–	–
Total	3.810	3.284	324	301

(1) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".

Participações governamentais

São compensações financeiras devidas pelas empresas que produzem óleo e gás natural no território brasileiro. Essas compensações são compostas pelos royalties, participação especial, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área, além dos valores referentes ao acordo com a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais relativas à produção de petróleo no campo de Jubarte, nos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e dezembro de 2012 a fevereiro de 2015.

18.3. Adesão à Transação Tributária no exercício de 2024

Em junho de 2024, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGFN-RFB 6/2024, encerrando disputas judiciais relacionadas a tributos sobre remessas ao exterior, resultantes de contratos de afretamento de embarcações e prestação de serviços, regularizando débitos de CIDE, PIS e COFINS de 2008 a 2013. A adesão ao Edital trouxe benefícios econômicos, evitando custos com garantias judiciais, e incluiu um desconto de 65% sobre o valor total do débito. O pagamento da transação tributária foi concluído no segundo semestre de 2024.

Os efeitos da adesão resultaram em uma despesa de US\$ 1.930 no resultado consolidado de 2024, líquido dos ressarcimentos de parceiros em consórcios de E&P que aprovaram a adesão à transação.

	Jan- Dez/2024
Despesa tributária	669
Resultado financeiro líquido	2.050
Imposto de renda e contribuição social	(789)
Efeito total no resultado	1.930

18.4. Programa de recuperação fiscal - REFIS

Em outubro de 2025, a Petrobras aderiu ao Programa de Pagamento Incentivado de Débitos Fiscais instituído pelo Estado da Bahia por meio da Lei 14.936/2025, com o objetivo de encerrar contingências tributárias materializadas. Os efeitos do programa impactaram o resultado do exercício em US\$ 149, sendo, principalmente, US\$ 135 em despesas tributárias.

18.5. Reforma Tributária

A Lei Complementar 214/2025 instituiu a Reforma Tributária (Reforma) sobre o consumo, promovendo a substituição de cinco tributos (PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS) por um novo modelo composto pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal, pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de âmbito federal, e pelo Imposto Seletivo (IS). O IBS e a CBS apresentam as principais características de um Imposto sobre Valor Agregado (IVA), como base ampla de incidência, não cumulatividade, não compõe a própria base de cálculo (cobrança por fora), legislação uniforme, isenção para exportações e incidência sobre importações.

O REPETRO, um regime tributário especial para a indústria de óleo e gás no Brasil, foi mantido, com suspensão da incidência de IBS e CBS, enquanto o IS passou a incidir sobre bens minerais extraídos, com alíquotas limitadas a 0,25% para minerais e zeradas para o gás natural usado como insumo industrial ou como combustível de transporte. Para combustíveis, foi estabelecido um regime específico que prevê a incidência única de IBS e CBS sobre produtos como gasolina, etanol, diesel, biodiesel, GLP, entre outros, conforme ato conjunto da ANP e do Comitê Gestor do IBS.

A implementação da Reforma teve início em 1º de janeiro de 2026, com a aplicação de alíquotas-teste do IBS e da CBS. Em 2027, está prevista a implantação integral da CBS, a extinção do PIS e da COFINS e o possível início da cobrança do IS. Entre 2029 e 2032, haverá redução gradual das alíquotas de ICMS e ISS, enquanto a do IBS será progressivamente ampliada, até a extinção total de ICMS e ISS em 2033, consolidando o novo sistema tributário sobre o consumo.

No que se refere aos créditos fiscais de PIS, COFINS e ICMS registrados no ativo em 31 de dezembro de 2025, a companhia avalia que esses créditos permanecem válidos, conforme dispositivos constitucionais do período de transição, não havendo previsão de extinção ou impedimento à sua recuperação em decorrência da Reforma.

Apesar dos avanços da Reforma, ainda permanecem incertezas relevantes quanto à definição das alíquotas dos novos tributos, à regulamentação de regimes especiais para determinados setores, à operacionalização dos créditos tributários, à implementação de mecanismos como o split payment e à edição de regras complementares para setores regulados, o que impede a realização de uma estimativa confiável dos impactos da Reforma.

Em razão dessas incertezas, os impactos da Reforma somente serão conhecidos após o processo de regulamentação dos temas que ainda carecem de definição. Consequentemente, não há qualquer efeito dessas mudanças nas demonstrações financeiras da Petrobras em 31 de dezembro de 2025.

19. Benefícios a empregados

São todas as formas de compensação proporcionadas pela Companhia em troca de serviços prestados pelos seus empregados ou pela rescisão do contrato de trabalho. Inclui também despesas com diretores e outros administradores. Tais benefícios incluem salários, benefícios pós-emprego, rescisórios e outros benefícios.

	31.12.2025	31.12.2024
Passivo		
Benefícios de curto prazo	2.722	1.517
Benefícios rescisórios	91	72
Benefícios pós-emprego	16.359	11.398
Total	19.172	12.987
Circulante	3.805	2.315
Não Circulante	15.367	10.672

19.1. Benefícios de curto prazo

	31.12.2025	31.12.2024
Provisão de férias	610	519
Participação nos lucros ou resultados	677	384
Programa de prêmio a empregados	717	349
Salários, encargos e outras provisões	718	265
Total	2.722	1.517
Circulante	2.706	1.486
Não circulante ⁽¹⁾	16	31

(1) Refere-se ao saldo do diferimento por 4 anos da parcela do programa de remuneração variável dos administradores e dos gestores executivos.

A Companhia reconheceu na demonstração do resultado os seguintes valores:

Demonstração de resultado	2025	2024	2023
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros ⁽¹⁾	(4.287)	(3.652)	(3.478)
Honorários e encargos de Administradores	(17)	(14)	(14)
Programas de remuneração variável ⁽²⁾	(1.360)	(932)	(1.011)
Programa de prêmio por desempenho - PRD ⁽³⁾	(697)	(468)	(416)
Participações nos lucros ou resultados ⁽³⁾	(663)	(464)	(595)
Total	(5.664)	(4.598)	(4.503)

(1) Inclui o valor do abono aprovado em Acordo Coletivo reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

(2) Inclui valores de complemento de provisão referente aos programas de exercícios anteriores.

(3) Valor reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

19.1.1. Programas de remuneração variável

A Companhia reconhece a contribuição dos empregados para os resultados alcançados, por meio de dois programas: a) Participação nos lucros e resultados; e b) Prêmio por desempenho.

O montante estabelecido para a remuneração variável de 2025 está limitado a 5% do EBITDA ajustado.

Participação nos lucros ou resultados (PLR)

A Participação nos lucros ou resultados (PLR) é um mecanismo de remuneração variável que visa compartilhar os resultados da companhia com seus colaboradores. Esse programa representa a principal prática de remuneração variável da companhia, abrangendo também os ocupantes de função gratificada, e prevendo limites individuais de acordo com a remuneração dos participantes.

A PLR, aprovada pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) do Governo Federal, é regida por um regramento que inclui critérios como gatilhos e limites para pagamento, tais como:

- Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração;
- Apuração de lucro líquido no exercício de referência e atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%; e
- O valor total para pagamento da PLR está limitado a 6,25% do lucro líquido ou 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas da Petrobras no exercício, o que for menor. Em 2025, esse limite foi de 6,25% do lucro líquido conforme o percentual médio de atingimento das metas.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- pagou o valor de US\$ 403, referentes à participação nos lucros e resultados (PLR) de 2024, considerando o regulamento e os limites individuais de acordo com a remuneração de cada empregado; e
- provisionou o valor de US\$ 662 (US\$ 464 em 2024) referente ao exercício de 2025, registrado em outras despesas operacionais.

Programa de prêmio por desempenho - PRD

O Programa de prêmio por desempenho (PRD) tem como objetivo reconhecer o esforço e o desempenho individual de cada empregado para o alcance dos resultados da Petrobras. O prêmio de cada empregado é definido pelo atingimento de métricas de topo – Delta Valor Petrobras (VALOR), Índice de Atendimento às Metas de Gases de Efeito Estufa (IAGEE) e Indicador de Compromisso com o Meio Ambiente (ICMA), além das metas específicas, que incluem a nota de desempenho (GD) para todos os empregados, exceto gerentes executivos e equivalentes, que têm como base o scorecard (métricas) de sua respectiva área.

O PRD é acionado mediante a declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração, e a obtenção de lucro líquido no exercício. O total utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA. Esse programa é complementar a PLR.

No exercício de 2025, a Petrobras:

- pagou o valor de US\$ 359, referentes ao programa de remuneração por desempenho (PRD) de 2024, uma vez que as métricas de desempenho da Companhia e individuais foram atingidas naquele ano.
- provisionou o valor de US\$ 696, referente ao exercício de 2025 (US\$ 468 em 2024), registrado em outras despesas operacionais, incluindo o programa de prêmio vigente da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas.

Prática contábil para programas de remuneração variável (PLR e PRD)

As provisões dos programas de remuneração variável (PLR e PRD) são reconhecidas ao longo do exercício em que o empregado tiver prestado serviços. Suas mensurações representam as estimativas de desembolsos futuros decorrentes dos serviços prestados, na medida que os requisitos para acionamento dos programas sejam alcançados e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

19.2. Benefícios rescisórios

São aqueles fornecidos pela rescisão do contrato de trabalho como resultado de: i) decisão da entidade em terminar o vínculo empregatício do empregado antes da data normal de aposentadoria; ou ii) decisão do empregado de aceitar uma oferta de benefícios em troca da rescisão do contrato de trabalho.

Programas de desligamento voluntário

A companhia possui programas de desligamento voluntário (PDV) para empregados que já estavam aposentados pelo INSS, e tinham data de início do benefício igual ou anterior a 12 de novembro de 2019, e programas de desligamento específicos.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de US\$ 91 (US\$ 72 em 2024) corresponde a 906 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027.

19.3. Benefícios pós emprego

A Companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco principais benefícios de pensão pós-aposentadoria (chamados coletivamente de “planos de pensão da Companhia”).

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	31.12.2025	31.12.2024
Passivo		
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	11.661	7.499
Subtotal - plano de saúde	11.661	7.499
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	2.734	2.289
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	946	779
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	513	395
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	501	379
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	4	57
Subtotal - planos de pensão	4.698	3.899
Total	16.359	11.398
Circulante	1.036	808
Não circulante	15.323	10.590

19.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Planos de Saúde

O Plano de saúde, nomeado AMS (Saúde Petrobras), é administrado e operado pela Associação Petrobras de Saúde (APS), associação civil, sem fins lucrativos e inclui programas de prevenção e assistência à saúde. O plano oferece assistência à saúde a todos os empregados atuais, aposentados, pensionistas e grupo familiar elegível, de acordo com os critérios definidos no regulamento e no acordo coletivo de trabalho (ACT), e está aberto a novos empregados.

O plano é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG e Termobahia, e está exposto principalmente ao risco de aumento dos custos médicos devido à inflação, novas tecnologias, novos tipos de coberturas e a um maior nível de utilização dos benefícios médicos. A Companhia aprimora continuamente a qualidade de seus processos técnicos e administrativos, bem como dos programas de saúde oferecidos aos beneficiários, a fim de mitigar esse risco.

Os empregados, aposentados e pensionistas realizam contribuições fixas mensais para cobertura de procedimentos de grande risco e contribuições variáveis referentes ao custo dos demais procedimentos médicos e odontológicos, ambas com base nas tabelas de contribuição do plano, que são definidas a partir de parâmetros, como o salário e faixas de idade. O plano contempla também o auxílio na compra de alguns medicamentos mediante reembolso ou aquisição e entrega em domicílio, com coparticipação dos beneficiários.

O pagamento do custo assistencial é efetuado pela Companhia com base na utilização dos beneficiários. A participação financeira da Companhia e dos beneficiários nas despesas é estabelecida no regulamento do plano e no ACT, sendo, atualmente, 70% pela companhia e 30% pelos participantes. Essa relação de custeio foi retomada a partir de abril de 2024, por meio de aditivo ao acordo coletivo de trabalho com as entidades sindicais.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2025, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 19.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

Planos de pensão

Os planos de pensão patrocinados são administrados pela Fundação Petros, que foi constituída como uma entidade jurídica sem fins lucrativos de direito privado com autonomia administrativa e financeira.

Os planos de pensão são regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC que contempla todas as diretrizes e procedimentos a serem adotados pelos planos para sua gestão e relacionamento com as partes interessadas.

A Petros realiza periodicamente avaliações dos planos em cumprimento a norma vigente de previdência complementar e, quando aplicável, estabelece medidas com objetivo de oferecer sustentabilidade aos planos.

A obrigação líquida com planos de pensão registrada pela Companhia é calculada conforme as normas contábeis internacionais (IFRS *Accounting Standards*), que adota uma metodologia de reconhecimento distinta daquela utilizada pelos fundos de pensão no Brasil, que são regulados pelo CNPC.

As principais diferenças entre as normas contábeis internacionais e do fundo de pensão (CNPC) incluem: no critério CNPC, a Petros considera o fluxo futuro das contribuições normais e extraordinárias patronais, descontado a valor presente, enquanto a Companhia só considera esses fluxos na medida em que são realizados. Além disso, a Petros define a taxa real de juros com base nas expectativas de rentabilidade e nos parâmetros da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), enquanto a Companhia utiliza uma taxa que combina o perfil de maturidade das obrigações com a curva de retorno de títulos do governo. Em relação ao ativo garantidor, os títulos públicos na Petros são marcados a mercado ou na curva, enquanto na Companhia são marcados todos a valor de mercado.

Os principais benefícios de pensão patrocinados são:

- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados (PPSP-NR);
- Plano Petros do Sistema Petrobras – Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70),
- Plano Petros 2; e
- Plano Petros 3.

Os planos PPSP – R, PPSP-R Pré-70, PPSP-NR, PPSP-NR Pré-70 e Plano Petros 3 são patrocinados pela Petrobras. O Plano Petros 2 é patrocinado pela Petrobras, Transpetro, PBIO, TBG, Termobahia e Termomacaé.

O Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), originalmente estabelecido pela Companhia em julho de 1970, foi cindido em 2018 nos planos PPSP-R e PPSP-NR. Em 1º de janeiro de 2020, os planos PPSP-R e PPSP-NR foram cindidos e deram origem aos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Os planos de pensão complementam a renda de seus participantes durante a aposentadoria, além de garantir uma pensão por morte aos seus beneficiários. O benefício consiste em uma renda mensal complementar ao benefício concedido pelo Instituto Nacional do Seguro Social (INSS).

A tabela a seguir fornece outras características desses planos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Modalidade	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Benefício Definido	Contribuição Variável [parcela BD + parcela CD]	Contribuição definida
Participantes do plano	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos.	Geralmente abrange empregados e ex-empregados que ingressaram na companhia após 1970, que não concordaram com as alterações propostas pela companhia no plano de pensão original (PPSP).	Geralmente abrange empregados e ex-empregados admitidos antes de 1º de julho de 1970, que se inscreveram no PPSP até 1º de janeiro de 1996 e permaneceram continuamente vinculados à companhia, obtendo a condição de assistidos, e que não concordaram com as alterações em seu plano de pensão original (PPSP).	Este Plano foi implementado em 2007, abrangendo os empregados e ex-empregados provenientes de novos concursos ou que se deslocaram de outros planos existentes.	Este Plano foi implementado em 2021, abrangendo apenas os empregados e ex-empregados que migraram dos planos PPSP-R e PPSP-NR decorrente do processo de Migração de Opção Voluntária.
Novas Inscrições	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
Pagamentos de aposentadoria	Pagamentos mensais vitalícios que complementam o benefício concedido pelo INSS.				Pagamentos mensais de benefício definido ao longo da vida ou pagamentos mensais de benefício não definido de acordo com a opção exercida pelo participante.	Pagamentos mensais de benefício não definido, de acordo com a opção exercida pelo participante.
Outros benefícios gerais	Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez, doença e reclusão.					Benefício global por morte (capital segurado) e pagamentos mensais relacionados aos seguintes eventos: morte, invalidez e doença.
Indexação de pagamentos de aposentadoria pelo plano	Com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.		Principalmente, com base nos níveis de índices atuais aplicáveis aos salários dos empregados ativos e os índices estabelecidos pelo INSS.		Pagamentos mensais de benefício vitalício: atualizados com base no IPCA.	Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.
Contribuições paritárias feitas pelos participantes e pela companhia aos planos	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivadas de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais que geralmente são derivados de déficits atuariais.	É composto por: contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo. Os participantes estão isentos do pagamento de quaisquer contribuições extraordinárias em caso de déficit até o encerramento dos Termos de Compromisso Financeiro Petrobras.	É composto por: i) contribuições normais que cobrem o custo esperado dos planos no longo prazo; e ii) contribuições extraordinárias que cobrem custos adicionais, em caso de surgimento de apuração de déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulados em saldos de contas individuais.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP-2	PP-3
Plano de equacionamento de Déficit – PED ⁽¹⁾	Implementação do PED do exercício de 2021 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/23, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 17 de março de 2023.	PPSP-R Pré-70	Implementação do PED do exercício de 2022 com início das cobranças extraordinárias nas folhas de pagamento de ativos e assistidos a partir de abril/24, após manifestação favorável da SEST, ocorrida em 09 de abril de 2025	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
Instrumento Particular de Confissão de Dívida [PED 2015] – referente às contribuições extraordinárias patronais não realizadas anteriormente por causa de liminares judiciais ⁽¹⁾	Obrigações financeiras com saldo de US\$91 em 31/12/2025.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de US\$33 em 31/12/2025.	N/A	N/A	N/A
Termo de Compromisso Financeiro-TCF (acordos de dívida) assumido pela companhia para fazer face aos déficits dos planos ⁽¹⁾	Obrigações financeiras com saldo de US\$98 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras com saldo de US\$596 em 31/12/2025.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de US\$535 em 31/12/2025.	N/A	N/A
	Remensuradas anualmente de acordo com as premissas atuariais, com pagamento semestral de juros baseado no saldo atualizado e com vencimento planejado em 2028.					

(1) Compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Revisão anual dos planos de pensão

Em 31 de dezembro de 2025, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 19.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

19.3.2. Valores nas demonstrações financeiras da Petrobras relacionados a planos de benefícios definidos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

O passivo atuarial líquido representa as obrigações da Companhia líquidas do valor justo dos ativos do plano (quando aplicável), a valor presente.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 19.3.6.

