PETROBRAS

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2024



BALANÇO PATRIMONIAL 3
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO 4
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES 5
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA 6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO 7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO 8
NOTAS EXPLICATIVAS 9
1. A companhia e suas operações 9
2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras 14
3. Práticas contábeis materiais 15
4. Estimativas contábeis e julgamentos relevantes 15
5. Mudanças Climáticas 23
6. Novas normas e interpretações 28
7. Gestão de Capital 30
8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários 31
9. Receita de vendas 32
10. Custos e despesas por natureza 35
11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas 37
12. Resultado financeiro líquido 38
13. Informações por Segmento 39
14. Contas a receber 43
15. Estoques 45
16. Fornecedores 46
17. Tributos 47
18. Benefícios a empregados 53
19. Processos judiciais e contingências 67
20. Provisão para desmantelamento de áreas 77
21. Outros ativos e passivos 78
22. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na companhia 80
23. Imobilizado 80
24. Intangível 83
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*) 85
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás 90
27. Parcerias em atividades de exploração e produção 93
28. Investimentos 96
29. Vendas de ativos e outras operações com ativos 100
30. Financiamentos 103
31. Arrendamentos 107
32. Patrimônio líquido 109
33. Gerenciamento de riscos financeiros 116
34. Partes relacionadas 124
35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa 131
36. Eventos subsequentes 131
INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada) 133
Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural 133
Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 143
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA 144
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES 145
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕS FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS 146
PARECER DO CONSELHO FISCAL 153
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO 154

BALANÇO PATRIMONIAL
PETROBRAS
Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
Ativo	**Notas**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Caixa e equivalentes de caixa	8	20.254	61.613	3.134	2.562
Títulos e valores mobiliários	8	26.397	13.650	13.941	13.644
Contas a receber, líquidas	14	22.080	29.702	129.592	77.757
Estoques	15	41.550	37.184	36.774	31.612
Imposto de renda e contribuição social	17	2.545	1.055	2.321	731
Impostos e contribuições	17	9.630	4.648	9.328	4.392
Outros ativos	21	9.599	7.603	10.817	10.253
		132.055	155.455	205.907	140.951
Ativos classificados como mantidos para venda	29	3.157	1.624	3.455	2.053
Ativo circulante		**135.212**	**157.079**	**209.362**	**143.004**
Contas a receber, líquidas	14	7.777	8.942	6.964	8.099
Títulos e valores mobiliários	8	3.605	11.661	3.605	11.661
Depósitos judiciais	19	72.745	71.390	72.282	70.968
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	5.710	4.672	–	–
Impostos e contribuições	17	22.301	21.861	21.742	21.516
Outros ativos	21	15.488	11.209	16.424	12.230
Ativo realizável a longo prazo		127.626	129.735	121.017	124.474
Investimentos	28	4.081	6.574	366.398	268.220
Imobilizado	23	843.917	742.774	858.561	759.569
Intangível	24	13.961	14.726	13.772	14.563
Ativo não circulante		**989.585**	**893.809**	**1.359.748**	**1.166.826**
Total do ativo		**1.124.797**	**1.050.888**	**1.569.110**	**1.309.830**