A movimentação das obrigações com planos de pensão e saúde com característica de benefício definido está representada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

					2025
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(8.486)	(2.325)	(1.124)	–	(11.935)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2025	3.247	1.448	4	11.661	16.360
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2025	2.684	1.158	58	7.498	11.398
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	368	158	7	1.214	1.747
Custo do serviço corrente	4	–	–	166	170
Custo dos juros líquidos	364	158	7	1.048	1.577
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	244	106	(53)	2.565	2.862
Efeito da remensuração reconhecido em ORA	244	106	(53)	2.565	2.862
Efeito caixa	(380)	(123)	(14)	(545)	(1.062)
Pagamento de contribuições	(351)	(106)	(14)	(545)	(1.016)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(29)	(17)	–	–	(46)
Outros movimentos	331	149	6	929	1.415
Ajustes de conversão	331	149	6	929	1.415
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.247	1.448	4	11.661	16.360

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

					2024
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	9.992	3.233	874	7.498	21.597
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(7.308)	(2.075)	(816)	–	(10.199)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro de 2024	2.684	1.158	58	7.498	11.398
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro 2024	4.740	1.799	181	9.662	16.382
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	399	153	13	2.369	2.934
Custo do serviço passado ⁽²⁾	–	–	–	1.291	1.291
Custo do serviço corrente	10	2	–	198	210
Custo dos juros líquidos	389	151	13	880	1.433
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(1.053)	(281)	(84)	(1.861)	(3.279)
Perdas (ganhos) de remensuração ⁽²⁾	(1.053)	(281)	(84)	(1.861)	(3.279)
Efeito caixa	(382)	(121)	(13)	(485)	(1.001)
Pagamento de contribuições	(355)	(108)	(13)	(485)	(961)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(27)	(13)	–	–	(40)
Outros movimentos	(1.020)	(392)	(39)	(2.187)	(3.638)
Ajustes de conversão	(1.020)	(392)	(39)	(2.187)	(3.638)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro de 2024	2.684	1.158	58	7.498	11.398

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(2) Efeito da alteração da relação de custeio conforme nota explicativa 19.3.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

						2025
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras-		
Valor presente das obrigações no início do exercício	9.992	3.233	874	7.498	21.597	
Reconhecido no resultado	1.374	442	120	1.214	3.150	
Custo dos juros	1.370	442	120	1.048	2.980	
Custo do serviço	4	-	-	166	170	
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	106	33	90	2.565	2.794	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(98)	(24)	64	(152)	(210)	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(4)	(12)	(16)	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	204	57	30	2.729	3.020	
Outros	261	65	44	384	754	
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.018)	(348)	(81)	(542)	(1.989)	
Contribuições de participantes	22	5	16	-	43	
Ajustes acumulados de conversão	1.257	408	109	926	2.700	
Valor presente das obrigações no fim do exercício	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295	

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

						2024
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS		
Valor presente das obrigações no início do exercício	14.941	4.806	1.357	9.662	30.766	
Reconhecido no resultado	1.241	397	112	2.369	4.119	
Custo dos juros	1.231	395	112	880	2.618	
Custo do serviço	10	2	-	1.489	1.501	
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(1.949)	(577)	(233)	(1.861)	(4.620)	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(8)	15	190	(464)	(267)	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	7	1	8	
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(1.941)	(592)	(430)	(1.398)	(4.361)	
Outros	(4.241)	(1.393)	(362)	(2.672)	(8.668)	
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)	
Contribuições de participantes	24	5	16	-	45	
Ajustes acumulados de conversão	(3.266)	(1.044)	(299)	(2.184)	(6.793)	
Valor presente das obrigações no fim do exercício	9.992	3.233	874	7.498	21.597	

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

c) Movimentação do valor justo dos ativos (VJA)

A Petrobras possui quatro planos de previdência, PPSP-R, PPSP-NR, PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70, em fase de consumo do ativo garantidor, e um plano, o PP2, cuja maior parte dos participantes está na fase de acumulação de patrimônio.

A evolução do ativo garantidor reflete essas características dos planos, sendo resultado da entrada das contribuições e do resgate de patrimônio para pagamento de benefícios, além da influência da rentabilidade dos investimentos dos ativos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

					2025
	Planos de Pensão			Plano de Saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	Petros 2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	7.308	2.075	816	–	10.199
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	1.006	284	113	–	1.403
Receita de Juros	1.006	284	113	–	1.403
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(138)	(73)	143	–	(68)
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(138)	(73)	143	–	(68)
Efeito caixa	380	123	14	545	1.062
Contribuições pagas pela companhia	351	106	14	545	1.016
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	29	17	–	–	46
Outros movimentos	(70)	(84)	38	(545)	(661)
Contribuições de participantes	22	5	16	–	43
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(1.018)	(348)	(81)	(542)	(1.989)
Ajustes acumulados de conversão	926	259	103	(3)	1.285
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	8.486	2.325	1.124	–	11.935

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

					2024
	Planos de Pensão			Plano de saúde	Total
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	Saúde Petrobras-AMS	
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	10.201	3.007	1.176	–	14.384
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	842	244	99	–	1.185
Receita de Juros	842	244	99	–	1.185
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(896)	(296)	(149)	–	(1.341)
Efeito caixa	382	121	13	485	1.001
Contribuições pagas pela companhia	355	108	13	485	961
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	27	13	–	–	40
Outros movimentos	(3.221)	(1.001)	(323)	(485)	(5.030)
Contribuições de participantes	24	5	16	–	45
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(999)	(354)	(79)	(488)	(1.920)
Ajustes acumulados de conversão	(2.246)	(652)	(260)	3	(3.155)
Valor justo dos ativos dos planos no fim do exercício	7.308	2.075	816	–	10.199

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Ativos do plano - gestão de investimentos

A Fundação Petros prepara anualmente Políticas de Investimento (PI) específicas para cada plano seguindo dois modelos:

- para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e
- para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.

Os ativos dos planos de pensão seguem uma estratégia de investimento de longo prazo baseada nos riscos avaliados para cada classe de ativos e proporcionam uma diversificação, de forma a diminuir o risco da carteira. O perfil da carteira deve obedecer às normas do Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros estabelece políticas de investimento para períodos de 5 anos, revisadas anualmente e utiliza um modelo de gerenciamento de ativos e passivos (ALM) para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios, com base em parâmetros de liquidez e solvência.

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	2025				2024	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	–	975	975	8%	954	9%
Renda fixa	3.150	6.565	9.715	81%	7.930	78%
Títulos públicos	348	6.563	6.911	–	6.153	–
Fundos de renda fixa	2.486	–	2.486	–	1.162	–
Outros investimentos	316	2	318	–	615	–
Renda variável	139	171	310	3%	479	5%
Ações à vista	139	–	139	–	324	–
Outros investimentos	–	171	171	–	155	–
Investimentos Estruturados	139	28	167	2%	173	2%
Imóveis	–	481	481	4%	418	4%
	3.428	8.220	11.648	98%	9.954	98%
Empréstimos a participantes	–	287	287	2%	245	2%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	3.428	8.507	11.935	100%	10.199	100%

Para o plano de saúde não há ativo garantidor. Os ativos do plano de pensão referentes a empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2025, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de US\$ 1 (US\$ 1 em 2024), todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US\$ 23 (US 21 em 2024).

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	Planos de pensão			Plano de saúde	
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	Petros 2	Saúde Petrobras	Total
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(26)	(3)	(1)	(400)	(430)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(342)	(155)	(6)	(814)	(1.317)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2025	(368)	(158)	(7)	(1.214)	(1.747)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2024	(399)	(153)	(13)	(2.369)	(2.934)
Despesa reconhecida no resultado do exercício 2023	(490)	(169)	(30)	(853)	(1.542)

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

19.3.3. Contribuições

No exercício de 2025, a Companhia contribuiu com o total de US\$ 1.062 (US\$ 1.001 no exercício de 2024) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 19.3.2. Adicionalmente, contribuiu com US\$ 238 (US\$ 239 no exercício de 2024) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e US\$ 2 (US\$ 2 no exercício de 2024) do plano PP3, que foram reconhecidas em custeio e resultado do exercício.

As contribuições esperadas dos planos PPSP-R, PPSP-NR, PPSP R pré-70, PPSP-NR pré-70 e parcela de risco do PP2, para 2026, somam US\$ 497. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma US\$ 249.

19.3.4. Fluxos de caixa esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2025.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

					2025	2024
	Plano de Pensão		Plano de Saúde		Total	Total
	PPSP-R ⁽¹⁾	PPSP-NR ⁽¹⁾	PP2	A M S		
Até 1 Ano	1.069	367	85	562	2.083	1.676
De 1 a 5 Anos	4.486	1.431	341	2.959	9.217	7.236
De 6 a 10 Anos	2.963	901	232	2.704	6.800	5.185
De 11 a 15 Anos	1.883	535	154	2.012	4.584	3.470
Acima de 15 Anos	1.332	539	316	3.424	5.611	4.030
Total	11.733	3.773	1.128	11.661	28.295	21.597

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

19.3.5. Pagamentos futuros aos participantes dos planos de benefício definido que estão fechados para novos membros

A tabela a seguir fornece o período durante o qual a obrigação de benefício definido associada a esses planos impactará as demonstrações financeiras da Companhia.

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Número de anos durante os quais os benefícios a serem pagos pelos planos de benefícios definidos deverão ser pagos	9,66	6,42	9,44	6,33

19.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

As premissas atuariais financeiras e demográficas significativas usadas para determinar a obrigação de benefício definido são apresentadas na tabela abaixo:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Planos de Pensão					2025
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Plano de saúde Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	11,53%	11,54%	11,72%	11,73%	11,47%	11,44%
Taxa real de desconto	7,25%	7,26%	7,43%	7,44%	7,19%	7,16%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	Para 2026: 5,43% 2027 em diante: 4,56%	Para 2026: 5,28% 2027 em diante: 4,42%	n/a	6,15%	Para 2026: 7,58% 2027 em diante: 6,70%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	16,06% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desgravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria Assistidos: Experiência Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022, desgravada em 40%	Experiência Invalidez PP-2 2022, desgravada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, desgravada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desgravada em 10%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,40 Mulheres 55,48	Homens 57,65 Mulheres 55,79	n/a	n/a	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens 56,91 Mulheres 55,81

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,99% para 2026 e atingindo 3,25% de 2030 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Planos de Pensão					2024
						Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	Saúde Petrobras-AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	12,95%	12,95%	13,07%	13,07%	12,95%	12,93%
Taxa real de desconto	7,48%	7,48%	7,59%	7,59%	7,48%	7,46%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	6,16%	6,15%	n/a	6,15%	8,72%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,69% a 3,25% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, desagravada em 10%	Ativos: De acordo com plano aposentadoria Assistidos: Experiência Petros 2016
Tábua de entrada em invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana	n/a	n/a	Experiência Invalidez PP-2 2022	Experiência Invalidez PP-2 2022
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	MI-85, masculina, desagravada em 10%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	Homens 56,36 Mulheres 55,42	Homens 57,71 Mulheres 55,88	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 62	Homens 56,86 Mulheres 55,75

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,09% para 2025 e atingindo 3,25% de 2029 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseada no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

19.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 100 bps na taxa de desconto assumida e na taxa de variação dos custos médicos e hospitalares está estabelecido conforme abaixo:

	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obrigação atuarial	(1.169)	1.438	(1.141)	1.377	1.614	(1.278)
Custo do serviço e juros	13	(7)	(68)	81	244	(191)

Prática contábil para benefícios definidos pós-emprego

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria bem como os de assistência médica são provisionadas com base em cálculos atuariais elaborados anualmente por atuários independentes, de acordo com o método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método de crédito unitário projetado considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (entidade realiza diminuição significativa do número de empregados cobertos por plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor do passivo, líquido do ativo de benefício definido.

A Companhia também contribui para planos de contribuição definida, de forma paritária ao valor da contribuição normal do empregado, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

20. Processos judiciais, depósitos judiciais e contingências

20.1. Provisão para processos judiciais e administrativos

A Companhia constitui provisões nos processos judiciais, administrativos e arbitrais, em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos fiscais, incluindo: (i) cobrança de ICMS - óleo bunker envolvendo vários estados; (ii) não homologação de compensações de tributos federais, incluindo glosa de créditos de PIS e COFINS; e (iii) contribuições previdenciárias - não recolhimento sobre abonos e gratificações.
- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) reclamações trabalhistas diversas; e (ii) ações de terceirizados.
- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) processos administrativos e judiciais discutindo multas aplicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em especial as relativas a sistemas de medição de produção, bem como processos administrativos e judiciais que discutem diferença de participação especial e royalties em campos de petróleo diversos; (iii) ações que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iv) ações que discutem indenizações relacionadas à desapropriação e servidão de passagem.
- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da Companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar, no estado de São Paulo.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	31.12.2025	31.12.2024
Processos trabalhistas	691	636
Processos fiscais	737	400
Processos cíveis	1.601	1.605
Processos ambientais	221	192
Total	3.250	2.833

	2025	2024
Saldo inicial	2.833	3.305
Adição, líquida de reversão	1.067	478
Utilização	(989)	(730)
Revisão de processos já provisionados e juros	21	541
Outros	(15)	16
Ajuste de conversão	333	(777)
Saldo final	3.250	2.833

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a Companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade da saída de recursos.

20.2. Depósitos judiciais

A Companhia efetua depósitos na fase judicial, em especial para suspender a exigibilidade do débito de natureza tributária e permitir ao contribuinte a manutenção de sua regularidade fiscal. Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	10.172	8.187
Trabalhistas	839	777
Cíveis	3.702	2.694
Ambientais e outros	101	90
Total	14.814	11.748

	2025	2024
Saldo inicial	11.748	14.746
Adição	524	1.010
Utilização ⁽¹⁾	(188)	(1.526)
Atualização financeira	1.224	737
Outros	(1)	9
Ajuste de conversão	1.507	(3.228)
Saldo final	14.814	11.748

(1) Inclui, em 2024, US\$ 1.276 referente aos valores nominais dos depósitos utilizados na adesão à transação tributária, no segundo trimestre de 2024, sobre incidência da CIDE, do PIS e da COFINS sobre as remessas no exterior sobre contrato de afretamento de embarcações e plataformas conforme detalhado na nota explicativa 18.

A Companhia mantém Negócio Jurídico Processual (NJP) celebrado com a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), com o objetivo de postergar a realização de depósitos judiciais, relacionados a processos tributários federais, com valores superiores a US\$ 36 (R\$ 200 milhões), viabilizando a discussão judicial sem a necessidade de desembolso financeiro imediato.

Para isso, a Companhia oferece capacidade de produção dos campos de Tupi, Sapinhoá e/ou Roncador. À medida que os depósitos judiciais venham a ser realizados, a referida capacidade de produção é liberada para outros processos que venham a integrar o NJP.

A Companhia entende que o referido NJP permite maior previsibilidade de caixa e assegura a manutenção da regularidade fiscal federal. Em 31 de dezembro de 2025, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava US\$ 1.417 (US\$ 2.158 em 31 de dezembro de 2024).

20.3. Processos judiciais e administrativos não provisionados

Os processos judiciais, administrativos e arbitrais, que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2025, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	24.785	21.307
Trabalhistas	1.862	6.465
Cíveis	12.772	10.910
Ambientais e outros	1.394	1.298
Total	40.813	39.980

20.3.1. Composição dos processos judiciais não provisionados

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas são classificadas como possível:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

		Estimativa
Descrição dos processos de natureza fiscal – PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Receita Federal do Brasil.		
1) Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS, incluindo contratos de ship or pay e afretamentos de aeronaves e embarcações.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração.	4.515	2.887
2) Incidência de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.		
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos nas esferas administrativa e judicial. Em 2025, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novo auto de infração e da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	1.559	1.090
3) Cobrança de PIS/COFINS – Incidências sobre Anistias.		
Situação atual: Cobrança de contribuições sociais para o Programa de Integração Social (PIS) e para a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), decorrentes da transação tributária prevista no artigo 3º da Lei 13.586/2017. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.	1.395	1.129
4) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS- Importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.		
Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A redução do valor em 2025 ocorreu em razão da exclusão do valor da multa de ofício, de forma definitiva. O valor remanescente do assunto (IRRF e juros) permanece em discussão na ação judicial em curso.	1.191	1.702
5) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. O acréscimo de valor em 2025, se deu, em especial, pelo recebimento de novo despacho decisório de não homologação.	590	389
6) Cobrança da CIDE - Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere à atualização monetária.	512	436
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, PA, MA, PE, AM, CE e SE.		
7) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, houve, em especial, o recebimento de novo auto de infração e a alteração de expectativa de algumas contingências.	376	428
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, RO, PE e RS.		
8) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.		
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram nas esferas administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novos autos de infração.	2.426	1.058
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de AM, MT e RJ.		
9) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ, ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	1.061	870
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, AM, MG, BA, PB, SP e ES.		
10) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária e à alteração de expectativa de algumas contingências.	435	314
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM e PA.		
11) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisões favoráveis que se tornaram definitivas e à adesão à anistia do estado da Bahia.	459	747
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE e PR.		
12) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	636	515
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, DF, ES e GO.		
13) Apropriação de crédito de ICMS - Monofasia incidente na aquisição de mercadorias		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, ao novo auto de infração recebido e à atualização monetária.	870	634
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.		
14) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais.		
Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à atualização monetária.	674	544
Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.		
15) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, o acréscimo de valor se deu, em especial, às novas ações judiciais movidas pelo Município de Angra dos Reis/RJ.	409	264
16) Processos diversos de natureza fiscal.	3.106	3.071
Total de processos de PIS, COFINS, Contribuição previdenciária, IRRF, CIDE, ICMS e outros	20.214	16.078

		Estimativa
Descrição dos processos de natureza fiscal - Tributos sobre o lucro	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Receita Federal do Brasil.		
1) Lucro de controladas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e da CSLL.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da Companhia nos Tribunais Superiores. Em 2025, houve acréscimo em virtude de atualização monetária, compensada por redução do valor de multa de ofício em um processo.	3.854	3.418
2) IRPJ e CSLL Ganho de Capital na alienação e amortização de ágio na aquisição de participações societárias.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativas diversas. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva.	391	313
3) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento.		
Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Em 2025, a redução de valor se deu, em especial, à decisão favorável proferida em um dos processos, que se tornou definitiva, e a alteração de expectativa de algumas contingências.	-	1.207
4) Processos diversos de natureza fiscal.	326	291
Total de processos de tributos sobre o lucro	4.571	5.229
Total de processos de natureza fiscal	24.785	21.307

Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa	
	31.12.2025	31.12.2024
Autor: Empregados e Sindicatos representantes dos Empregados (SINDIPETROS).		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).		
Situação atual: Em março de 2024 o Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado com os Sindicatos, tendo o Tribunal Superior do Trabalho (TST), em maio de 2025, adotado o mesmo entendimento, pacificando o entendimento favorável à Companhia. Em 2025, a redução se refere, em especial, à reavaliação da expectativa para perda remota, considerando a uniformização do entendimento favorável à Companhia e à baixa de valores decorrentes de decisões, favoráveis à Petrobras transitadas em julgado.	6	4.934
2) Processos diversos de natureza trabalhista.		
Situação atual: Processos diversos de natureza trabalhista, com destaque para: ações movidas por empregados e ex-empregados da Companhia, bem como pelos sindicatos que os representam; ações movidas por empregados e ex-empregados de empresas contratadas, bem como pelos sindicatos que os representam; e ações movidas pelo Ministério Público do Trabalho (MPT).	1.856	1.531
Total de processos de natureza trabalhista	1.862	6.465

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	Estimativa 31.12.2024
Descrição dos processos de natureza cível		
Autor: Diversos fornecedores de bens e prestadores de serviços.		
1) Processos relacionados a contratos para fornecimento de bens e serviços, com destaque para discussões acerca de desequilíbrio econômico-financeiro, descumprimento contratual, multas e encerramento antecipado de contratos.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	3.875	3.319
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça e unificar os Campos de Berbigão e Sururu, gerando assim impactos no recolhimento de Participação Especial (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2025, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras: a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de Participação Especial foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º trimestre de 2019. Após a retomada da arbitragem, o Tribunal Arbitral proferiu decisão permitindo que a Companhia apresente garantia financeira para as parcelas futuras de participações especiais, o que vem sendo realizado desde o 3º trimestre de 2025; b) Baúna e Piracaba: a decisão que mantinha a suspensão da arbitragem foi revogada, estando o procedimento arbitral em curso; c) Tartaruga Verde e Mestiça: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos, que continuam ocorrendo. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu, até o momento, pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem; d) Berbigão e Sururu: houve decisão da ANP em 24 de janeiro de 2025 determinando a unificação dos campos de Berbigão e Sururu, localizados na concessão BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos, operado pela Petrobras com 42,5% de participação. A decisão resulta no reporte da produção dos campos de Berbigão e Sururu em um único campo, majorando a alíquota aplicada no correspondente recolhimento de Participação Especial referente ao campo unificado, de forma retroativa à data de início da produção. O procedimento arbitral está em curso, tendo sido proferida decisão liminar permitindo a apresentação de garantia financeira para a diferença de participações especiais decorrentes da unificação dos campos.	3.879	2.686
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
3) Processos administrativos e judiciais que discutem: a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos; b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.	1.989	1.863
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.		
4) Ações coletivas e individuais que discutem temas afeitos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2025, a redução se refere, em especial, à alteração dos índices de atualização monetária e juros, decorrente da aplicação dos parâmetros da Lei 14.905/2024 e da jurisprudência consolidada do STJ.	1.433	1.946
Autor: Pessoas jurídicas que participaram de compra de ativos da Petrobras.		
5) Processos judiciais e arbitrais que discutem vendas de ativos realizadas pela Petrobras.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais e arbitrais diversas. Em 2025, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.	559	264
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	1.037	832
Total de processos de natureza cível	12.772	10.910

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Estimativa	
	31.12.2025	31.12.2024
Descrição dos processos de natureza ambiental		
Autor: Diversos autores, com destaque para Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e órgãos ambientais, como IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, órgãos estaduais e municipais.		
1) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para ação por supostos danos a pescadores em virtude das operações da Companhia, multas relativas às operações da Companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36. A redução do valor em 2025 ocorreu, em especial, pelo trânsito em julgado de decisão judicial favorável à Petrobras.	1.394	1.298
Total de processos de natureza ambiental	1.394	1.298

20.3.2. RMNR - Remuneração mínima por nível e regime de trabalho

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida aos empregados, baseada no nível salarial, regime e condição de trabalho e localização geográfica. Essa política de remuneração foi criada e implantada pela Petrobras em 2007 por meio de negociação coletiva com representantes sindicais, e aprovada em assembleias dos empregados, sendo a fórmula de cálculo do complemento dessa remuneração mínima adotada pela Companhia posteriormente questionada judicialmente por empregados e Sindicatos.