		Consolidado		Controladora	
Passivo	**Notas**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Fornecedores	16	37.659	23.302	39.741	26.649
Financiamentos	30	15.887	20.923	106.522	46.736
Arrendamentos	31	52.896	34.858	54.953	36.364
Imposto de renda e contribuição social	17	8.671	6.295	4.121	4.445
Impostos e contribuições	17	20.336	20.168	19.895	19.669
Dividendos propostos	32	16.452	17.134	16.334	16.947
Provisão para desmantelamento de áreas	20	10.500	9.837	10.426	9.661
Benefícios a empregados	18	14.337	14.194	13.222	13.274
Outros passivos	21	13.652	14.596	12.045	12.252
		190.390	161.307	277.259	185.997
Passivos associados a ativos mantidos para venda	29	4.418	2.621	4.418	2.621
Passivo circulante		**194.808**	**163.928**	**281.677**	**188.618**
Financiamentos	30	127.539	118.508	478.198	346.419
Arrendamentos	31	177.145	128.773	182.625	133.240
Imposto de renda e contribuição social	17	3.284	1.446	3.256	1.409
Imposto de renda e contribuição social diferidos	17	9.100	52.820	14.254	59.000
Benefícios a empregados	18	66.082	75.421	64.716	74.009
Provisão para processos judiciais e administrativos	19	17.543	16.000	16.451	14.855
Provisão para desmantelamento de áreas	20	151.753	102.493	151.221	102.167
Outros passivos	21	10.029	9.159	10.706	9.672
Passivo não circulante		**562.475**	**504.620**	**921.427**	**740.771**
Passivo circulante e não circulante		**757.283**	**668.548**	**1.203.104**	**929.389**
Capital subscrito e integralizado	32	205.432	205.432	205.432	205.432
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		(2.457)	(538)	(2.241)	(322)
Reservas de lucros	32	95.193	159.171	94.977	158.955
Outros resultados abrangentes		67.838	16.376	67.838	16.376
Atribuído aos acionistas da controladora		366.006	380.441	366.006	380.441
Atribuído aos acionistas não controladores	28	1.508	1.899	–	–
Patrimônio líquido		**367.514**	**382.340**	**366.006**	**380.441**
Total do passivo		**1.124.797**	**1.050.888**	**1.569.110**	**1.309.830**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

PETROBRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2024	2023	2024	2023
Receita de vendas	9	490.829	511.994	473.547	494.372
Custo dos produtos e serviços vendidos	10	(244.367)	(242.061)	(237.497)	(241.098)
Lucro bruto		246.462	269.933	236.050	253.274
Despesas					
Vendas	10	(26.134)	(25.163)	(27.980)	(25.114)
Gerais e administrativas	10	(9.931)	(7.952)	(8.509)	(6.688)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(4.997)	(4.892)	(4.901)	(4.887)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(4.281)	(3.619)	(4.281)	(3.619)
Tributárias		(6.708)	(4.444)	(5.215)	(3.391)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	(9.371)	(13.111)	(9.567)	(12.950)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	11	(44.372)	(19.930)	(43.050)	(18.791)
		(105.794)	(79.111)	(103.503)	(75.440)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		140.668	190.822	132.547	177.834
Resultado financeiro líquido	12	(82.471)	(11.861)	(101.999)	(24.679)
Receitas financeiras		10.488	10.821	12.326	10.790
Despesas financeiras		(32.093)	(19.542)	(51.867)	(33.884)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(60.866)	(3.140)	(62.458)	(1.585)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	(3.467)	(1.480)	19.110	19.814
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		54.730	177.481	49.658	172.969
Imposto de renda e contribuição social	17	(17.721)	(52.315)	(13.052)	(48.363)
Lucro líquido do exercício		**37.009**	**125.166**	**36.606**	**124.606**
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		36.606	124.606	36.606	124.606
Acionistas não controladores		403	560	–	–
Lucro líquido do exercício		**37.009**	**125.166**	**36.606**	**124.606**
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R$)	32	2,84	9,57	2,84	9,57

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

PETROBRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2024	2023	2024	2023
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Itens que não serão reclassificados para o resultado:					
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	18	19.111	(17.552)	18.653	(17.260)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(2.286)	1.341	(2.280)	1.341
		16.825	(16.211)	16.373	(15.919)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas		–	–	438	(278)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado:					
Resultados não realizados com *hedge* de fluxo de caixa - exportações					
Reconhecidos no patrimônio líquido		(85.507)	22.410	(85.507)	22.410
Transferidos para o resultado		16.246	18.846	16.191	18.371
Imposto de renda e contribuição social diferidos		23.549	(14.027)	23.567	(13.866)
	33	(45.712)	27.229	(45.749)	26.915
Ajustes de conversão em investidas [1]					
Reconhecidos no patrimônio líquido		81.818	(21.461)	81.813	(21.460)
		81.818	(21.461)	81.813	(21.460)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas					
Reconhecidos no patrimônio líquido	28	(1.450)	1.306	(1.413)	1.620
		(1.450)	1.306	(1.413)	1.620
Outros resultados abrangentes		51.481	(9.137)	51.462	(9.122)
Resultado abrangente total		**88.490**	**116.029**	**88.068**	**115.484**
Resultado abrangente atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		88.068	115.484	88.068	115.484
Acionistas não controladores		422	545	–	–
Resultado abrangente total		**88.490**	**116.029**	**88.068**	**115.484**