O Supremo Tribunal Federal (STF) reconheceu, em março de 2024, que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes. O TST publicou, em maio de 2025, acórdão da decisão que seguiu o posicionamento do STF, revogando seu posicionamento anterior.

Diante da uniformização do entendimento judicial no TST, a Companhia passou a classificar os processos coletivos de RMNR com a expectativa de perda remota. Paralelamente, o Judiciário encerrou diversos processos com decisões favoráveis à Companhia, o que ocasionou a redução do passivo. Em 2025, a redução de valor em perda possível de US\$ 5.547 (R\$ 30.521 milhões) se deve, principalmente, ao encerramento definitivo, com decisão favorável à Companhia, de ação coletiva da base sindical do Norte Fluminense.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de provisões para processos judiciais referentes a RMNR é de US\$ 1 (US\$ 88 em 31 de dezembro de 2024), enquanto os passivos contingentes totalizam US\$ 6 (US\$ 4.934 em 31 de dezembro de 2024).

20.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

20.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Roterdã, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras. A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores.

Em 26 de maio de 2021, a Corte Distrital de Roterdã decidiu que a ação coletiva deveria prosseguir e que a cláusula de arbitragem do Estatuto Social da Petrobras não impede que acionistas da Companhia tenham acesso ao Poder Judiciário holandês e tenham seus interesses representados pela Fundação. Não obstante, estão excluídos do escopo da ação os interesses dos investidores que já tenham iniciado arbitragem contra a Petrobras ou que sejam partes em processos judiciais nos quais tenha sido reconhecida de forma definitiva a aplicabilidade da cláusula de arbitragem.

Em 30 de outubro de 2024, após a manifestação das partes sobre a prova técnica, a Corte Distrital de Roterdã proferiu sentença, na qual acolheu amplamente os argumentos da Petrobras com relação aos pedidos apresentados em favor dos acionistas da Companhia e considerou que: i) de acordo com a legislação brasileira, todos os danos alegados pela Fundação se qualificam como indiretos e não são passíveis de ressarcimento; e ii) de acordo com a legislação argentina, os acionistas não podem, em princípio, pleitear indenização da Companhia pelos danos alegados pela Fundação, e a Fundação não demonstrou que representa um número suficiente de investidores que poderiam, em tese, apresentar tal pedido.

Dessa forma, a Corte Distrital de Roterdã rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resultou na rejeição de todos os pedidos formulados em favor de acionistas. Com relação a determinados detentores de bonds, o Tribunal considerou que a Petrobras e a PGF agiram ilegalmente sob a legislação de Luxemburgo, enquanto a PGF agiu ilegalmente no que tange à legislação holandesa.

Além disso, a Corte Distrital de Roterdã confirmou os seguintes pontos da decisão divulgada ao mercado em 26 de julho de 2023: i) rejeição das alegações contra a PIBBV, POG BV e os ex-Presidentes da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster e José Sérgio Gabrielli de Azevedo; ii) prescrição de pedidos formulados de acordo com a legislação espanhola.

A Petrobras, a Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e seus recursos estão pendentes de julgamento.

Mesmo em relação aos detentores de bonds, a Fundação não pode pedir indenização no âmbito da ação coletiva, o que dependerá não apenas de um resultado final favorável aos interesses dos investidores na própria ação coletiva, mas também do ajuizamento de ações posteriores por ou em nome dos investidores pela própria Fundação, oportunidade em que a Petrobras e a PGF poderão oferecer todas as defesas já apresentadas na ação coletiva e outras que julgar cabíveis, inclusive em relação à ocorrência e à quantificação de eventuais danos, que deverão ser provados pelos eventuais beneficiários da decisão ou pela Fundação. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: o escopo da cláusula compromissória do Estatuto da Petrobras, a jurisdição do Poder Judiciário holandês, o escopo do acordo que encerrou a Class Action nos Estados Unidos, a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as várias leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, as análises periciais, o cronograma a ser definido pela Corte de apelação de Haia e as decisões judiciais sobre questões-chave do processo, os possíveis recursos, inclusive perante a Suprema Corte, bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória nesta ação coletiva.

A Companhia, com suporte nas avaliações de seus assessores, considera que não há elementos indicativos suficientes para a qualificação do universo dos potenciais beneficiários de uma eventual decisão definitiva desfavorável aos interesses da Petrobras, tampouco para a quantificação dos danos supostamente indenizáveis.

Assim, não é possível prever no momento se a Companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, porque essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de projetar uma estimativa confiável da potencial perda resultante dessa ação. Não obstante, a Petrobras continua a negar as alegações da Fundação, em relação às quais foi considerada vítima por todas as autoridades brasileiras, inclusive o STF.

A Petrobras e as suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e continuarão se defendendo firmemente.

20.4.2.Arbitragem e outros processos judiciais na Argentina

Na arbitragem da Argentina, na qual se discute a responsabilização da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras no país, em razão dos desdobramentos da chamada Operação Lava Jato, o recurso apresentado pela Consumidores Damnificados Asociación Civil, antes denominada Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação"), teve seguimento negado. A Associação apresentou novo recurso à Suprema Corte argentina, o qual também foi negado, tendo a arbitragem sido enviada ao Tribunal Arbitral. A Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta arbitragem.

Em paralelo a tal arbitragem, a Associação também iniciou uma ação coletiva perante a Corte Civil e Comercial de Buenos Aires, na Argentina, tendo a Petrobras comparecido espontaneamente em 10 de abril de 2023, no âmbito da qual alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda do valor de mercado dos valores mobiliários da Petrobras na Argentina, em decorrência de alegações formuladas no âmbito da Operação Lava Jato e seus reflexos nas demonstrações financeiras da Companhia anteriores a 2015. A Petrobras apresentou sua defesa em 30 de agosto de 2023. A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e se defenderá das acusações formuladas pela autora da ação coletiva. A Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesta ação.

Quanto à ação penal na Argentina relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015, em 03 de setembro de 2025, o Juízo de primeira instância reconheceu a prescrição da ação penal e determinou o seu arquivamento. A sentença de extinção da ação penal foi proferida após a decisão do Tribunal de Apelações em 03 de abril de 2025, que revogou a decisão anterior de processamento da Petrobras e o embargo cautelar anteriormente ordenado. Em 02 de março de 2026, a segunda instância da Justiça argentina rejeitou o recurso da Associação contra a sentença de extinção da ação penal. Esta decisão é recorrível.

Em relação à outra ação penal, por alegado descumprimento da obrigação de publicar como “fato relevante” no mercado argentino que existia uma ação coletiva movida por Consumidores Damnificados Asociación Civil perante a Corte Comercial, em 25 de março de 2025, a 1ª instância da Justiça argentina encerrou a ação por considerar que não havia fato relevante que devesse ser informado nos termos da legislação local. Como não houve recurso, a decisão transitou em julgado.

20.4.3. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”)

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas (“EIG”) ajuizaram em maio de 2016 contra a Petrobras, perante a Corte Distrital Colúmbia, Estados Unidos, ação para reaver os prejuízos relacionados ao seu investimento na Sete Brasil Participações S.A.

Em 7 de março de 2025, a Petrobras e a EIG celebraram acordo para encerrar o litígio entre as partes. Nos termos do acordo, a Petrobras pagou à EIG o montante de US\$ 283, ao passo que a EIG requereu o encerramento da ação em trâmite na Corte Distrital de Colúmbia e o cancelamento da medida cautelar de bloqueio de ativos da Petrobras obtidos na Holanda, não havendo quaisquer disputas judiciais entre as partes a respeito do tema. Adicionalmente, a EIG renunciou a qualquer direito relacionado à disputa.

O acordo não constituiu reconhecimento de culpa ou de prática de atos irregulares pela Petrobras e atendeu aos melhores interesses da Companhia e de seus acionistas, tendo em vista as peculiaridades da legislação norte-americana, aplicável ao julgamento da causa, bem como o estágio processual e as características de litígios nas Cortes Federais dos Estados Unidos.

20.5. Arbitragens propostas por Acionistas Minoritários no Brasil

A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM), vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Seis destas arbitragens foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da Companhia, pretendia ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a Companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos relacionados às investigações da chamada Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que envolvem fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, além de análises de peritos.

As pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a Companhia não possui elementos que permitam produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho dos casos remanescentes, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

Essas arbitragens encontram-se em fases distintas de tramitação.

Em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, foi proferida, em 26 de maio de 2020, sentença parcial que reconheceu, genericamente, a responsabilidade da Companhia, mas não determinou o pagamento de valores pela Petrobras. Contra essas decisões a Petrobras ingressou, em 20 de julho de 2020, com ação judicial para anulação da sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença, reconhecendo as graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. No momento, aguarda-se a lavratura do acórdão após o julgamento das apelações então interpostas. O processo judicial ainda se encontra pendente de decisão final e sujeito a recursos. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça.

Em 11 de setembro de 2024, na arbitragem que pretendia ser coletiva, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras, extinguindo a referida arbitragem, sem resolução de mérito, por ilegitimidade ativa da autora para agir como substituta processual. A arbitragem é confidencial, tendo transitado em julgado em 29 de novembro de 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Por sua vez, em 9 de janeiro de 2025, em outra dessas arbitragens instaurada por diversos investidores estrangeiros, foi proferida sentença arbitral final, favorável à Petrobras. A sentença julgou improcedente o pedido, acolhendo uma das teses de defesa apresentada pela Petrobras, ao reconhecer que, com base no direito brasileiro, não existe permissivo legal que autorize os investidores a propor ação de indenização contra a Companhia por danos indiretos, como aqueles relacionados à desvalorização do valor de ações. Essa arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso.

A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

Prática contábil para provisões para processos judiciais, administrativos e arbitrais, passivos contingentes e ativos contingentes

A Companhia reconhece provisões para perdas em processos judiciais, administrativos e arbitrais nos casos em que as avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e julgamentos da Administração consideram ser mais provável que ocorra uma obrigação presente do que não e as demais condições para o reconhecimento de uma provisão sejam atendidas, incluindo o desembolso de caixa futuro.

Os passivos contingentes com expectativa de perda provável que não podem ter seu valor mensurado e aqueles com expectativa de perda possível são divulgados em notas explicativas, considerando as melhores informações disponíveis até a data da divulgação.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for provável e os valores forem materiais. Caso a entrada de benefícios econômicos seja praticamente certa, o que, em geral, considera o trânsito em julgado, e cujo valor seja possível de ser mensurado com segurança, o ativo relacionado deixa de ser um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

21. Provisões para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão para desmantelamento por área de produção:

	31.12.2025	31.12.2024
Terra	675	493
Águas rasas	8.106	7.266
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	12.748	12.071
Pré-sal	6.984	6.373
Total	28.513	26.203
Circulante	2.950	1.696
Não circulante	25.563	24.507

A movimentação da provisão para desmantelamento de áreas é apresentada a seguir:

	2025	2024
Saldo inicial	26.203	23.202
Revisão de provisão	(610)	9.373
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	97	(407)
Utilização das provisões	(1.763)	(1.464)
Atualização de juros	1.295	970
Outros	(14)	27
Ajuste de conversão	3.305	(5.498)
Saldo final	28.513	26.203

A redução no saldo total da provisão no ano de 2025 decorre, principalmente, da: (i) valorização do real frente ao dólar, com impacto nas estimativas dos custos em dólar; (ii) revisão das tarifas das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; e (iii) aumento da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,66% a.a. (4,56% em 2024).

A utilização da provisão em 2025, no valor de US\$ 1.763, aumentou em relação a 2024 (US\$ 1.464), em função de maiores realizações de descomissionamentos, principalmente nos campos de Guaricema e Piranema, que estão em processo de devolução junto à ANP.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	31.12.2025
Provisão para desmantelamento	2.950	2.410	2.059	1.835	1.506	17.752	28.513

O efeito de uma mudança na taxa de desconto (premissa-chave) pode ocasionar variações materiais na provisão, conforme abaixo:

Sensibilidades em relação à taxa de desconto (1)	Reflexo na provisão para desmantelamento	Reflexo no valor contábil dos ativos	Reflexo em outras despesas operacionais
Aumento de 0,5 ponto percentual	(1.739)	(1.574)	(165)
Redução de 0,5 ponto percentual	1.914	1.747	167

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

Prática contábil para desmantelamento de áreas

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após a declaração de comercialidade do campo de produção de óleo e gás. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem incertezas significativas, conforme nota explicativa 4.6.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Quando a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, que não pode exceder o seu valor contábil. A parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais, assim como a contrapartida dos campos de produção de óleo e gás em processo de devolução.

22. Outros ativos e passivos

Ativo	Item	31.12.2025	31.12.2024
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	685	750
Operações com derivativos	(b)	102	29
Ativos relativos a parcerias de negócio	(c)	275	378
Outros		146	278
		1.208	1.435
Circulante		895	1.189
Não circulante		313	246

Passivo	Item	31.12.2025	31.12.2024
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(d)	938	914
Retenções contratuais	(e)	923	611
Adiantamentos de clientes	(f)	317	270
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(g)	506	681
Impostos e contribuições	(h)	324	301
Dividendos não reclamados	(i)	187	276
Operações com derivativos	(b)	131	129
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(j)	157	130
Credores diversos		142	99
Outros		421	414
		4.046	3.825
Circulante		2.331	2.205
Não circulante		1.715	1.620

As referências a seguir detalham a natureza das operações que compõem os saldos de outros ativos e passivos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos financeiros e de commodities contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados às operações dos desinvestimentos na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).
- b) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.
- c) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.
- d) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a serem realizadas ao comprador, referente a parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos campos de petróleo.
- e) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.
- f) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.
- g) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.
- h) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 18.
- i) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 32.
- j) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030.

Prática contábil para outros ativos e passivos

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. As obrigações estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ⁽¹⁾	Ativos em construção ⁽²⁾	Gastos c/exploração e desenv. ⁽³⁾	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de Janeiro de 2025	2.485	45.807	24.384	35.921	27.688	136.285
Custo	3.895	96.963	30.321	67.357	42.366	240.902
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.410)	(51.156)	(5.937)	(31.436)	(14.678)	(104.617)
Adições	41	209	17.391	164	13.527	31.332
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	(68)	-	(68)
Juros capitalizados	-	-	2.044	-	-	2.044
Baixas	(1)	(43)	(570)	(108)	(38)	(760)
Transferências ⁽⁵⁾	(395)	7.368	(9.044)	3.860	1	1.790
Transferências para ativos mantidos para venda	-	1	-	(45)	-	(44)
Depreciação, amortização e depleção	(93)	(5.732)	-	(4.913)	(7.646)	(18.384)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(3)	(764)	(452)	(374)	(257)	(1.850)
<i>Impairment</i> - reversão (nota explicativa 25)	32	84	233	2	13	364
Ajuste de conversão	326	5.732	3.134	4.455	3.684	17.331
Saldo em 31 de dezembro de 2025	2.392	52.662	37.120	38.894	36.972	168.040
Custo	4.417	116.063	42.752	77.977	58.273	299.482
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(2.025)	(63.401)	(5.632)	(39.083)	(21.301)	(131.442)
Saldo em 1º de Janeiro de 2024	2.687	58.409	21.516	40.432	30.380	153.424
Custo	4.634	118.173	31.467	74.809	44.829	273.912
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.947)	(59.764)	(9.951)	(34.377)	(14.449)	(120.488)
Adições	21	381	15.203	102	10.492	26.199
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	-	-	-	6.393	-	6.393
Juros capitalizados	-	-	1.558	-	-	1.558
Baixas	(8)	(53)	(300)	(9)	(66)	(436)
Transferências ⁽⁵⁾	482	5.126	(7.641)	2.592	10	569
Transferências para ativos mantidos para venda	-	20	(5)	(402)	69	(318)
Depreciação, amortização e depleção	(78)	(4.963)	-	(3.699)	(6.213)	(14.953)
" <i>Impairment</i> " - constituição (nota explicativa 25)	(2)	(439)	(324)	(864)	(45)	(1.674)
" <i>Impairment</i> " - reversão (nota explicativa 25)	4	140	11	19	13	187
Ajuste de conversão	(621)	(12.814)	(5.634)	(8.643)	(6.952)	(34.664)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.485	45.807	24.384	35.921	27.688	136.285
Custo	3.895	96.963	30.321	67.357	42.366	240.902
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado ⁽⁴⁾	(1.410)	(51.156)	(5.937)	(31.436)	(14.678)	(104.617)

(1) Composto por plataformas de produção, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos e outras instalações de operação, armazenagem e produção, incluindo equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás depreciados pelo método das unidades produzidas.

(2) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 13.

(3) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados à exploração e produção, exceto ativos classificados em "Equipamentos e outros bens".

(4) No caso dos terrenos e ativos em construção, refere-se apenas às perdas por *impairment*.

(5) Inclui principalmente transferências entre tipos de ativos e transferências de adiantamentos a fornecedores.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As adições em ativos em construção, em 2025, devem-se, principalmente, aos investimentos em desenvolvimento da produção dos campos de Búzios, Bacia de Santos, da Bacia do Espírito Santo e da Bacia de Campos. Já as adições em direito de uso referem-se principalmente ao FPSO Almirante Tamandaré no campo de Búzios, FPSO Alexandre de Gusmão no campo de Mero, sondas para operações de E&P e prorrogação do contrato de afretamento do FPSO Cidade Angra dos Reis no campo de Tupi, tendo o respectivo reflexo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 31).

23.2. Tempo de vida útil estimada

O tempo de vida útil dos ativos depreciados são demonstrados a seguir:

Ativo	Tempo de vida útil médio ponderado em anos
Edificações e benfeitorias	38 (entre 25 e 50)
Equipamentos e outros bens	23 (entre 1 e 31) - exceto ativos pelo método de unidade produzida
Gastos com exploração e desenvolvimento	Método de unidade produzida ou 20 anos
Direitos de uso	15 (entre 1 e 50)

A abertura por tempo de vida útil estimada das edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens é a seguinte:

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro de 2025
até 5 anos	6.446	(5.020)	1.426
6 - 10 anos	8.884	(6.318)	2.566
11 - 15 anos	5.024	(3.091)	1.933
16 - 20 anos	29.954	(20.607)	9.347
21 - 25 anos	29.866	(10.844)	19.022
25 - 30 anos	11.812	(5.124)	6.688
30 anos em diante	5.385	(2.538)	2.847
Método da Unidade Produzida	22.905	(11.835)	11.070
Total	120.276	(65.377)	54.899
Edificações e benfeitorias	4.213	(1.976)	2.237
Equipamentos e outros bens	116.063	(63.401)	52.662

23.3. Direitos de Uso

O quadro a seguir demonstra a abertura por tipo de ativo e por cláusulas de reajuste com possíveis impactos na depreciação e *impairment* acumulado, conforme a seguir:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Total
Custo	28.617	26.632	3.024	58.273
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(6.692)	(13.593)	(1.016)	(21.301)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(10.917)	(281)	(11.198)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(6.692)	(1.174)	-	(7.866)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(1.502)	(735)	(2.237)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	21.925	13.039	2.008	36.972
Custo	22.484	17.542	2.340	42.366
Depreciação e <i>impairment</i> acumulado	(4.712)	(9.216)	(750)	(14.678)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(7.489)	(121)	(7.610)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(4.712)	(731)	-	(5.443)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(996)	(629)	(1.625)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	17.772	8.326	1.590	27.688

Prática contábil para imobilizado

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e os sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros sobre empréstimos diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos são capitalizados como parte dos custos desses ativos.

No caso de recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, os encargos financeiros são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento.

A Companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que são revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

23.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Em 2025, a Petrobras não realizou a devolução de campos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em 2024, o campo de Cachalote foi devolvido à ANP. A Companhia baixou este campo por *Impairment* integral.

Em 2023, foram devolvidos à ANP os seguintes campos de petróleo e gás: Atum, Curimã, Espada e Xaréu, na Bacia de Campos.

23.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 7,21% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 (7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões ⁽¹⁾	Software	Ágio (goodwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2025	1.697	538	20	2.255
Custo	1.750	1.663	20	3.433
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(53)	(1.125)	–	(1.178)
Adições	28	283	–	311
Juros capitalizados	–	12	–	12
Baixas	(19)	(1)	–	(20)
Transferências	7	3	(1)	9
Amortização	(4)	(150)	–	(154)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(164)	–	–	(164)
Ajuste de conversão	205	66	3	274
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.750	751	22	2.523
Custo	1.984	2.134	22	4.140
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(234)	(1.383)	–	(1.617)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	
Saldo em 1º de janeiro de 2024	2.425	592	25	3.042
Custo	2.489	1.891	25	4.405
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(64)	(1.299)	–	(1.363)
Adições	24	201	–	225
Juros capitalizados	–	12	–	12
Baixas	(18)	(2)	–	(20)
Transferências	–	7	–	7
Amortização	(4)	(130)	–	(134)
<i>Impairment</i> - constituição (nota explicativa 25)	(224)	–	–	(224)
Ajuste de conversão	(506)	(142)	(5)	(653)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.697	538	20	2.255
Custo	1.750	1.663	20	3.433
Amortização e <i>impairment</i> acumulado	(53)	(1.125)	–	(1.178)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida ⁽²⁾	5	Indefinida	

(1) Composto principalmente por bônus de assinatura, pagos em contratos de concessão e de partilha de produção para exploração de petróleo ou gás natural, além de concessões de serviços públicos, marcas e patentes e outros.

(2) Composto principalmente por ativos com vida útil indefinida cuja avaliação é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

Blocos na bacia de Pelotas - 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão

Em 17 de junho de 2025, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 10 blocos na Bacia Foz do Amazonas e 3 blocos na Bacia de Pelotas, no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP, pelo valor pago de US\$ 25. Mais informações sobre os contratos celebrados em parcerias, vide nota explicativa 27.

24.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2025, foi aprovada a devolução de 2 blocos exploratórios, ES-M-596 e C-M-753, localizados na Bacia do Espírito Santo e na Bacia de Campos, respectivamente, resultando na baixa contábil no valor de US\$ 37. Em 2024, foram aprovadas a devolução de 5 blocos exploratórios, resultando na baixa contábil dos respectivos ativos. São eles: ES-M-598 e ES-M-673, localizados na Bacia do Espírito Santo; PAR-T-175, na Bacia do Paraná, que totalizam US\$ 19; além dos blocos C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, conforme nota explicativa 25.

Mais informações na nota explicativa 26, sobre atividades de exploração e avaliação de reservas de petróleo e gás.

Prática contábil para intangível

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

O valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado de forma parcial caso, no momento da definição da viabilidade técnica e comercial do primeiro campo de um bloco, haja atividades exploratórias em execução em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área. Desta forma, o valor reclassificado tem por base a proporção entre o volume de óleo e gás esperado (*oil in place* - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os eventuais reservatórios da área.

Caso as atividades exploratórias nas áreas remanescentes não resultem em viabilidades técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e acrescido ao valor do bônus de assinatura vinculado a localidade que foi anteriormente avaliada como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

Demonstração de Resultado	2025	2024	2023
Reversão (perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(1.519)	(1.531)	(2.680)
Ativos exploratórios	(208)	(224)	(364)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	5	13	(2)
Efeito líquido no resultado	(1.722)	(1.742)	(3.046)
Constituição	(2.174)	(1.955)	(3.307)
Reversão	452	213	261
Balanco Patrimonial	2025	2024	2023
Imobilizado	(1.486)	(1.487)	(2.783)
Intangível	(164)	(224)	(364)
Ativos mantidos para venda	(75)	(32)	103
Investimentos	3	1	(2)
Efeito líquido no balanço patrimonial	(1.722)	(1.742)	(3.046)

A Companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existe um indicativo de desvalorização ou de reversão de perdas por *impairment* reconhecidas em exercícios anteriores.

Em 27 de novembro de 2025, a Administração concluiu e aprovou seu PN 2026-2030, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas de óleo e gás.

25.1. Imobilizado e intangível

Ativo ou UGC, por natureza ⁽¹⁾	Valor contábil líquido	Valor recuperável ⁽²⁾	(Perda) / Reversão ⁽³⁾	Segmento	Comentários
2025					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	13.299	11.810	(1.607)	E&P	Ver item (a1)
Ativos do Complexo de Energias Boaventura	1.069	1.388	328	RTC	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	218	–	(208)	E&P	Ver item (d1)
Outros			(163)	Diversos	
Total			(1.650)		
2024					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	7.998	7.000	(1.129)	E&P	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	414	–	(421)	RTC	Ver item (c1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	200	–	(224)	E&P	Ver item (d2)
Outros			63	Diversos	
Total			(1.711)		
2023					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	8.332	6.108	(2.217)	E&P	Ver item (a3)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	943	455	(486)	RTC	Ver item (c2)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás (diversas UGCs)	371	–	(364)	E&P	Ver item (d3)
Outros			(80)	Diversos	
Total			(3.147)		

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões no período.

(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos mantidos para venda ou quando indicado, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

(3) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas por desvalorização e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de *impairment* limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "(Perda) Reversão" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a Companhia considerou as seguintes projeções:

- Vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da Companhia;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- Taxa de desconto que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital - WACC*) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico, nos casos de projetos postergados por extenso período, ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As projeções de fluxo de caixa utilizadas para mensurar o valor em uso das UGCs, em 31 de dezembro de 2025, foram baseadas principalmente nas seguintes premissas atualizadas para os preços médios do Brent e para as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano:

Em 31 de dezembro de 2025, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano de Negócios 2026-2030	2026	2027	2028	2029	2030	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	63	70	70	70	70	70
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,79	5,67	5,59	5,52	5,46	5,19

Em 31 de dezembro de 2024, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano de Negócios 2025-2029	2025	2026	2027	2028	2029	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	83	77	74	71	68	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,00	4,92	4,87	4,83	4,79	4,64

Em 31 de dezembro de 2023, os preços médios do Brent e as taxas médias de câmbio do real brasileiro em relação ao dólar norte-americano utilizados foram:

Plano Estratégico 2024-2028	2024	2025	2026	2027	2028	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	80	78	75	73	70	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$	5,05	5,04	5,03	4,98	4,90	4,65

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes que resultaram nas principais perdas/reversões de perdas nos valores recuperáveis foram:

Setor	31.12.2025	31.12.2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,3% p.a.	7,6% p.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	8,1% p.a.	7,7% p.a.

Em 2025 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da Companhia:

- Reingresso do 2º trem de refino da RNEST à UGC Ativos de refino e logística devido à assinatura dos principais contratos para construção das unidades de coqueamento retardado e de hidrotratamento do diesel visando à sua entrada em operação;
- Retorno das unidades de fertilizantes Fafen BA e Fafen SE à Petrobras, após rescisão do contrato de arrendamento com antigo arrendatário, em maio de 2025, e retomada das atividades em setembro de 2025. No novo modelo de negócio, as unidades passam a ter interdependência operacional e de gestão, com geração de caixa unificada, resultando na criação da UGC Fafens;
- Ingresso do Complexo de Energias Boaventura - Utilidades e do Complexo de Energias Boaventura - Refino à UGC Ativos de refino e logística, em função da assinatura dos contratos de serviço para execução das obras visando à sua conclusão;
- Extinção dos campos de Lamarão, Mandacaru e Raia Pintada devido às anexações aos campos de Massapê, Araçás e Raia Manta, respectivamente;
- Exclusão do campo de Colpa Caranda da UGC PEB-E&P devido à aprovação de sua devolução definitiva.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 4.2.2. As premissas-chave e as definições de UGC envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2025

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 1.611, predominantemente nas UGCs Marlim Sul (US\$ 726), Roncador (US\$ 541) e Polo Barracuda e Caratinga (US\$ 82), em função, principalmente, da desvalorização do câmbio da data-base de dezembro de 2025 sobre os fluxos de caixa em dólares e do impacto negativo no fluxo de caixa projetado, devido, principalmente, à postergação do início de produção de projetos e à parada de produção de plataforma.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2024

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 1.129, relacionadas, principalmente, às UGCs de: (i) Roncador (US\$ 366) e Polo Barracuda e Caratinga (US\$ 204), em função, principalmente, da revisão dos gastos para abandono, bem como pela redução nas previsões de eficiência de plataformas e desempenho de poços para o Polo Barracuda e Caratinga, impactando negativamente as curvas de produção dos campos; e (ii) Urugua/Tambaú (US\$ 497), em razão do cancelamento do processo de desinvestimento e da inexistência de curvas de produção associadas ao PN 2025-2029.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2023

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de US\$ 2.217, predominantemente no campo de Roncador (US\$ 2.004), devido à revisão da curva de produção, no PE 2024-2028, em função do desempenho recente abaixo do esperado dos poços do campo identificado ao longo de 2023, seja pela interrupção da produção de alguns poços ou declínio acelerado devido ao aumento do percentual de água em outros casos.

b1) Complexo de Energias Boaventura - 2025

As avaliações dos ativos de refino e das utilidades do Complexo de Energias Boaventura foram efetuadas após a aprovação do projeto, em agosto de 2025, e assinatura dos principais contratos para execução das obras necessárias à conclusão e integração dos referidos ativos à Refinaria Duque de Caxias (Reduc) e, consequentemente, ao parque de refino e logística da Petrobras.

Na avaliação desses ativos foram reconhecidas reversões de perdas por desvalorização no montante de US\$ 323 nas UGCs Complexo de Energias Boaventura – Refino e Utilidades, considerando, principalmente, o valor justo dos ativos de refino, líquido de despesas de venda, com classificação no nível 3 da hierarquia e estimado com base em técnica de valor presente, adotando a taxa de desconto de 8,1%. A partir de então, os ativos de refino e os ativos das utilidades do Complexo de Energias Boaventura ingressaram na UGC dos ativos de refino e logística e seus valores recuperáveis passaram a ser testados nesse conjunto.

c1) 2º trem de refino da RNEST – 2024

Perdas por desvalorização no montante de US\$ 421, em função do aumento das estimativas de investimentos e de gastos operacionais associados ao PN 2025-2029.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2023

Perdas por desvalorização no montante de US\$ 486, principalmente em função de: (i) reavaliação do Projeto RNEST, com revisão do escopo do projeto de infraestrutura logística, impactando no aumento dos investimentos necessários para a implantação do 2º Trem; e (ii) revisão das premissas do PE 2024-2028, resultando no incremento dos custos operacionais.

d1) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2025

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de US\$ 208, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

d2) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2024

As avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, e, consequentemente, no reconhecimento de perdas de US\$ 224. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024.

d3) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2023

Nossas avaliações realizadas em ativos exploratórios indicaram redução dos valores recuperáveis dos ativos relacionados aos blocos C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função da não economicidade dos projetos concebidos para fins de eventual desenvolvimento da produção, resultando no reconhecimento de perdas no valor de US\$ 364. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

25.1.1. Análise de sensibilidade dos testes de impairment

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas, entre outros fatores, ao preço médio do Brent e às taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor em uso.

Num exercício de sensibilidade do cálculo do valor recuperável dos ativos do segmento E&P Brasil, foram simulados os seguintes cenários de perda ou reversão de perdas:

a) Variação de 10% nos preços do Brent utilizados para cálculo do valor recuperável, impactando a projeção da receita bruta, das participações governamentais e dos tributos sobre o lucro relacionados a esses itens; e

b) Alteração de 1 ponto percentual na taxa de desconto utilizada.

Em ambos os cenários, todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável foram mantidos inalterados. Os resultados são os seguintes:

Item	Cenário	Efeito no impairment	Valor
Brent	Aumento de 10% no preço do Brent	Reversão de perda	1.827
	Redução de 10% no preço do Brent	Perda adicional	(2.569)
Taxa de desconto	Redução de 1 p.p. na taxa de desconto	Reversão de perda	552
	Aumento de 1 p.p. na taxa de desconto	Perda adicional	(590)

Adicionalmente, abaixo é demonstrada sensibilidade sobre as UGCs que apresentaram valores recuperáveis estimados próximos aos seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Sensibilidade
Ativo próximo ao seu valor recuperável com potencial de <i>impairment</i>				
UGC Marlim Leste e Polo Tartaruga Verde	E&P	4.445	4.173	(272)
		4.445	4.173	(272)

As simulações utilizadas acima não são consideradas pela Companhia como as melhores estimativas para determinar impactos esperados sobre o valor recuperável e a perda de recuperabilidade, tampouco os impactos estimados nas receitas brutas ou no lucro líquido.

Prática contábil para impairment de ativo imobilizado ou intangível

A avaliação sobre a recuperabilidade dos ativos imobilizado e intangível é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.2.2 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da Companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), têm a recuperação do seu valor testada pelo menos anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, regularmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a Companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Ativo ou UGC, por natureza ⁽¹⁾	Valor contábil líquido antes do teste de impairment	Valor recuperável ⁽²⁾	(Perda) / Reversão ⁽³⁾	Segmento
2025				
Campos de produção de óleo e gás	576	539	(37)	E&P
Outros			(38)	Diversos
Total			(75)	
2024				
Campos de produção de óleo e gás	44	–	(44)	E&P
Outros			12	Diversos
Total			(32)	
2023				
Campos de produção de óleo e gás	230	334	102	E&P
Outros			1	Diversos
Total			103	

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupos de ativos que sofreram perdas por impairment ou reversões.

(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.

Em 2025, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente em função do Polo Cherne, devido ao acidente ocorrido na plataforma PCH-1, no segundo trimestre de 2025, gerando perdas de US\$ 57.

Em 2024, o montante de perdas líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado é principalmente relativo ao Polo Pescada, em função da revisão dos gastos para abandono e recuperação de área

Em 2023, o montante de reversões líquidas em ativos mantidos para venda reconhecido no resultado foi de US\$ 103, predominantemente pela aprovação da venda do Polo Uruguá (US\$ 102), avaliado a valor justo.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 29.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

Prática contábil sobre investimento em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é, exceto quando especificamente indicado, o valor em uso proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Estas atividades abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾	2025	2024
Imobilizado		
Saldo inicial	1.475	1.512
Adições	1.071	338
Baixas	(7)	(27)
Transferências	(97)	(3)
Ajustes acumulados de conversão	175	(345)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(190)	-
Saldo final	2.427	1.475
Intangível		
Saldo inicial	1.609	2.313
Adições	44	20
Baixas	(19)	(19)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(164)	(224)
Ajustes acumulados de conversão	194	(481)
Saldo final	1.664	1.609
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	4.091	3.084

(1) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

As adições ocorridas no ativo imobilizado no exercício de 2025 estão relacionadas, principalmente, à perfuração de poços, associados às áreas exploratórias de ARAM, Búzios e BM-S-24, na Bacia de Santos, Norte de Brava, Albacora, Sudoeste de Tartaruga Verde e Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos, e FZA-M-59 na Foz do Amazonas.

Em 2025, o reconhecimento de perdas no imobilizado (US\$ 190) refere-se principalmente a poços na Colômbia e São Thomé e Príncipe, de empresas do grupo PIB BV, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos.

No Intangível houve reconhecimento de perdas (US\$ 164) pela avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-753 e C-M-789, localizados na Bacia de Campos, com a consequente redução de seus valores recuperáveis (em 2024, o reconhecimento de perdas (US\$ 224) refere-se aos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos). Maiores detalhes na nota explicativa 25.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados a seguir

	2025	2024	2023
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas com geologia e geofísica	(781)	(412)	(566)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(427)	(482)	(421)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(1)	(5)	12
Outras despesas exploratórias	(8)	(14)	(7)
Total das despesas	(1.217)	(913)	(982)
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	789	426	573
Investimentos	1.154	582	672
Total do caixa utilizado	1.943	1.008	1.245

Prática contábil sobre atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Custos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás, até o momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 24, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos, instalações e demais custos necessários para identificação das viabilidades técnica e comercial são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas à área ou ao bloco exploratório. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração do poço é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados, se o volume de reservas descobertos justificar sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e das viabilidades técnica e comercial do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 26.1 sobre tempo de capitalização;
- Uma comissão interna de executivos técnicos da Companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal pela comissão interna de executivos técnicos; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área com reservas provadas (técnica e economicamente viável) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2025	2024
Custos de prospecção capitalizados até um ano	771	311
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.656	1.164
Saldo final	2.427	1.475
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	20	18

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Valores capitalizados	Número de poços
2024	240	4
2023	243	2
2022	181	2
2021	40	1
2020 e anos anteriores	952	16
Saldo Total	1.656	25

(1) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Os custos de poços exploratórios que foram capitalizados por um período maior que um ano desde a conclusão da perfuração referem-se a 20 projetos que compreendem 25 poços, são compostos por (i) US\$ 1.472 de poços em áreas nas quais houve perfuração em andamento ou atividades de perfuração firmemente planejadas para o curto prazo e para as quais um plano de avaliação foi submetido à aprovação da ANP; e (ii) US\$ 184 referem-se aos custos incorridos para avaliar a viabilidade técnica e comercial necessária para a decisão sobre o desenvolvimento da produção e sobre a definição de reservas provadas.

26.2. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de US\$ 1.410 (US\$ 1.250 em 31 de dezembro de 2024) para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, os quais encontram-se líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US\$ 1.358 (US\$ 1.239 em 31 de dezembro de 2024) correspondem ao penhor da capacidade de produção futura de petróleo dos campos de Marlim e Búzios que já se encontram na fase de produção, e US\$ 52 (US\$ 11 em 31 de dezembro de 2024) referem-se a garantias bancárias.

27. Consórcios (parcerias) em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia detém participação em 110 consórcios envolvendo 34 empresas parceiras, sendo a a Petrobras operadora em 72 deles. Em 2024 a Companhia possuía participação em 95 consórcios e 34 empresas parceiras, atuando como operadora em 64 consórcios.

As parcerias constituídas no Brasil, em 2025, são relativas ao 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, sendo:

- 10 contratos na bacia da Foz do Amazonas, com 50% de participação da Petrobras e 50% da Exxon, sendo a Petrobras operadora em 5 deles; e
- 3 contratos na bacia de Pelotas, com a Petrobras atuando como operadora com 70% de participação e 30% da Galp (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.1 – Intangível).

Adicionalmente, a Petrobras atuará como não operadora em dois novos consórcios no exterior: em São Tomé e Príncipe, por meio da aquisição de 27,5% de participação no Bloco 4, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP; e na África do Sul, por meio da aquisição de 10% de participação no bloco DWOB, em consórcio com a TotalEnergies, a QatarEnergy e a Sezigyn Pty.