(1) No Consolidado, inclui efeito credor de R$ 3.125 (efeito devedor de R$ 1.154, em 31 de dezembro de 2023), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

PETROBRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	2024	2023	2024	2023
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido do exercício		37.009	125.166	36.606	124.606
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	18	15.788	7.695	15.350	7.494
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	28	3.467	1.480	(19.110)	(19.814)
Depreciação, depleção e amortização	35	67.033	66.204	69.532	69.609
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	25	9.371	13.111	9.567	12.950
Ajuste a valor realizável líquido	15	(214)	(40)	–	–
Perdas, líquidas, de crédito esperadas		1.536	205	1.507	202
Baixa de poços	26	2.654	2.087	2.653	2.087
Resultado com alienações e baixa de ativos	11	(1.171)	(6.511)	(795)	(5.776)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados		84.138	12.707	99.933	21.176
Imposto de renda e contribuição social	17	17.721	52.315	13.052	48.363
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas		21.107	10.132	21.062	10.106
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	11	(1.482)	(1.399)	(1.482)	(1.399)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	11	(1.938)	(2.086)	(1.954)	(2.174)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	11	5.395	3.982	5.118	3.467
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber		9.207	672	1.118	(73.648)
Estoques		(1.560)	7.926	(5.277)	7.245
Depósitos judiciais		1.295	(8.663)	1.560	(8.623)
Outros ativos		(1.020)	1.619	612	1.713
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores		5.517	(4.741)	4.545	(7.182)
Impostos e contribuições		(15.803)	(2.363)	(16.552)	(799)
Planos de pensão e de saúde		(5.408)	(4.617)	(5.380)	(4.596)
Provisão para processos judiciais e administrativos		(2.554)	(2.927)	(2.389)	(2.559)
Outros benefícios a empregados		(480)	1.726	(663)	1.468
Provisão para desmantelamento de áreas		(5.275)	(4.491)	(5.181)	(4.457)
Outros passivos		(3.896)	(2.781)	(2.758)	(2.854)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(36.400)	(50.712)	(35.128)	(49.494)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais		204.037	215.696	185.546	127.111
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis		(79.856)	(60.315)	(78.547)	(60.002)
Reduções (adições) em investimentos		(127)	(120)	83	463
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos		4.381	18.232	4.374	18.215
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação		1.951	2.032	1.951	2.032
Resgates (investimentos) em títulos e valores mobiliários [1]		501	237	(37.470)	11.175
Dividendos recebidos [2]		787	439	2.037	2.007
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos		(72.363)	(39.495)	(107.572)	(26.110)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores		(509)	(14)	–	–
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	30	12.027	10.716	230.827	124.844
Amortizações de principal - financiamentos	30	(35.933)	(21.080)	(136.354)	(71.686)
Amortizações de juros - financiamentos [2]	30	(10.276)	(9.900)	(25.473)	(21.118)
Amortizações de arrendamentos	31	(42.672)	(31.335)	(44.178)	(32.537)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	32	(100.305)	(97.925)	(100.305)	(97.925)
Recompra de ações	32	(1.919)	(3.644)	(1.919)	(3.644)
Dividendos pagos a acionistas não controladores		(387)	(253)	–	–
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos		(179.974)	(153.435)	(77.402)	(102.066)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		6.941	(2.876)	–	–
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		(41.359)	19.890	572	(1.065)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		61.613	41.723	2.562	3.627
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		**20.254**	**61.613**	**3.134**	**2.562**

(1) Na Controladora, inclui valores referentes às movimentações da aplicação em recebíveis do FIDC-NP.

(2) A companhia classifica dividendos/juros recebidos e juros pagos como fluxo de caixa das atividades de investimentos e fluxo de caixa das atividades de financiamento, respectivamente.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PETROBRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro (Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

			Outros resultados abrangentes								
	Capital subscrito e integralizado	Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	Ajustes acumulados de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	*Hedge* de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Reservas de lucros	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	205.432	3.318	101.306	(27.245)	(46.258)	(2.305)	128.346	–	362.594	1.791	364.385
Saldo em 1º de janeiro de 2023	205.432	3.318				25.498	128.346	–	362.594	1.791	364.385
Ações em tesouraria	–	(3.644)	–	–	–	–	–	–	(3.644)	–	(3.644)
Transações de capital	–	4	–	–	–	–	–	–	4	(16)	(12)
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	124.606	124.606	560	125.166
Outros resultados abrangentes	–	–	(21.460)	(16.197)	27.229	1.306	–	–	(9.122)	(15)	(9.137)
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	–	–	–	–	–	–	(35.815)	–	(35.815)	–	(35.815)
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	33	33	–	33
Destinações:											
Apropriações do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	52.220	(52.220)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	14.204	(72.419)	(58.215)	(421)	(58.636)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	205.432	(322)	79.846	(43.442)	(19.029)	(999)	158.955	–	380.441	1.899	382.340
	205.432	(322)				16.376	158.955	–	380.441	1.899	382.340
Saldo em 1º de janeiro de 2024	205.432	(322)	79.846	(43.442)	(19.029)	(999)	158.955	–	380.441	1.899	382.340
Ações em tesouraria	–	(1.919)	–	–	–	–	–	–	(1.919)	–	(1.919)
Transações de capital	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(511)	(511)
Lucro líquido do exercício	–	–	–	–	–	–	–	36.606	36.606	403	37.009
Outros resultados abrangentes	–	–	81.813	16.811	(45.712)	(1.450)	–	–	51.462	19	51.481
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	–	–	–	–	–	–	(36.139)	–	(36.139)	–	(36.139)
Dividendos prescritos	–	–	–	–	–	–	–	316	316	–	316
Destinações:											
Apropriações do lucro líquido em reservas	–	–	–	–	–	–	790	(790)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	(28.629)	(36.132)	(64.761)	(302)	(65.063)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	205.432	(2.241)	161.659	(26.631)	(64.741)	(2.449)	94.977	–	366.006	1.508	367.514
	205.432	(2.241)				67.838	94.977	–	366.006	1.508	367.514

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

PETROBRAS

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023 - Reapresentado	2024	2023 - Reapresentado
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	644.511	633.932	623.573	612.956
Perdas, líquidas, de crédito esperadas	(1.536)	(205)	(1.507)	(202)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	77.616	52.798	76.999	52.108
	720.591	686.525	699.065	664.862
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(99.730)	(96.049)	(88.886)	(83.773)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(135.397)	(108.019)	(138.744)	(115.888)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(39.761)	(36.760)	(41.590)	(38.792)
Perda, líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(9.371)	(13.111)	(9.567)	(12.950)
	(284.259)	(253.939)	(278.787)	(251.403)
Valor adicionado bruto	**436.332**	**432.586**	**420.278**	**413.459**
Depreciação, depleção e amortização	(67.033)	(66.204)	(69.532)	(69.609)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	**369.299**	**366.382**	**350.746**	**343.850**
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(3.467)	(1.480)	19.110	19.814
Receitas financeiras	10.488	10.821	12.326	10.790
Aluguéis, royalties e outros	3.102	3.024	5.596	5.550
	10.123	12.365	37.032	36.154
Valor adicionado total a distribuir	**379.422**	**378.747**	**387.778**	**380.004**
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	19.676	17.382	17.485	15.501
Programas de remuneração variável	4.954	5.043	4.313	4.572
	24.630	22.425	21.798	20.073
Benefícios				
Vantagens	1.111	2.045	872	1.714
Plano de aposentadoria e pensão	4.331	4.609	4.199	4.485
Plano de saúde	13.205	4.594	12.696	4.342
	18.647	11.248	17.767	10.541
FGTS	1.369	1.222	1.255	1.123
	44.646	34.895	40.820	31.737
Tributos				
Federais (1) (2)	121.988	132.688	118.516	128.503
Estaduais	63.097	47.649	62.430	47.008
Municipais	715	698	255	187
No exterior (1)	4.459	2.665	–	–
	190.259	183.700	181.201	175.698
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	101.428	29.106	122.791	41.893
Despesas de aluguéis e arrendamentos	6.080	5.880	6.360	6.070
	107.508	34.986	129.151	47.963
Acionistas				
Dividendos	14.091	52.918	14.091	52.918
Juros sobre capital próprio	22.041	19.501	22.041	19.501
Resultado dos acionistas não controladores	403	560	–	–
Lucros retidos	474	52.187	474	52.187
	37.009	125.166	36.606	124.606
Valor adicionado total distribuído	**379.422**	**378.747**	**387.778**	**380.004**