Em 2024, foram formadas 29 novas parcerias com a Petrobras como operadora, relativas ao 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, na Bacia de Pelotas, sendo:

- 26 contratos com 70% de participação da Petrobras e 30% da Shell; e
- 3 contratos com 50% de participação da Petrobras, 30% da Shell e 20 % da CNOOC.

No exterior, foram constituídas três novas parcerias em São Tomé e Príncipe com a Petrobras atuando como não operadora, por meio da aquisição de participação de 45% nos Blocos 10 e 13 e de 25% no Bloco 11, em parceria com a Shell, a Galp e a ANP-STP.

A atuação em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação nos principais campos onde a Petrobras atua como operadora na parceria:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2025 (mboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	672	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	594	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC - 10%	244	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	76	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	67	Concessão
Berbigão ⁽¹⁾	Pré Sal Bacia de Santos	42,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5% Petrogal - 10%	51	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,5%	Shell - 25% TotalEnergies - 22.5%	32	Partilha
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,0%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	26	Partilha
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50,0%	Petronas - 50%	19	Concessão
Sépia Leste	Pré Sal Bacia de Santos	80%	Petrogal - 20%	18	Concessão
Total				1.799	

(1) Os volumes de produção informados consideram os campos Berbigão e Sururu unificados, a partir de fevereiro de 2025, em conformidade com decisão proferida pela ANP. Ressalte-se, contudo, que tal decisão é objeto de contestação em procedimento arbitral em curso (vide nota explicativa 20.3).

Prática contábil para operações conjuntas

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados a essas parcerias são registrados nas demonstrações financeiras de forma individual, observando as políticas contábeis específicas aplicáveis e refletindo a parcela dos direitos e obrigações contratuais que cabe à Companhia.

27.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras em consórcios de E&P, que envolvem processos de equalização de gastos e volumes de produção, principalmente relacionados aos campos de Agulhinha, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Pré-Sal de Jubarte, Sapinhoá, Sururu e Tupi.

A Companhia mantém estimativa dos valores associados aos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

	2025	2024
Saldo inicial	577	462
Adições (baixas) no Ativo	(220)	230
Pagamentos realizados	(285)	(1)
Outras despesas (receitas) operacionais	241	16
Ajuste de conversão	96	(130)
Saldo final	409	577

A movimentação no exercício reflete a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Acordos concluídos em 2025

a) Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte

Em maio de 2025, foi submetido à ANP o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada do Pré-Sal de Jubarte, localizada na Bacia de Campos, abrangendo as áreas de Campo de Jubarte, áreas não contratadas da União e do Campo de Argonauta. Em julho de 2025, a ANP aprovou o AIP, com vigência a partir de 1º de agosto de 2025. As participações de cada parte na jazida compartilhada de Jubarte passam a ser:

- Campo de Jubarte (Petrobras) - 97,25%;
- Áreas não contratadas (União, representada pela PPSA) - 1,89%; e
- Campo de Argonauta (Shell, ONGC e Brava) - 0,86%.

Essa atualização resultou em uma baixa de US\$ 325 no ativo e uma perda de US\$ 753 no resultado do exercício, reconhecida em Outras receitas (despesas) operacionais.

Em outubro de 2025, o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) entre a Petrobras e a PPSA foi formalmente assinado, com a respectiva liquidação financeira realizada pela Petrobras, no montante de US\$ 285.

O processo de equalização entre a Petrobras e os parceiros do Campo de Argonauta permanece em andamento.

b) Redeterminação da Jazida Compartilhada de Tupi

Em 12 de novembro de 2025, a ANP aprovou termo aditivo da Jazida Compartilhada de Tupi, na Bacia de Santos, com vigência a partir de 1º de dezembro, abrangendo as áreas do Campo de Tupi, Campo de Sul de Tupi e áreas não contratadas da União.

Com o aditivo, decorrente da conclusão do processo da primeira redeterminação, a parcela de participação da Petrobras na Jazida cresceu de 67,216% para 67,457%. As participações de cada parte passam a ser:

- Petrobras - 67,457%;
- Shell - 22,65%;
- Petrogal - 9,06%; e
- União representada pela PPSA - 0,833%.

Essa redeterminação resultou em um aumento de US\$ 130 no ativo imobilizado e um ganho de US\$ 537 no resultado do exercício, reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais. O processo de equalização entre a Petrobras, empresas parceiras e PPSA encontra-se em fase de negociação.

Prática contábil para individualização da produção

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade (jazida compartilhada) e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes, que consistirá na diferença entre os gastos efetivamente incorridos por cada parte até a data de referência e aqueles que deveriam ter sido incorridos por cada parte caso já vigorassem, nesse período, as participações estabelecidas pelo AIP na jazida compartilhada.

No momento da celebração do AIP, caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a Companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação. A provisão terá como contrapartida um aumento ou redução do ativo imobilizado, de receitas e/ou despesas, de acordo com a natureza dos eventos a serem ressarcidos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

28. Investimentos

28.1. Investimentos diretos em controladas, subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligada

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Receita Líquida de Vendas ⁽¹⁾	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas							
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	42.613	63.714	3.848	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	2.246	1.077	189	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&E BC	100,00	100,00	335	152	1	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	–	229	(80)	Brasil
Termomacaé S.A.	G&E BC	100,00	100,00	11	55	8	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e	100,00	100,00	–	1	–	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	G&E BC	98,85	98,85	–	60	10	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&E BC	100,00	100,00	–	50	(5)	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativo e	99,15	99,15	–	24	5	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e	72,00	49,00	14	3	2	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	G&E BC	100,00	100,00	31	13	8	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&E BC	51,00	51,00	266	63	80	Brasil
Petrobras Bioeconomia FIDC IS	Corporativo e	49,01	49,01	–	21	2	Brasil
Associação Petrobras de Saúde - APS (2)	Corporativo e	93,47	93,47	988	144	12	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	57	47	13	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	–	202	(22)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	–	35	30	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	–	(39)	(47)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&E BC	20,00	20,00	–	13	(1)	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	–	22	4	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	–	–	–	Brasil
Coligadas							
Braskem S.A. (3)	RTC	36,15	47,03	–	(642)	72	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&E BC	20,00	20,00	–	101	34	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	–	–	–	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	G&E BC	30,00	30,00	–	–	–	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	G&E BC	25,00	25,00	–	3	1	Brasil

(1) A receita de vendas se refere ao país sede das companhias. Em relação a PIBBV, a composição da receita líquida de vendas é de: 52% na Holanda, 27% nos Estados Unidos e 21% em Singapura.

(2) A APS tem natureza de associação civil sem fins lucrativos, tendo por objetivo a realização de atividades assistenciais de saúde, e está sendo consolidada nas demonstrações financeiras da Petrobras.

(3) Informações relativas a 30.09.2025, últimas disponibilizadas ao mercado.

A Petrobras International Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de bonds e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de trading e de exploração e produção de petróleo (MP Gulf of Mexico, LLC);
- Petrobras Singapore Private Limited. - PSPL (100%, sediada em Singapura), que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL); e

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda), que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), todas sediadas na Holanda e constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil, além de participação na Petrobras Frade Inversiones SA - PFISA (100%). com o mesmo propósito das holandesas, porém sediada no Uruguai. Além das atividades de aluguel de equipamentos, a empresa atua no segmento de E&P através de suas sucursais em São Thomé e Príncipe e África do Sul. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, as empresas BJOOS BV, Agri BV e Libra BV foram liquidadas no exercício de 2025 e, no momento, a companhia está considerando a liquidação da Guará BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, a depender da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação da TUPI BV e Iara BV.

Em 27 de novembro de 2025, a companhia aprovou a incorporação da totalidade das ações de emissão da Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG pela subsidiária Petrobras Transporte S.A. - TRANSPETRO.

28.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2024	Aportes de capital	Reorgani- zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi- dendos	Saldo em 31.12.2025
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo	481	4	-	107	1	-	(129)	464
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	298	-	-	58	(1)	-	(65)	290
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	163	-	-	37	1	-	(52)	149
Demais empresas	20	4	-	12	1	-	(12)	25
Coligadas	175	6	(4)	(159)	(175)	246	(6)	83
Outros investimentos	3	-	-	-	-	-	-	3
Total dos investimentos	659	10	(4)	(52)	(174)	246	(135)	550

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorgani-zação, redução de capital e outros	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Divi-dendos	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em	481	13	-	125	(4)	-	(134)	481
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	340	-	-	75	1	-	(118)	298
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	119	-	-	60	1	-	(17)	163
Demais empresas	22	13	-	(10)	(6)	-	1	20
Coligadas	873	9	(12)	(752)	323	(261)	(5)	175
Outros investimentos	4	-	-	-	(1)	-	-	3
Total dos investimentos	1.358	22	(12)	(627)	318	(261)	(139)	659

28.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)			Valor justo
	31.12.2025	31.12.2024	Tipo	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	1,47	1,95	312	415
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	1,43	1,87	109	142
						421	557

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

28.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de US\$ 326 (US\$ 244 em 2024), sendo, principalmente, US\$ 279 do FIDC (US\$ 201 em 2024) e US\$ 31 da TBG (US\$ 30 em 2024).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	FIDC	TBG
--	------	-----

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2025	2024	2025	2024
Ativo circulante	11.189	14.839	128	156
Imobilizado	–	–	265	246
Outros ativos não circulantes	–	–	4	4
	11.189	14.839	397	406
Passivo circulante	–	13	151	159
Passivo não circulante	–	–	182	186
Patrimônio líquido	11.189	14.826	64	61
	11.189	14.839	397	406
Receita operacional líquida	–	–	266	313
Lucro líquido do exercício	1.545	1.317	81	85
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(725)	203	(47)	(51)

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados (“FIDC-NP”) é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios “performados” e/ou “não performados” de operações realizadas pelas empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia–Brasil, e controlada da Petrobras, que possui 51% de participação nesta Companhia.

28.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A Companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2025				2024			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas ⁽¹⁾	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas ⁽¹⁾
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo circulante	268	488	224	4.882	345	400	271	6.102
Ativo realizável a longo prazo	267	–	36	3.580	242	6	22	3.365
Imobilizado	495	1.750	397	6.961	418	1.808	305	6.594
Outros ativos não circulantes	15	1	–	1.302	29	–	–	1.267
	1.045	2.239	657	16.725	1.034	2.214	598	17.328
Passivo circulante	268	346	133	4.110	284	315	99	4.554
Passivo não circulante	538	381	87	12.400	498	425	19	12.641
Patrimônio líquido	233	1.221	437	150	246	1.176	480	43
Participação dos acionistas não controladores	6	291	–	65	6	298	–	90
	1.045	2.239	657	16.725	1.034	2.214	598	17.328
Receita operacional líquida	798	692	203	9.840	786	1.124	149	14.430
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(35)	276	107	29	(25)	481	208	(2.119)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil para investimentos**Base de consolidação**

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas, operações em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucros não realizados oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos em outras empresas

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Lucros ou prejuízos, ativos e passivos relacionados a *joint ventures* e coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial.

Combinação de negócios

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

29. Venda de ativos e outras operações

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

	31.12.2025	31.12.2024
	E&P	Total
Ativos classificados como mantidos para venda		
Imobilizado ⁽¹⁾	25	510
Total	25	510
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda		
Provisão para desmantelamento de áreas ⁽¹⁾	103	713
Total	103	713

(1) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, a redução está relacionada à venda dos campos de Chérne e Bagre, conforme nota explicativa 29.1.

29.1. Vendas concluídas até 31 de dezembro de 2025

Em agosto de 2025, a Petrobras concluiu a venda da totalidade de sua participação nos campos de Chérne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Campos, para a Perenco Petróleo e Gás Ltda.

A operação foi concluída com o recebimento de US\$ 9, valor que se soma a US\$ 1 recebidos na data de assinatura do contrato, em abril de 2024. O ganho de US\$ 2 foi reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias".

Estes campos tiveram sua produção interrompida em março de 2020, e as respectivas instalações de produção estão hibernadas desde então. O acordo de transferência destes ativos para a Perenco prevê ajustes de compensação a serem pagos pela Petrobras relativos às condições de conservação do ativo, buscando a retomada da produção pelo novo operador, configurando alternativa ao seu descomissionamento, deixando de ser uma obrigação da Petrobras.

Prática contábil para ativos e passivos mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses da aprovação. No entanto, a classificação inicial pode ser mantida nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos pela companhia com o descomissionamento decorrentes do processo de venda de ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

29.2. Ativos contingentes em vendas de ativos e outras operações

Algumas vendas de ativos e acordos celebrados pela Companhia preveem recebimentos condicionados a cláusulas contratuais, especialmente relacionadas à variação do Brent nas operações relativas a ativos de E&P.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As operações que podem gerar reconhecimento de ganho, registrado em outras receitas operacionais, estão apresentadas a seguir:

	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação	Ativo reconhecido em 2025	Ativo reconhecido em exercícios anteriores	Valor de ativos contingentes em 31.12.2025
Vendas					
Excedentes da Cessão Onerosa					
Sépia e Atapu ⁽¹⁾	Abr/2022	5.263	242	1.272	3.744
Vendas em exercícios anteriores					
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	–	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	55	303	292
Campo de Baúna	Nov/2020	285	18	253	14
Polo Cricaré	Dez/2021	118	–	106	12
Polo Peroá	Ago/2022	43	16	10	17
Papa-Terra	Dez/2022	90	22	32	36
Albacora Leste	Jan/2023	250	–	225	25
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	–	33	33
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	–	20	40
Total		6.887	353	2.312	4.217

(1) O valor registrado em outras receitas operacionais considera ajuste a valor presente (nota explicativa 6). Em dezembro de 2025, considerando que a faixa de preço médio do Brent não atingiu o limite máximo estabelecido acima de US\$ 70/bbl, o valor estimado da operação foi reduzido para US\$ 5.258.

Sépia e Atapu

Em 2022, a Petrobras assinou Acordos de Individualização da Produção (AIPs), para os campos de Sépia e Atapu, vinculados à 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa. No campo de Sépia, o consórcio é composto pelas empresas TotalEnergies EP Brasil Ltda (28%), Petronas Petróleo Brasil Ltda. (21%) e QP Brasil Ltda. (21%). Já no campo de Atapu, a parceria inclui a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%) e a TotalEnergies EP Brasil Ltda (22,5%).

Além dos valores anteriormente recebidos pela Petrobras decorrentes da assinatura dos AIPs, são esperadas compensações complementares (earnout), entre os anos de 2022 e 2032, nos períodos em que o preço do petróleo Brent ultrapassar uma média anual de US\$ 40/bbl, limitada a US\$ 70/bbl, conforme a Portaria do Ministério de Minas e Energia do Brasil nº 08/2021.

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

No País	31.12.2025	31.12.2024
Mercado bancário	4.514	2.828
Mercado de capitais	3.017	2.225
Bancos de fomento ⁽¹⁾	532	508
Outros financiamentos	3	2
Total	8.066	5.563
No Exterior		
Mercado bancário	3.081	3.691
Mercado de capitais	13.983	12.265
Agência de crédito à exportação	1.189	1.508
Outros financiamentos	122	135
Total	18.375	17.599
Total de financiamentos	26.441	23.162
Circulante	2.186	2.566
Não circulante	24.255	20.596

(1) Inclui BNDES.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2025	31.12.2024
Financiamentos de curto prazo	20	10
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	1.616	2.132
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	550	424
Circulante	2.186	2.566

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por US\$ 13.418 em *global notes*, emitidos no exterior pela PGF, além de US\$ 2.058 em debêntures e US\$ 898 em notas comerciais escriturais, ambas emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os *global notes* possuem vencimentos entre 2027 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares e libras, 93% e 7%, do total de *global notes*, respectivamente.

As debêntures e notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2045, não exigem garantias e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

30.2. Movimentação

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.563	17.599	23.162
Captações	2.218	3.102	5.320
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(729)	(2.545)	(3.274)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(704)	(1.132)	(1.836)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	882	1.194	2.076
Variações monetárias e cambiais	51	(44)	7
Ajuste acumulado de conversão	785	201	986
Saldo em 31 de dezembro de 2025	8.066	18.375	26.441

	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro 2023	6.090	22.711	28.801
Captações	1.132	997	2.129
Amortizações de principal ⁽¹⁾	(526)	(6.045)	(6.571)
Amortizações de juros ⁽¹⁾	(418)	(1.505)	(1.923)
Encargos incorridos no período ⁽²⁾	483	1.498	1.981
Variações monetárias e cambiais	177	508	685
Ajuste acumulado de conversão	(1.375)	(565)	(1.940)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.563	17.599	23.162

(1) Inclui pré-pagamentos.

(2) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

30.3. Reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	2025			2024		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	5.320	(3.274)	(1.836)	2.129	(6.571)	(1.923)
Reestruturação de dívida	–	(6)	–	–	10	–
Depósitos vinculados ⁽¹⁾	–	(46)	–	–	25	5
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	5.320	(3.326)	(1.836)	2.129	(6.536)	(1.918)

(1) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas a financiamentos captados junto ao China Development Bank, com liquidações semestrais em junho e dezembro.

Em 2025, a Companhia:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

- liquidou o total de US\$ 5.162, sendo: (i) US\$ 3.081 no mercado bancário, incluindo o pré-pagamento de US\$ 610 em empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) US\$ 1.526 no mercado de capitais, destacando-se a recompra e o resgate de US\$ 457 em títulos no mercado de capitais internacional; (iii) US\$ 409 nas agências de crédito à exportação; (iv) US\$ 99 nos bancos de fomento; e (v) US\$ 47 nas demais operações; e
- captou US\$ 5.320, destacando-se: (i) no mercado de capitais internacional (*global notes*), no valor de US\$ 1.962 com vencimento em 2030 e 2036; (ii) captações no mercado bancário nacional, no valor de US\$ 1.686; (iii) captações no mercado bancário internacional no valor de US\$ 1.122 e (iv) na oferta pública de debêntures, no valor de US\$ 516, com vencimento em 2035, 2040 e 2045.

30.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total ⁽¹⁾	Valor justo ⁽⁴⁾
Financiamentos em Dólares:	1.447	2.000	1.563	709	2.036	8.874	16.629	16.630
Indexados a taxas flutuantes ⁽²⁾	1.165	1.321	523	144	699	220	4.072	
Indexados a taxas fixas	282	679	1.040	565	1.337	8.654	12.557	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Dólares	6,3%	6,0%	5,7%	6,1%	6,2%	6,6%	6,4%	
Financiamentos em Reais:	671	147	138	962	635	5.203	7.756	7.248
Indexados a taxas flutuantes ⁽³⁾	285	34	34	34	528	4.754	5.669	
Indexados a taxas fixas	386	113	104	928	107	449	2.087	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Reais	10,1%	9,3%	9,6%	9,9%	10,4%	8,1%	9,3%	
Financiamentos em Euro:	21	–	105	26	52	361	565	562
Indexados a taxas fixas	21	–	105	26	52	361	565	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Euro	4,6%	0,0%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,7%	
Financiamentos em Libras:	41	–	–	396	–	556	993	988
Indexados a taxas fixas	41	–	–	396	–	556	993	
Taxa média a.a. dos Financiamentos em Libras	6,1%	0,0%	0,0%	6,1%	0,0%	6,6%	6,3%	
Financiamentos em Renmimbi	6	5	5	5	477	–	498	479
Indexados a taxas flutuantes	6	5	5	5	477	–	498	
Taxa média dos Financiamentos em Renmimbi	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	0,0%	3,1%	
Total em 31 de dezembro de 2025	2.186	2.152	1.811	2.098	3.200	14.994	26.441	25.907
Taxa média dos financiamentos ⁽⁴⁾	7,3%	6,8%	6,8%	7,1%	7,2%	6,6%	6,7%	

(1) Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 11,70 anos (12,52 anos em 31 de dezembro de 2024).

(2) Operações com indexador variável + spread fixo.

(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

(4) Em 31 de dezembro de 2024, o valor justo total é de US\$ 22.213 e a taxa média ao ano é de 6,8%.