(1) Inclui participações governamentais.

(2) Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, inclui valores referentes a imposto de renda e contribuição social diferidos conforme nota explicativa 17.1.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada "Petrobras" ou "companhia", é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, regida pelas normas de direito privado - em geral - e, especificamente, pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), 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, 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 legais, a exemplo 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.

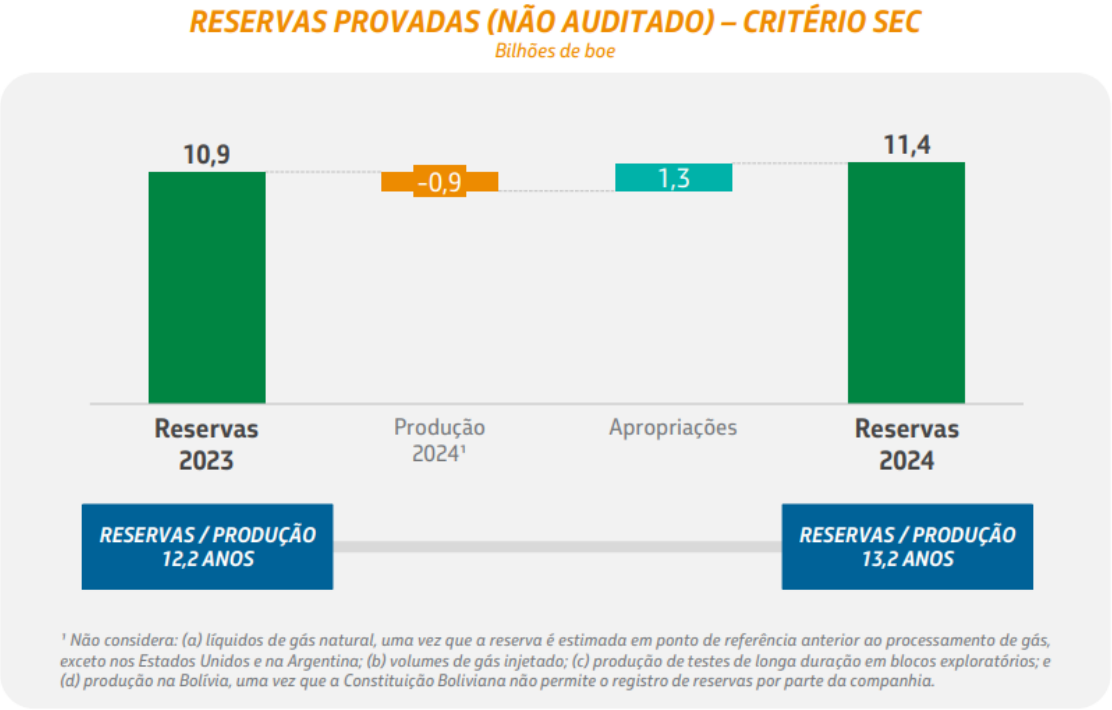
Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições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

1.1. Destaques do exercício

A Petrobras apresentou resultados operacionais positivos em 2024, gerando valor para a sociedade e para seus acionistas. O endividamento ficou dentro do nível de dívida bruta estabelecido no Plano Estratégico 2024-2028 (PE 24-28), alcançando US$ 60 bilhões.