Em 31 de dezembro de 2025, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US\$ 13.390 (US\$ 11.174, em 31 de dezembro de 2024); e

Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de US\$ 12.517 (US\$ 11.039, em 31 de dezembro de 2024).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.1.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	31.12.2025	31.12.2024
Principal	1.663	2.187	1.904	2.141	3.283	15.396	26.574	23.473
Juros	1.952	1.790	1.623	1.576	1.401	14.343	22.686	20.388
Total ⁽¹⁾	3.615	3.977	3.527	3.717	4.684	29.739	49.260	43.861

(1) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 31.

30.5. Linhas de crédito

						31.12.2025
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo em 31.12.2025
No exterior						
PGT BV ⁽¹⁾	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2028	4.111	–	4.111
PGT BV ⁽²⁾	Sindicato de Bancos	08/07/2025	16/11/2028	1.060	–	1.060
Total				5.171	–	5.171
No país						
Petrobras	Bradesco	22/12/2025	22/11/2030	273	–	273
Petrobras	Banco Itaú	30/07/2025	31/07/2030	273	–	273
Petrobras ⁽³⁾	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030	636	–	636
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029	727	–	727
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	60	–	60
Total				1.969	–	1.969

(1) Em 08 de julho de 2025, o saldo da linha foi alterado de US\$ 5.000 para US\$ 4.111.

(2) Em 08 de julho de 2025 foi cancelada a linha de US\$ 2.050 e contratada a nova linha de US\$ 1.060.

(3) Em 3 de abril de 2025, foi feito um novo aditamento que aumentou o montante da linha de crédito de US\$ 363 (R\$ 2 bilhões) para US\$ 636 (R\$ 3,5 bilhões).

30.6. Covenants e Garantias

30.6.1. Covenants

A companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos;

Adicionalmente, existem outras obrigações não financeiras que a companhia cumpre: (i) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (ii) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (iii) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao *Office of Foreign Assets Control* – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

Em 31 de dezembro de 2025, não ocorreram inadimplências (*default*), quebra de *covenants* (*breaches*) ou alterações em cláusulas que resultassem na alteração dos termos de pagamentos de contratos de empréstimos e financiamentos.

Se a companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima, ou for incapaz de remediar, ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplência ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplência", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

30.6.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petrobras. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Tais contratos representam 7,4% do total dos financiamentos, com destaque para contrato obtido junto ao China Development Bank (CDB), conforme nota explicativa 34.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Os títulos globais emitidos pela Companhia no mercado de capitais, por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. – PGF, não possuem garantias reais. Entretanto, a Petrobras garante esses títulos de forma plena, incondicional e irrevogável.

Prática contábil para financiamentos

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado, quando da modificação não substancial dos seus termos, e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do exercício. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do exercício.

31. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.484	31.665	37.149
Remensuração / Novos contratos	3.019	9.575	12.594
Pagamentos do principal e juros	(2.669)	(6.740)	(9.409)
Encargos incorridos no período	491	2.192	2.683
Variações monetárias e cambiais	(342)	(3.956)	(4.298)
Ajuste de conversão	663	3.970	4.633
Saldo em 31 de dezembro de 2025	6.646	36.706	43.352
Circulante			10.037
Não Circulante			33.315

	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	6.792	27.007	33.799
Remensuração / Novos contratos	1.589	8.128	9.717
Pagamentos do principal e juros	(2.649)	(5.192)	(7.841)
Encargos incorridos no período	529	1.765	2.294
Variações monetárias e cambiais	716	6.986	7.702
Ajuste de conversão	(1.493)	(7.068)	(8.561)
Transferências	-	39	39
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.484	31.665	37.149
Circulante			8.542
Não Circulante			28.607

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total ⁽²⁾	Impostos a Recuperar ⁽²⁾
Sem Reajuste								
Embarcações	5.235	3.577	1.846	679	321	1.731	13.389	272
Outros	215	185	138	97	55	28	718	60
Com Reajuste - Exterior ⁽¹⁾								
Embarcações	396	394	207	67	24	7	1.095	–
Plataformas	3.373	2.939	2.851	2.829	2.711	30.205	44.908	–
Com Reajuste - País								
Embarcações	765	513	335	125	2	34	1.774	140
Imóveis	134	173	149	109	97	1.246	1.908	28
Outros	248	213	145	102	106	41	855	63
Valor nominal em 31 de dezembro de 2025	10.366	7.994	5.671	4.008	3.316	33.292	64.647	563

(1) Contratos firmados em dólares.

(2) Em 31 de dezembro de 2024, o montante do Fluxo de pagamento - Futuro Nominal é de US\$ 55.117 e dos Impostos a recuperar é de US\$ 509.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95% do passivo de arrendamento.

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente ⁽¹⁾	Taxa Desconto (% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2025	31.12.2024
Sem Reajuste					
Embarcações	4,9995	4,4	272	12.038	9.875
Outros	5,2721	3,7	60	652	440
Com Reajuste - Exterior					
Plataformas	6,4614	18,4	–	26.612	23.292
Embarcações	5,3131	2,9	–	1.015	964
Com Reajuste - País					
Embarcações	12,9138	2,6	140	1.510	1.313
Imóveis	8,1450	24,8	28	839	734
Outros	11,6808	4,1	63	686	531
Total	6,0250	14,6	563	43.352	37.149

(1) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como prazo ajustado pela duration do respectivo

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano reconhecidos como despesa:

	31.12.2025	31.12.2024
Pagamentos variáveis	1.083	1.035
Prazo inferior a 1 ano	13	96
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	11%	13%

Em 31 de dezembro de 2025, o valor nominal de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de US\$ 20.356 (US\$ 65.034 em 31 de dezembro de 2024).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.3.

Prática contábil para arrendamentos

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas.

Os fluxos de pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da Companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da Companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 33.3.1).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto com empresas parceiras onde a Companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a Companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Em situações de utilização de ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da Companhia, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

32. Patrimônio Líquido

32.1. Capital realizado

Em 31 de dezembro de 2025, o capital subscrito e integralizado no valor de US\$ 107.101 está representado por 7.442.454.142 ações, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, distribuídas da seguinte forma:

	31.12.2025	31.12.2024
Ordinárias	7.442.231.382	7.442.454.142
Preferenciais	5.446.501.379	5.602.042.788
Total de ações subscritas e integralizadas	12.888.732.761	13.044.496.930

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento do total de 155.764.169 ações em tesouraria, sem redução do capital social. Os efeitos do cancelamento das ações no patrimônio líquido foram refletidos nas reservas de capital (US\$ 2) e de retenção de lucros (US\$ 1.116), em contrapartida à conta de ações em tesouraria.

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária (AGO) aprovou a proposta de atualização do Estatuto Social da companhia para refletir a nova quantidade de ações.

32.2. Reserva de capital

A reserva de capital é composta por ações em tesouraria de propriedade da Petrobras. Em 2025, o saldo dessa reserva foi utilizado para cancelamento de ações (US\$ 1 em 31 de dezembro de 2024).

32.3. Transações de capital

32.3.1. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

32.3.2. Ações em tesouraria

Em 29 de janeiro de 2025, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento da totalidade das ações em tesouraria, sem redução do capital social, conforme nota 32.1.

Em 31 de dezembro de 2024, as ações mantidas em tesouraria, no montante de US\$ 1.118, eram representadas por 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais.

32.4. Outros resultados abrangentes

A composição dos outros resultados abrangentes é detalhada a seguir:

	2025	2024
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	(15.728)	(12.975)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(681)	(927)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações	(13.845)	(20.360)
Ajustes de conversão em investidas	(75.027)	(75.208)
Total	(105.281)	(109.470)

32.5. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

32.5.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

	Legal ⁽¹⁾	Custeio dos programas de P&D ⁽²⁾	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2024	12.846	3.397	8.428	1.998	43.038	2.934	72.641
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	-	-	(4.244)	-	-	(2.934)	(7.178)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	130	-	-	130
Dividendos	-	-	(4.184)	-	(1.440)	1.477	(4.147)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	12.846	3.397	-	2.128	41.598	1.477	61.446
Saldos em 1º de janeiro de 2025	12.846	3.397	-	2.128	41.598	1.477	61.446
Cancelamento das ações em tesouraria	-	-	-	-	(1.116)	-	(1.116)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2025	-	-	-	-	-	(1.477)	(1.477)
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	148	12.132	-	12.280
Dividendos	-	-	-	-	-	1.467	1.467
Saldos em 31 de dezembro de 2025	12.846	3.397	-	2.276	52.614	1.467	72.600

(1) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite legal.

(2) Em 2025 não ocorreu destinação pois o saldo da reserva alcançou o limite estatutário.

Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações, até o limite de 20% do capital social. A reserva somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

Reservas estatutárias

De acordo com o Estatuto Social, a constituição das reservas estatutárias previstas abaixo deverá ser considerada na proposta para distribuição de lucros, observada a seguinte ordem de prioridade:

- Reserva de custeio dos programas de P&D: constituída mediante a apropriação do lucro líquido equivalente a 0,5% do capital social, até o limite de 5% do capital social, e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.
- Reserva de remuneração do capital: poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo desta reserva é referente ao incentivo de subvenção para investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

32.5.2. Remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos, juros sobre o capital próprio (JCP) e recompra de ações com base nos limites definidos em lei, no estatuto social e na política de remuneração aos acionistas da Companhia.

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a Companhia não auferir lucro.

As ações preferenciais participam na distribuição dos dividendos, de forma não cumulativa, em igualdade de condições com as ações ordinárias, quando o valor a ser distribuído superar o percentual mínimo estabelecido em estatuto para as ações preferenciais.

a) Política de Remuneração aos Acionistas

A política de remuneração aos acionistas, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de julho de 2023, define os seguintes parâmetros para distribuição de dividendos:

- remuneração mínima anual de US\$ 4 bilhões para exercícios em que o preço médio do Brent for superior a US\$ 40/bbl, a qual poderá ser distribuída independente do seu nível de endividamento, desde que observados os princípios previstos na política. Essa remuneração será equivalente para as ações ordinárias e as ações preferenciais, desde que supere o valor mínimo para as ações preferenciais previsto no estatuto social da Companhia;
- em caso de dívida bruta igual ou inferior ao nível máximo de endividamento definido no plano estratégico em vigor (US\$ 75 bilhões no PE 2026-2030) e de resultado positivo acumulado, a serem verificados no último resultado trimestral apurado e aprovado pelo Conselho de Administração, a Companhia deverá distribuir aos seus acionistas 45% do fluxo de caixa livre, correspondente ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societária, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US\$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da Companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da Companhia do respectivo trimestre;
- eventuais valores relativos às recompras de ações realizadas pela Companhia, apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado de cada período, serão deduzidos do valor resultante da fórmula aplicada a cada trimestre;
- a Companhia poderá, em casos excepcionais, realizar a distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da Companhia seja preservada;
- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e
- a Companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da Companhia.

b) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

Para o exercício de 2025, a remuneração proposta aos acionistas da Petrobras foi de US\$ 7.507, a ser realizada com base na política de remuneração aos acionistas, considerando 45% do fluxo de caixa livre (ambos calculados em reais), conforme a seguir:

	2025	2024
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP)	7.507	13.076
Recompra de ações ⁽¹⁾	-	381
Total da remuneração aos acionistas	7.507	13.457

(1) Exclui custos de transação.

c) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2025

Em 2025, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de de US\$ 5.922 (R\$ 32.535 milhões), equivalente a US\$ 0,4595 (R\$ 2,5243) por ação preferencial e ordinária em circulação, com base no resultado do período de janeiro a setembro de 2025, conforme tabela a seguir:

	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação (ON e PN)	Valor
Dividendos e JCP - 1º trimestre de 2025	12.05.2025	02.06.2025	0,1600	2.062
Dividendos e JCP - 2º trimestre de 2025	07.08.2025	21.08.2025	0,1230	1.585
Dividendos e JCP - 3º trimestre de 2025	06.11.2025	22.12.2025	0,1765	2.275
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			0,4595	5.922
Atualização monetária das antecipações pela Selic ⁽¹⁾			0,0092	118
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			0,4687	6.040

(1) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2025.

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2025, no valor de US\$ 118, conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2025.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2025 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de US\$ 1.364. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme previsto na legislação aplicável.

d) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2025

A proposta de dividendos do exercício de 2025 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2026, no montante de US\$ 7.507 (US\$ 0,5814 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 4.967, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 2.539 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está de acordo com a política de remuneração aos acionistas.

Em 27 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.270/2025, que estabelece a incidência do Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) à alíquota de 10% sobre os dividendos distribuídos a uma pessoa física domiciliada no Brasil, quando ultrapassarem R\$ 50 mil no mês. A alíquota de 10% também incide sobre dividendos distribuídos ao exterior à pessoa física ou jurídica, independentemente do valor, exceto em situações específicas estabelecidas na legislação. Adicionalmente, a Lei Complementar nº 224/2025 promoveu a elevação da alíquota do IRRF incidente sobre o JCP, de 15% para 17,5%. A incidência da nova tributação sobre os dividendos e da nova alíquota sobre o JCP é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2026 e a companhia está adotando as providências necessárias para garantir o atendimento à legislação.

Em 16 de abril de 2025, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2024, no montante de US\$ 13.076 (US\$ 1,0146 por ação preferencial e ordinária em circulação), a qual contemplou o dividendo mínimo obrigatório de US\$ 1.446, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de US\$ 6.006 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e US\$ 5.624 oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

e) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de dividendos a pagar no passivo circulante, no valor de US\$ 2.095, líquidos de imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre capital próprio de US\$ 136, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 6 de novembro de 2025 relativa ao terceiro trimestre de 2025. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2026 e a segunda parcela será paga em 20 de março de 2026.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do saldo de dividendos a pagar:

	2025	2024
Saldo inicial consolidado de dividendos a pagar	2.657	3.539
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	19	38
Saldo inicial de dividendos a pagar a acionistas da Petrobras	2.638	3.501
Adição por deliberação da AGO	1.477	7.178
Adição por deliberação do CA (antecipações)	5.922	11.493
Pagamento	(8.114)	(18.327)
Atualização monetária	149	385
Transferências (dividendos não reclamados)	(27)	(64)
IRRF sobre JCP e atualização monetária ⁽¹⁾	(384)	(383)
Ajuste de conversão	414	(1.145)
Saldo final	2.075	2.638
Saldo final de dividendos a pagar a acionistas não-controladores	20	19
Saldo final consolidado de dividendos a pagar	2.095	2.657

(1) Inclui IRRF US\$ 2 dos dividendos aprovados em 2024 e US\$ 367 da remuneração aprovada em 2025, bem como US\$ 15 da taxa de juros atualizada pela Selic sobre os dividendos relativos a 2024 pagos em 2025.

Os dividendos adicionais propostos, no montante de US\$ 1.467 (US\$ 0,1138 por ação em circulação), serão mantidos no patrimônio líquido até sua aprovação na AGO prevista para abril de 2026, quando serão reconhecidos como passivo, se aprovados.

32.5.3.Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras é de US\$ 187 registrado como outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21 (US\$ 276 em 31 de dezembro de 2024). O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da Companhia.

	2025	2024
Movimentação dos dividendos não reclamados		
Saldo inicial	276	337
Prescrição	(153)	(54)
Transferências (dividendos a pagar)	27	64
Ajuste de conversão	37	(71)
Saldo Final	187	276

Como a Companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de US\$ 153 foi contabilizado em contrapartida à conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido.

O quadro abaixo apresenta uma expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados, caso as pendências cadastrais não sejam regularizadas pelos acionistas da Petrobras.

	31.12.2025
Aging de prescrição dividendos não reclamados	
2026	74
2027	78
2028	35
	187

Prática contábil sobre distribuição de dividendos

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizado no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta de dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras são transferidos de dividendos a pagar para outros passivos circulantes e prescreverão em favor da Companhia dentro de 3 anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, conforme estatuto social da Petrobras, sendo reclassificados de outros passivos circulantes para lucros acumulados, no patrimônio líquido.

32.6. Resultado por ação

Por ação	2025			2024			2023		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	11.337	8.297	19.634	4.343	3.185	7.528	14.221	10.663	24.884
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.231.382	5.446.501.379	12.888.732.761	7.442.231.382	5.456.530.746	12.898.762.128	7.442.231.382	5.580.057.862	13.022.289.244
Lucro básico e diluído por ação (US\$ por ação)	1,52	1,52	1,52	0,58	0,58	0,58	1,91	1,91	1,91
Lucro básico e diluído por ADR (US\$ por ADS) ⁽¹⁾	3,04	3,04	3,04	1,16	1,16	1,16	3,82	3,82	3,82

(1) As ADS da Petrobras são equivalentes a 2 ações.

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro do exercício atribuído aos acionistas da Companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação. A variação na média ponderada da quantidade de ações em circulação é decorrente do Programa de Recompra de Ações (ações preferenciais) vigente na Companhia.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando o lucro e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude de a Petrobras não possuir ações potenciais

33. Gerenciamento de riscos financeiros

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da companhia. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

No contexto do seu processo corporativo de gestão de riscos, a Petrobras mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de mercado em determinadas ocasiões, além de designar como contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) relações entre certas obrigações em dólares e exportações futuras altamente prováveis para proteção das flutuações cambiais.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A Companhia apresenta análise de sensibilidade no horizonte de aplicação de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de *commodities*, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

Os efeitos dos instrumentos financeiros derivativos e do *hedge accounting* são demonstrados a seguir:

33.1. Resultados abrangentes

Demonstração do resultado

	Ganhos (Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício		
	2025	2024	2023
Risco Cambial			
<i>Cross-currency Swap</i> CDI x Dólar - Nota 33.3.1 (b)	65	(96)	81
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	(2.141)	(2.992)	(3.763)
Risco de taxa de juros			
<i>Swap</i> - IPCA X CDI - Nota 33.3.1 (b)	(15)	(78)	25
Reconhecido em Resultado Financeiro	(2.091)	(3.166)	(3.657)
Risco de preço (derivativos de <i>commodities</i>)			
Reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	21	42	11
Total	(2.070)	(3.124)	(3.646)

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

Outros resultados abrangentes

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício		
	2025	2024	2023
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	9.871	(12.635)	8.317
Tributos diferidos sobre o lucro	(3.356)	4.295	(2.830)
Total	6.515	(8.340)	5.487

33.2. Balanço patrimonial

	31.12.2025	31.12.2024
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(24)	(101)
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	(5)	1
Total reconhecido no balanço patrimonial	(29)	(100)
Outros ativos (nota explicativa 22)	102	29
Outros passivos (nota explicativa 22)	(131)	(129)

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2025 e representa sua exposição a riscos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Posição Patrimonial Consolidada						
	Valor nocional		Valor justo		Hierarquia do valor justo	Vencimento
	31.12.2025	31.12.2024	Posição Ativa (Passiva)	31.12.2025		
Derivativos não designados como <i>Hedge accounting</i>						
Risco cambial ⁽¹⁾						
Cross-currency swap - CDI x US\$	488	488	(85)	(105)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD)	(20)	(20)	–	–	Nível 2	2026
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	R\$ 3,008	R\$ 3,008	53	17	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados ⁽²⁾	(3.045)	(1.450)	7	(13)	Nível 1	2026
Opções - Compra/Óleo de Soja - Posição vendida ⁽³⁾	(4)	–	–	–	Nível 2	2026
Total de operações com derivativos em aberto			(25)	(101)		

(1) Valores em US\$ e R\$ representam milhões das respectivas moedas.

(2) Valor nocional em mil bbl.

(3) Valor nocional em mil toneladas.

Operações com derivativos comerciais exigem garantias, registradas em outros ativos e passivos:

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2025	31.12.2024
Derivativos de commodities	51	69

Patrimônio Líquido

	Perda acumulada em outros resultados abrangentes		
	2025	2024	2023
Hedge accounting			
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - Nota 33.3.1 (a)	(20.974)	(30.845)	(18.210)
Tributos diferidos sobre o lucro	7.129	10.485	6.190
Total	(13.845)	(20.360)	(12.020)

33.3. Risco de mercado

33.3.1. Gerenciamento de risco cambial

A Companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio spot R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo. O *hedge accounting* envolvendo exportações futuras da companhia está apresentado na nota explicativa 33.3.1(a).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos. As posições com derivativos de moeda estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) *Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia*

A Companhia utiliza o *hedge accounting* para o risco decorrente das variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção).

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2025, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa US\$ 1,00 / R\$ 5,5024, são apresentados a seguir:

Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2025

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	US\$ milhões	R\$ milhões
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R\$ x US\$	De jan/2026 a dez/2035	72.080	396.615
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$ milhões
Designação em 31 de dezembro de 2024				65.900	408.073
Novas designações, revogações e redesignações				34.537	192.239
Realização por exportações				(14.732)	(82.271)
Amortização de endividamento				(13.625)	(75.867)
Variação Cambial				-	(45.559)
Valor em 31 de dezembro de 2025				72.080	396.615
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e arrendamentos) em 31 de dezembro de 2025				93.553	514.768

Em 2025, foi reconhecido um ganho cambial de US\$ 126 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda cambial de US\$ 208 no mesmo período de 2024).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 73,2% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a variação cambial acumulada, registrada no patrimônio líquido, a ser realizada pelas exportações futuras:

	2025	2024
Saldo inicial	(30.845)	(18.210)
Reconhecido no patrimônio líquido	7.730	(15.627)
Transferido para resultado por realização	2.141	2.992
Outros resultados abrangentes	9.871	(12.635)
Saldo final	(20.974)	(30.845)

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do Plano de Negócios 2026-2030 indicaria a necessidade de reclassificação da variação cambial registrada no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2025, sem efeito tributário, é demonstrada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031 em diante	Total
Expectativa de realização	(5.773)	(5.931)	(4.066)	(3.492)	(855)	(857)	(20.974)

Prática contábil para hedge accounting

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção, o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R\$/US\$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Na contabilidade de *hedge* de fluxos de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificada para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Instrumentos financeiros derivativos não designados como hedge accounting

Em 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de *swap* de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimento em setembro de 2029.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS***(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)*

A metodologia utilizada para cálculo do valor justo desta operação de swap consiste em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato e as projeções das curvas de DI, cupom IPCA e cupom cambial, descontando a valor presente pela taxa livre de risco. As curvas são obtidas na Bloomberg com base nos contratos futuros negociados na bolsa.

Em seguida, a marcação a mercado é ajustada ao risco de crédito das instituições financeiras, que não é relevante em volume financeiro, considerando que a Companhia utiliza bancos de primeira linha.

Alterações das curvas futuras de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da Companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. Na elaboração da análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros, o choque paralelo nesta curva foi estimado em função do prazo médio de vencimento dos swaps e da metodologia sobre o horizonte de aplicação da sensibilidade, citada anteriormente, que resultou em impacto de 537 BP (basis points) na taxa de juros estimada. O efeito desta análise de sensibilidade, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, está apresentada na tabela a seguir:

Instrumento	Cenário razoavelmente possível
Swap CDI x USD	(12)

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

As análises de sensibilidade abrangem apenas a variação cambial e mantém todas as demais variáveis constantes. O cenário considerado provável é referenciado por fonte externa, boletim Focus e Thomson Reuters, com base no câmbio previsto para o fechamento do próximo ano, conforme a seguir:

- Dólar x real - valorização do real em 0,04%;
- Euro x dólar - valorização do euro em 2,07%;
- Libra x dólar - valorização da libra em 0,23%; e
- Renmimbi X dólar – valorização renmimbi em 0,89%.

O cenário razoavelmente possível possui as mesmas referências e considera a desvalorização de 20% do câmbio de fechamento do ano (risco) em relação à moeda de referência durante o período analisado à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais.

Riscos	Instrumentos	Exposição em 12.31.2025	Exposição em R\$ milhões	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Dólar / Real	Ativos	4.992	27.470	(2)	998
	Passivos	(119.307)	(656.473)	52	(23.861)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(2.687)	-	(98)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	72.080	396.615	(31)	14.416
	Total	(42.723)	(235.075)	19	(8.545)
Euro / Dólar	Ativos	1.256	6.912	26	251
	Passivos	(1.729)	(9.512)	(36)	(346)
	Total	(473)	(2.600)	(10)	(95)
Libra / Dólar	Ativos	1.008	5.544	2	202
	Passivos	(1.985)	(10.924)	(5)	(397)
	Total	(977)	(5.380)	(3)	(195)
Renmimbi / Dólar	Ativos	1	7	-	-
	Passivos	(499)	(2.743)	(4)	(100)
	Total	(498)	(2.736)	(4)	(100)
Outros ⁽¹⁾	Ativos	4	21	-	1
	Passivos	(50)	(274)	(1)	(10)
	Total	(46)	(253)	(1)	(9)
	Total	(44.717)	(246.044)	1	(8.944)

(1) Libra/real, Euro/real e Peso/dólar.

33.3.2. Gerenciamento de risco de preços – petróleo, derivados e outras commodities

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

A Companhia, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de *commodities* para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

Na análise de sensibilidade dos derivativos de *commodities*, o cenário provável utiliza referências externas à Companhia, de amplo uso no apreamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2025, e desta forma, considera-se que não há variação do resultado das operações em aberto nesse cenário. O razoavelmente possível reflete o efeito potencial no resultado das operações em aberto, considerando uma variação no preço de fechamento igual a 20%. Para simular os cenários mais desfavoráveis, a variação foi aplicada para cada grupo de produto de acordo com a posição das operações em aberto: queda de preço para posições compradas e alta para posições vendidas.

Risco	Operações	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Derivativos não designados como Hedge accounting			
Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	–	(170)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Opções	–	–
Câmbio - Desvalorização do R\$ frente ao US\$	Contratos a termo	–	(2)
		–	(172)

As posições com derivativos de *commodities* estão apresentadas na nota explicativa 33.2.

33.3.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar o risco de flutuações das taxas de juros, adotando ações estruturais que levem em consideração os impactos na exposição integrada aos riscos.

Na análise de sensibilidade de risco de taxa de juros, o cenário provável significa o valor a ser desembolsado pela Petrobras com o pagamento de juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 31 de dezembro de 2025. O valor do cenário razoavelmente possível significa o desembolso caso ocorra uma variação de 40% nessas taxas de juros, mantendo-se todas as demais variáveis constantes.

Risco	Efeito de sensibilidade no resultado	Cenário Possível
Financiamentos		
CDI	614	859
SOFR 3M ⁽¹⁾	93	124
SOFR 6M ⁽¹⁾	64	75
SOFR O/N ⁽¹⁾	44	62
IPCA	113	158
TJLP	58	81
LPR 12M ⁽²⁾	15	21
TR	5	6
	1.006	1.386

(1) Representa a Secured Overnight Financing Rate.

(2) Loan Prime Rate.

33.4. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa, para liquidar as obrigações nas datas previstas, é gerenciada pela Companhia rotineiramente. O risco de liquidez também é mitigado ao se definir parâmetros de referência para a gestão do caixa e das aplicações financeiras e ao analisar periodicamente os riscos do fluxo de caixa projetado, quantificando por meio de simulações de Monte Carlo os seus principais fatores de risco, tais como preço de petróleo, taxa de câmbio, preços internacionais de gasolina e diesel, entre outros. Dessa forma, é possível dimensionar a necessidade de disponibilidades financeiras para a continuidade operacional e a execução do seu plano de negócios.

A Administração acredita que seu capital de giro atual é suficiente para as necessidades atuais da Companhia. Caso a Companhia apresente capital de giro líquido negativo, a Administração acredita que isso não comprometerá a liquidez da Companhia, uma vez que a Petrobras mantém linhas de crédito rotativo contratadas como reserva de liquidez para serem utilizadas em cenários adversos (vide nota 30.5).

Além disso, a Companhia avalia regularmente as condições de mercado e pode realizar transações para recomprar seus próprios títulos ou os de suas subsidiárias, por meio de diversos mecanismos, incluindo ofertas públicas de aquisição, operações de recompra integral e recompras no mercado aberto, uma vez que estão alinhadas com a estratégia de gestão de passivos da Companhia, a fim de melhorar seu perfil de pagamento de dívidas e custo da dívida.

Os fluxos de caixa esperados dos financiamentos e passivo de arrendamento são apresentados nas notas explicativas 30.4,31, 19.3.4 e 21, respectivamente.

33.5. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

Em 31 de dezembro de 2025, os ativos financeiros de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras não estão vencidos e não têm evidências de perdas de crédito material. Tais ativos possuem valores justos equivalentes que não diferem significativamente de seus valores contábeis.

O efeito das avaliações do risco de crédito das contas a receber de clientes está disponível nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam as perdas de crédito esperadas.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como “grau de investimento” pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

33.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras

A qualidade do crédito destes ativos financeiros tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch, conforme a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Caixa e equivalentes de caixa		Aplicações financeiras	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Com grau de investimento - rating global	1.458	1.413	1.961	1.875
AA	338	315	1.930	876
A	1.113	1.098	31	999
BBB	7	–	–	–
Outras classificações no exterior	3.621	215	2	1.026
Com grau de investimento - rating local	1.390	1.642	766	1.944
AAA.br	1.390	1.642	766	1.944
Outras classificações no Brasil	2	1	–	–
Total	6.471	3.271	2.729	4.845

Em 31 de dezembro de 2025, o risco do Brasil é BB, o melhor nível dentro da categoria de grau especulativo, com efeito sobre a classificação de bancos brasileiros no exterior. Estes bancos formam a maior parte do saldo de Outras classificações no exterior.

Estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, possuem valores justos equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

b) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

Mais informações sobre efeito das avaliações deste risco estão disponíveis nas notas explicativas 14.2 e 14.3, que apresentam a provisão para perdas de crédito esperadas e respectiva prática contábil.

34. Partes relacionadas

A Companhia possui uma política de transações com partes relacionadas, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no estatuto social da Companhia.

Esta política orienta a Petrobras na celebração de Transações com Partes Relacionadas de forma a assegurar os interesses da Companhia, alinhada à transparência nos processos, às exigências legais e às melhores práticas de Governança Corporativa, sem conflito de interesses e em observância aos seguintes princípios: competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com: i) União, incluindo suas autarquias e fundações; ii) Fundação Petros; iii) Associação Petrobras de Saúde; iv) sociedades controladas pela Petrobras, caso haja participação no capital social da controlada por parte da União ou de suas Entidades ou de autoridade do ente público a que a Petrobras estiver vinculada ou de pessoas a ele vinculadas; v) sociedades coligadas da Petrobras; vi) sociedades controladas por coligadas da Petrobras e vii) sociedades controladas por pessoal chave da administração ou por membro próximo de sua família, são, quando estipulado, previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE).

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da Companhia pelo CAE, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo CAE e pelo Comitê de Acionistas Minoritários e deverão ser aprovadas por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros presentes do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da Companhia.

34.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A Companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	31.12.2025		31.12.2024	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	33	28	65	1
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	44	27	52	15
Subtotal	77	55	117	16
Entidades governamentais				
Tesouro Nacional - Títulos públicos federais	552	–	1.114	–
Bancos controlados pela União Federal	16.027	3.790	12.030	2.675
União Federal ⁽¹⁾	–	893	–	1.046
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	–	116	–	79
Outros	181	170	235	85
Subtotal	16.760	4.969	13.379	3.885
Petros	50	310	44	234
Total	16.887	5.334	13.540	4.135
Circulante	1.896	1.453	1.557	1.382
Não circulante	14.991	3.881	11.983	2.753

(1) Inclui valores de dividendos e arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	2025	2024	2023
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Empresas do setor petroquímico	3.025	3.505	3.402
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	40	50	57
Subtotal	3.065	3.555	3.459
Entidades governamentais			
Tesouro Nacional - Títulos públicos federais	49	145	210
Bancos controlados pela União Federal	(92)	–	(19)
Setor elétrico	–	–	233
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	–	7	15
União Federal	(40)	(112)	(124)
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(407)	(599)	(361)
Outros	(485)	(255)	(204)
Subtotal	(975)	(814)	(250)
Petros	(19)	(19)	(19)
Total - Receitas (Despesas)	2.071	2.722	3.190
Receitas, principalmente de vendas	3.045	3.536	3.450
Compras e serviços	–	15	12
Receitas e despesas operacionais	(891)	(871)	(582)
Variações monetárias e cambiais líquidas	65	(105)	(267)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(148)	147	577
Total - Receitas (Despesas)	2.071	2.722	3.190

O passivo com planos de pensão dos empregados da Companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 19.

34.2. Remuneração dos membros chave da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações mensais de empregados da Petrobras, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, relativas aos exercícios de 2025 e 2024 foram as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Controladora (em US\$ dólares)	
Remuneração do empregado	2025	2024
Menor remuneração	944	731
Remuneração média	4.986	4.249
Maior remuneração	21.386	18.194

	Controladora	
Empregados	2025	2024
Quantidade de empregados	43.199	41.778

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2025 e 2024 foram as seguintes:

	Controladora (em US\$ dólares)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	2025	2024
Menor remuneração (1)	428.174	452.163
Remuneração média (2)	592.464	615.641
Maior remuneração (3)	541.785	563.303

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025, em que o dirigente tenha atuado por 12 meses. Caso não haja membros que não se enquadrem nesta condição, deve ser considerado o menor valor pago.

(2) Corresponde ao valor total da remuneração anual, incluindo dispêndio com ex-membros, dividido pelo número de posições remuneradas (8.92), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2025 - CVM/SEP, de 27/02/2025.

As remunerações totais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Gestão e da Inovação em Serviços Públicos, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	2025			Controladora 2024		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	3,0	0,4	3,4	3,0	0,4	3,4
Encargos sociais	0,8	–	0,8	0,8	–	0,8
Previdência complementar	0,4	–	0,4	0,3	–	0,3
Remuneração variável	2,8	–	2,8	2,6	–	2,6
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,2	–	0,2	0,5	–	0,5
Remuneração total	7,2	0,4	7,6	7,2	0,4	7,6
Remuneração total - pagamento realizado ⁽¹⁾	6,0	0,4	6,4	6,4	0,4	6,8
Número de membros - média mensal	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal	8,92	9,00	17,92	9,00	8,00	17,00

(1) Inclui, em Diretoria Executiva, parcela da remuneração variável para os Administradores relativa a exercícios anteriores.

Em 2025, a despesa com a remuneração de diretores e conselheiros da Companhia totalizou US\$ 16,8 (IS\$ 14 em 2024 e US\$ 14,7 em 2023).

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem dos Comitês de Auditoria Estatutários renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e fizeram jus a uma remuneração total de US\$ 239 mil no exercício de 2025 (US\$ 283 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração acumulada foi de US\$ 416 mil (US\$ 493 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração acumulada no período foi de US\$ 544 mil (US\$ 642 mil, considerando os encargos sociais).

Em 16 de abril de 2025, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até US\$ 8,3 (R\$ 47,57 milhões) como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2025 e março de 2026.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2025, foi de US\$ 31 mil (US\$ 38 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2024, a remuneração média anual foi de US\$ 29 mil (US\$ 34 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, foi de US\$ 31 mil (US\$ 38 mil, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 4 parcelas anuais.

Em 2025, a Companhia provisionou US\$ 2,8 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2025 para os membros da Diretoria Executiva (US\$ 2,6 em 2024).

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da Companhia estabelece desde 2002 a obrigação de indenizar e manter indenidos seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da Companhia, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores, para resguardá-los das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função. A partir de 2018, o estatuto passou a prever, ainda, a possibilidade de a Petrobras celebrar contratos de indenidade, de forma a fazer frente a toda e qualquer despesa em virtude de reclamações, inquéritos, investigações e processos administrativos, arbitrais ou judiciais, no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, que visem a imputar responsabilidade por atos regulares de gestão, praticados exclusivamente no exercício das suas atividades desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a Companhia, estando os limites e a forma da defesa em processos judiciais e administrativos definidos na Política de Aplicação e Governança do Compromisso de Indenidade, aprovada pelo Conselho de Administração.

Compromisso de Indenidade	Data de aprovação (CA)	Vigência (até a AGO)	Exposição máxima
1º Compromisso	18/12/2018	2020	500
2º Compromisso	25/03/2020	2022	300
3º Compromisso	30/03/2022	2024	200
4º Compromisso	27/03/2024	2026	161

A vigência da cobertura prevista no Compromisso se inicia a partir da data de assinatura até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do quinto ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato ou a função/cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela Companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas ou a qualquer tempo em que se verificar um evento indenizável baseado em fato imprescritível.

Os Beneficiários não farão jus aos direitos de indenidade previstos no Compromisso de Indenidade quando, comprovadamente: (i) houver cobertura de apólice de seguro *Directors & Officers* (D&O) contratada pela Companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora; (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários, observado o princípio da presunção de inocência; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da Companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) houver a cobrança de valores pagos erroneamente aos membros e ex-membros da Diretoria Executiva compensados por remuneração variável atrelada a resultados financeiros, quando da retificação das demonstrações financeiras, de acordo com as regras de *Clawback* aplicadas pela *Securities and Exchange Commission* - SEC; ou (vii) se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a Companhia.

A Companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

No caso de condenação, por ato doloso ou praticado com erro grosseiro, transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da Companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irrecorrível em que se conclua pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à Companhia todos os valores despendidos pela Companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Visando a evitar a configuração de conflitos de interesses, notadamente o previsto no art. 156 da Lei 6.404/76, a Companhia contratará profissionais externos, que poderão atuar de forma individual ou conjunta, de reputação ilibada, imparcial e independente ("Terceiro Independente"), e com robusta experiência para analisar eventual pleito dos Beneficiários sobre a caracterização de Ato Regular de Gestão ou sobre as hipóteses de exclusões. Além disso, estão vedados de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de despesas os Beneficiários que estiverem pleiteando os referidos valores, em observância ao disposto no art. 156, caput da Lei 6.404/76, Lei das Sociedades por Ações.

35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2025	2024	2023
Valores pagos durante o período			
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.367	1.307	1.403
Transações que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	418	1.081	–
Arrendamentos	13.230	10.107	14.992
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	(68)	6.393	2.641
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingências	607	256	144
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	–	–	5
Earnout dos campos de Atapu e Sépia	236	268	280

35.1. Reconciliação da depreciação, depleção e amortização com a demonstração dos fluxos de caixa

	2025	2024	2023
Depreciação e depleção no Imobilizado	18.384	14.953	15.306
Amortização no Intangível	154	134	104
Depreciação capitalizada	(3.214)	(2.438)	(1.965)
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(177)	(170)	(165)
Depreciação, depleção e amortização na DFC	15.147	12.479	13.280

36. Eventos subsequentes

Recebimentos de pagamentos contingentes

Em janeiro de 2026, a companhia recebeu as parcelas de pagamentos contingentes (*earnout*) dos parceiros dos blocos Sépia e Atapu, referentes ao exercício de 2025, no montante de US\$ 309 (R\$ 1.650 milhões). Para mais informações, vide nota explicativa 29.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 do Financial Accounting Standards Board (FASB). Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A Companhia, em 31 de dezembro de 2025, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul, e África do Sul e São Tomé e Príncipe, na África. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A Companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. Na Colômbia, África do Sul e São Tomé e Príncipe, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A Companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23 e 24.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	África	Outros	Total	
31 de dezembro de 2025						
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.866	207	18	–	225	4.091
Reservas de petróleo e gás provadas	88.550	318	–	–	318	88.868
Equipamentos de suporte	127.089	596	2	1	599	127.688
Custos capitalizados brutos	219.505	1.121	20	1	1.142	220.647
Depreciação, depleção e amortização	(76.253)	(712)	–	(1)	(713)	(76.966)
Custos capitalizados, líquidos	143.252	409	20	–	429	143.681
31 de dezembro de 2024						
Reservas de petróleo e gás não provadas	2.924	160	–	–	160	3.084
Reservas de petróleo e gás provadas	75.088	284	–	–	284	75.372
Equipamentos de suporte	95.073	726	–	1	727	95.800
Custos capitalizados brutos	173.085	1.170	–	1	1.171	174.256
Depreciação, depleção e amortização	(57.940)	(815)	–	(1)	(816)	(58.756)
Custos capitalizados, líquidos	115.145	355	–	–	355	115.500
31 de dezembro de 2023						
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.764	61	–	–	61	3.825
Reservas de petróleo e gás provadas	82.396	243	–	–	243	82.639
Equipamentos de suporte	103.284	758	–	1	759	104.043
Custos capitalizados brutos	189.444	1.062	–	1	1.063	190.507
Depreciação, depleção e amortização	(63.003)	(811)	–	(1)	(812)	(63.815)
Custos capitalizados, líquidos	126.441	251	–	–	251	126.692

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado				Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior		Total		
		América do Sul	África			Total
31 de dezembro de 2025						
Aquisição de campos com reservas:						
Provadas	207	–	–	–	207	–
Não provadas	26	–	18	18	44	–
Custos de exploração	1.650	188	–	188	1.838	–
Custos de desenvolvimento	16.775	11	–	11	16.786	32
Total	18.658	199	18	217	18.875	32
31 de dezembro de 2024						
Aquisição de campos com reservas:						
Provadas	–	–	–	–	–	–
Não provadas	21	–	–	–	21	–
Custos de exploração	861	119	–	119	980	–
Custos de desenvolvimento	14.007	34	–	34	14.041	14
Total	14.889	153	–	153	15.042	14
Em 31 de dezembro de 2023						
Aquisição de campos com reservas:						
Provadas	–	–	–	–	–	–
Não provadas	146	–	–	–	146	–
Custos de exploração	862	11	–	11	873	10
Custos de desenvolvimento	10.929	53	–	53	10.982	37
Total	11.937	64	–	64	12.001	47

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025, 2024 e 2023 são apresentados na tabela a seguir. A Companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela Companhia podem não ser indicativos do preço que a Companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela Companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 do FASB – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	Consolidado					Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior			Total		
		América do Sul	América do Norte	Outros			Total
Em 31 de dezembro de 2025							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	115	113	–	4	117	232	140
Intersegmentos	59.305	–	–	–	–	59.305	–
	59.420	113	–	4	117	59.537	140
Custos de produção	(16.250)	(54)	–	(3)	(57)	(16.307)	(36)
Despesas de exploração	(1.103)	(114)	–	–	(114)	(1.217)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(11.673)	(42)	–	–	(42)	(11.715)	(40)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.848)	1	–	–	1	(1.847)	–
Outras despesas operacionais	(2.483)	(9)	55	(4)	42	(2.441)	(7)
Resultado antes dos impostos	26.063	(105)	55	(3)	(53)	26.010	57
Imposto de renda e contribuição social	(8.880)	36	1	1	38	(8.842)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	17.184	(69)	56	(2)	(16)	17.168	57
Em 31 de dezembro de 2024							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	175	133	–	–	133	308	170
Intersegmentos	60.208	–	–	–	–	60.208	–
	60.383	133	–	–	133	60.516	170
Custos de produção	(15.472)	(59)	–	–	(59)	(15.531)	(50)
Despesas de exploração	(901)	(12)	–	–	(12)	(913)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(9.248)	(44)	–	–	(44)	(9.292)	(36)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.239)	(5)	–	–	(5)	(1.244)	–
Outras despesas operacionais	(5.547)	(5)	71	(1)	65	(5.482)	(10)
Resultado antes dos impostos	27.977	8	71	(1)	77	28.054	74
Imposto de renda e contribuição social	(9.538)	(3)	2	1	–	(9.538)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	18.439	5	73	–	77	18.516	74
Em 31 de dezembro de 2023							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	631	136	–	–	136	767	159
Intersegmentos	66.113	–	–	–	–	66.113	–
	66.744	136	–	–	136	66.880	159
Custos de produção	(16.946)	(63)	–	–	(63)	(17.009)	(36)
Despesas de exploração	(981)	(1)	–	–	(1)	(982)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(10.186)	(44)	–	–	(44)	(10.230)	(26)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(2.105)	–	–	–	–	(2.105)	(75)
Outras despesas operacionais	(2.504)	(15)	(8)	(1)	(24)	(2.528)	(25)
Resultado antes dos impostos	34.023	12	(8)	(1)	3	34.026	(3)
Imposto de renda e contribuição social	(11.568)	(4)	3	1	(1)	(11.569)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	22.455	8	(5)	(1)	2	22.457	(3)

(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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2025, 2024 e 2023 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Reservas provadas para as quais há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Total
Em 01 de janeiro de 2025	9.634	2	–	9.636	13	9.649
Extensões e descobertas	–	2	–	2	2	4
Revisão de estimativas anteriores	1.317	1	–	1.317	3	1.320
Produção no ano	(843)	–	–	(843)	(2)	(845)
Reservas em 31.12.2025	10.108	4	–	10.112	16	10.128
Em 01 de janeiro de 2024	9.210	2	–	9.212	16	9.228
Extensões e descobertas	–	–	–	–	–	–
Revisão de estimativas anteriores	1.185	–	–	1.185	–	1.184
Produção no ano	(761)	–	–	(761)	(2)	(764)
Reservas em 31.12.2024	9.634	2	–	9.636	13	9.649
Em 01 de janeiro de 2023	8.908	2	–	8.910	16	8.926
Extensões e descobertas	95	–	–	95	–	95
Revisão de estimativas anteriores	1.140	–	–	1.140	2	1.142
Vendas de reservas	(147)	–	–	(147)	–	(147)
Produção no ano	(786)	–	–	(786)	(2)	(789)
Reservas em 31.12.2023	9.210	2	–	9.212	16	9.228

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	
Em 01 de janeiro de 2025	9.582	168	–	9.750	2	9.752
Extensões e descobertas	–	43	–	43	–	43
Revisão de estimativas anteriores	2.023	(2)	–	2.021	–	2.021
Produção no ano	(660)	(17)	–	(677)	(1)	(677)
Reservas em 31.12.2025	10.945	192	–	11.137	2	11.139
Em 01 de janeiro de 2024	9.335	163	–	9.498	7	9.504
Extensões e descobertas	–	7	–	7	–	7
Revisão de estimativas anteriores	796	19	–	815	(4)	811
Produção no ano	(549)	(20)	–	(569)	(1)	(570)
Reservas em 31.12.2024	9.582	168	–	9.750	2	9.752
Em 01 de janeiro de 2023	8.504	173	–	8.677	6	8.683
Extensões e descobertas	779	15	–	794	–	794
Revisão de estimativas anteriores	673	(5)	–	668	1	669
Vendas de reservas	(47)	–	–	(47)	–	(47)
Produção no ano	(573)	(20)	–	(594)	(1)	(595)
Reservas em 31.12.2023	9.335	163	–	9.498	7	9.504

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem o gás consumido nas operações, que representam 32% de nossa reserva provada total de gás natural em 2025.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2025, 2024 e 2023:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	Total
	Óleo equivalente no Brasil	Óleo equivalente na América do Sul	Óleo equivalente sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equivalente na América do Norte	
Em 01 de janeiro de 2025	11.341	32	–	11.372	14	11.386
Extensões e descobertas	–	9	–	9	2	11
Revisão de estimativas anteriores	1.677	–	–	1.677	3	1.680
Produção no ano	(960)	(3)	–	(964)	(2)	(966)
Reservas em 31.12.2025	12.057	38	–	12.095	16	12.112
Em 01 de janeiro de 2024	10.873	31	–	10.904	17	10.921
Extensões e descobertas	–	1	–	1	–	2
Revisão de estimativas anteriores	1.326	4	–	1.330	(1)	1.329
Produção no ano	(859)	(4)	–	(863)	(3)	(865)
Reservas em 31.12.2024	11.341	32	–	11.372	14	11.386
Em 01 de janeiro de 2023	10.423	33	–	10.455	17	10.473
Extensões e descobertas	233	3	–	236	–	237
Revisão de estimativas anteriores	1.260	(1)	–	1.259	2	1.262
Vendas de reservas	(155)	–	–	(155)	–	(155)
Produção no ano	(888)	(4)	–	(892)	(2)	(894)
Reservas em 31.12.2023	10.873	31	–	10.904	17	10.921

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2025, a companhia incorporou 1.680 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.138 milhões de boe decorrente do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Tupi, Itapu e Mero, na Bacia de Santos, e outras revisões;

(ii) adição de 542 milhões de boe devido ao avanço no desenvolvimento dos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, e de projetos de novos poços principalmente em Búzios, Tupi, Marlim Sul e Jubarte, nas bacias de Santos e Campos.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2025, resultou em 12.112 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 966 milhões de boe. Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da companhia

Em 2024, a companhia incorporou 1.330 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 883 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente nos campos de Atapu e Sépia, e outros campos nas Bacias de Santos, Campos e Solimões;

(ii) adição de 447 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na Bacia de Santos e outras revisões.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

A reserva provada total da companhia, em 2024, resultou em 11.386 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 865 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Em 2023, a companhia incorporou 1.262 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

- (i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;
- (ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

A companhia não teve alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, a companhia incorporou 237 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente em função da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos.

Além disso, as reservas provadas foram reduzidas em 155 milhões de boe, decorrentes de ações de desinvestimentos.

A reserva provada total da Companhia, em 2023, resultou em 10.921 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 894 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2025		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bnct)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	5.394	5.280	6.334
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	63	12
Total Entidades Consolidadas	5.395	5.343	6.346
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	14	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	5.409	5.345	6.361
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.714	5.665	5.723
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	3	129	26
Total Entidades Consolidadas	4.717	5.794	5.749
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	2	–	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	–	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.719	5.794	5.751
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	10.128	11.139	12.112

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 18% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 12% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 9% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 0% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bnct)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.884	5.387	5.843
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	80	15
Total Entidades Consolidadas	4.885	5.467	5.858
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	13	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	13	2	14
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.898	5.469	5.872
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.750	4.194	5.497
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	89	17
Total Entidades Consolidadas	4.751	4.283	5.514
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	–	–	–
Total Investidas por equivalência patrimonial	–	–	–
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.751	4.283	5.514
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.649	9.752	11.386

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 14% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 17% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.710	5.522	5.694
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	92	17
Total Entidades Consolidadas	4.711	5.614	5.711
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	14	6	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	14	6	15
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.726	5.620	5.727
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas ⁽¹⁾:			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.500	3.814	5.179
América do Sul, exceto Brasil ⁽¹⁾	1	70	13
Total Entidades Consolidadas	4.501	3.884	5.193
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte ⁽¹⁾	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	2	1	2
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	4.503	3.885	5.194
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	9.228	9.504	10.921

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 25% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 26% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 6% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 7% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Em 2023 a companhia uniformizou a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft³ = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão rerepresentadas com a nova conversão.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 do FASB – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, inclusive custos de abandono, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 do FASB requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			Investidas por Equivalência Patrimonial
	Exterior			
	Brasil	América do Sul	Total	
Em 31 de dezembro de 2025				
Fluxos de caixa futuros	739.574	757	740.332	1.013
Custo de produção futuros	(301.527)	(439)	(301.966)	(116)
Custo de desenvolvimento futuros	(79.396)	(215)	(79.611)	(27)
Despesa futura de imposto de renda	(128.329)	(38)	(128.366)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	230.322	66	230.388	870
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(107.129)	(26)	(107.155)	(304)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	123.193	40	123.233	567
Em 31 de dezembro de 2024				
Fluxos de caixa futuros	800.773	579	801.353	941
Custo de produção futuros	(304.051)	(336)	(304.387)	(139)
Custo de desenvolvimento futuros	(74.770)	(107)	(74.877)	(34)
Despesa futura de imposto de renda	(149.968)	(58)	(150.026)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	271.984	78	272.062	768
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(128.559)	(31)	(128.590)	(262)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	143.425	47	143.473	506
Em 31 de dezembro de 2023				
Fluxos de caixa futuros	819.428	650	820.078	1.213
Custo de produção futuros	(348.787)	(354)	(349.142)	(191)
Custo de desenvolvimento futuros	(64.121)	(113)	(64.235)	(13)
Despesa futura de imposto de renda	(140.774)	(43)	(140.818)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	265.745	139	265.884	1.009
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados ⁽¹⁾	(120.216)	(46)	(120.262)	(319)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	145.529	93	145.622	691

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			
	Exterior			
	Brasil	América do Sul	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
Em 01 de janeiro de 2025	143.425	47	143.472	506
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(43.169)	(44)	(43.213)	(104)
Custos de desenvolvimento incorridos	16.775	11	16.786	32
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	61	61	62
Revisões de estimativas anteriores de volumes	34.971	(2)	34.968	92
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(36.812)	14	(36.798)	(12)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(17.913)	(71)	(17.984)	(2)
Acréscimo de desconto	14.343	10	14.353	49
Variação líquida do imposto de renda	11.574	20	11.594	–
Outros - não especificados	–	(6)	(6)	(56)
Em 31 de dezembro de 2025	123.193	40	123.233	567
Em 01 de janeiro de 2024	145.529	93	145.622	691
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(44.911)	(52)	(44.963)	(119)
Custos de desenvolvimento incorridos	14.007	34	14.040	14
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	7	7	2
Revisões de estimativas anteriores de volumes	32.619	26	32.645	(31)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	10.226	(41)	10.185	(71)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(23.749)	(18)	(23.767)	(6)
Acréscimo de desconto	14.553	13	14.566	60
Variação líquida do imposto de renda	(4.848)	(17)	(4.865)	–
Outros - não especificados	–	3	3	(32)
Em 31 de dezembro de 2024	143.425	47	143.473	506
Em 01 de janeiro de 2023	191.383	141	191.524	886
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(49.797)	(54)	(49.851)	(123)
Custos de desenvolvimento incorridos	10.929	53	10.982	37
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(3.894)	–	(3.894)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	5.858	19	5.876	11
Revisões de estimativas anteriores de volumes	31.616	3	31.619	82
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(63.907)	(97)	(64.004)	(201)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(16.409)	(27)	(16.436)	(17)
Acréscimo de desconto	19.138	20	19.159	68
Variação líquida do imposto de renda	20.611	30	20.641	–
Outros - não especificados	–	5	5	(53)
Em 31 de dezembro de 2023	145.529	93	145.622	691

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.



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

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras consolidadas

(Uma tradução livre do original em inglês)

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas às demonstrações financeiras consolidadas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2025, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IFRS Accounting Standards)*.

Base para opinião



Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas internacionais de auditoria (ISAs). Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade em conjunto com os princípios éticos relevantes para auditoria de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião, e não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 – Avaliação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Notas Explicativas nºs 4.4 e 19.3 às demonstrações financeiras consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados ativos e ex-empregados. A mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde é dependente, em parte, de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos e hospitalares projetados. A Companhia contrata atuário externo para auxiliar no processo de avaliação dessas premissas atuariais e no cálculo da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde. Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente ao processo de determinação das premissas atuariais, bem como pelo impacto que alterações nessas premissas	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: – Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de mensuração da obrigação atuarial, incluindo controles relacionados com a determinação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos e hospitalares projetados; – Avaliação do escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde, incluindo a natureza e escopo do trabalho efetuado, sua qualificação e experiência profissional; e – Avaliação, com o envolvimento de nossos especialistas atuariais, das premissas como taxa de desconto e custos médicos e hospitalares



poderiam ter na obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

projetados, incluindo comparação com dados obtidos de fontes externas.

Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde no contexto das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

2 – Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas nºs 4.2.1, 4.2.2, 4.2.2(a) e 25 às demonstrações financeiras consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
A Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa (“UGCs”) de exploração e produção, estima o valor recuperável de cada UGC utilizando como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC e, compara com os valores contabilizados para esses ativos. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis desses ativos dependem de certas premissas futuras como: preço do petróleo (<i>Brent</i>), taxa de câmbio (Real / Dólar norte-americano), gastos capitalizáveis (“CAPEX”), gastos operacionais (“OPEX”) e, as estimativas de volumes e os prazos de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a mudanças na taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa. Adicionalmente, a definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que refletem a interdependência entre os ativos de petróleo e gás, podendo resultar na redefinição através de agregações ou segregações de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. Consideramos a avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das UGCs de exploração e produção como um principal assunto de auditoria devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGCs de exploração e produção e, o impacto que alterações nas premissas futuras poderiam ter na estimativa do valor recuperável.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: – Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável dos ativos das UGCs de exploração e produção, incluindo controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável; – Avaliação dos fatores operacionais considerados pela Companhia para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o ano, e a comparação com dados obtidos de fontes internas e externas; – Avaliação da determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás preparada internamente, comparando com os volumes certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia, e, para uma seleção amostral de UGCs, com dados históricos de produção; – Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pela estimativa de reservas de petróleo e gás natural, bem como, do especialista externo de reservas contratado pela Companhia, a qual inclui a avaliação da natureza dos trabalhos efetuados, bem como suas qualificações e experiências profissionais; – Avaliação, para uma seleção amostral de UGCs, do CAPEX e do OPEX utilizados nas projeções de fluxos de caixa comparando essas projeções com o plano de negócios aprovado da Companhia, e seus orçamentos de longo prazo; – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa projetados, comparando as projeções com o resultado realizado desses fluxos de caixa para o exercício

	findo em 31 de dezembro de 2025 para uma seleção de UGCs; e – Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, das premissas-chave utilizadas no teste de impairment, como a taxa de desconto, o preço futuro do petróleo e gás natural e as taxas de câmbio, comparando-as com dados externos de mercado. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o valor recuperável dos ativos das UGCs de exploração e produção no contexto das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.
--	--

3 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas

Conforme Notas Explicativas nºs 4.6 e 21 às demonstrações financeiras consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
Como parte das suas operações, a Companhia incorre em custos com obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de áreas inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, o que inclui custos com desmantelamento e a remoção das estruturas e equipamentos utilizados nas áreas de produção de petróleo e gás natural, bem como, os prazos estimados de abandono. Consideramos a avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas como um principal assunto de auditoria devido ao grau de julgamento inerente à determinação das referidas premissas, em especial a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, ou seja, os critérios a serem atendidos quando do momento da efetiva remoção e restauração, os prazos e os custos estimados de abandono.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: – Testes de desenho e efetividade de certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas, incluindo controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave que compreendem os prazos para o abandono da áreas, e os custos estimados de abandono; – Avaliação das premissas dos prazos de abandono usados pela Companhia por meio da comparação das curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas na estimativa, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo de reservas contratado pela Companhia; – Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em avaliação de infraestrutura, do método utilizado para definir a extensão do trabalho de desmantelamento na determinação dos custos estimados, comparando o método aos requisitos regulatórios aplicáveis e às práticas relevantes da indústria, bem como, a avaliação dos custos estimados de desmantelamento, por meio de

	comparação de determinados custos com contratos existentes; – Avaliação do escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos da Companhia responsáveis pelas curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, bem como, do especialista externo de reservas contratado pela Companhia, a qual inclui a avaliação da natureza dos trabalhos efetuados, bem como suas qualificações e experiências profissionais; e – Avaliação da habilidade da Companhia na preparação dessa estimativa comparando uma seleção amostral de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás em fase de abandono, com as provisão para desmantelamento contabilizada para estas áreas. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo da provisão para desmantelamento de áreas é aceitável no contexto das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.
--	---

Outras informações

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório de Desempenho Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas não abrange o Relatório de Desempenho Financeiro e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório como parte do nosso trabalho da auditoria das demonstrações financeiras consolidadas.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório de Desempenho Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras consolidadas ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório de Desempenho Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras



consolidadas livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente em relação às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo, como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo. Permanecemos exclusivamente responsáveis por nossa opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2026

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Relatório original em inglês foi assinado por
Ulysses M. Duarte Magalhães
Contador CRC RJ-092095/O-8