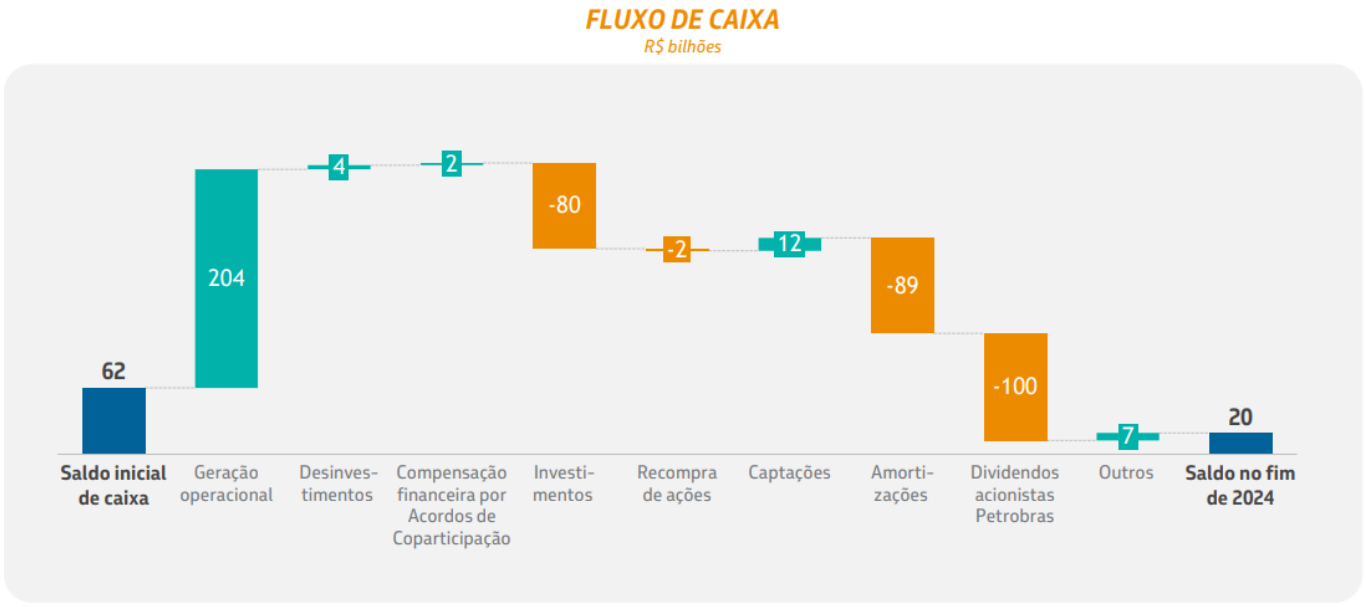
A produção total de óleo e gás em 2024 foi de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), dentro da meta estabelecida no PE 24-28. Os principais fatores que resultaram nesse desempenho operacional foram: i) entrada em operação de duas novas plataformas no pré-sal - FPSO Maria Quitéria no campo de Jubarte e o FPSO Marechal Duque de Caxias no campo de Mero; ii) alcance da capacidade máxima de produção de óleo da plataforma FPSO Sepetiba, no campo de Mero; e (iii) início da operação comercial da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), localizada no Complexo de Energias Boaventura em Itaboraí, Rio de Janeiro. Tais fatores compensaram a redução da produção por conta de paradas para manutenção, declínio natural de produção.

Em 2024, de acordo com o critério SEC (Securities and Exchange Commission), a companhia manteve a trajetória de adição significativa de reservas, com foco em ativos rentáveis e alinhamento com a busca por uma transição energética justa. A incorporação ocorreu, principalmente, em função da continuidade do desenvolvimento dos Campos de Atapu e Sépia e do desempenho dos ativos, com destaque para os campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, na Bacia de Santos. Não houve alterações relevantes nas reservas decorrentes de variação do preço do petróleo (mais detalhes em Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).



A Petrobras também estima reservas segundo o critério ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis / Society of Petroleum Engineers). Em 31 de dezembro de 2024, as reservas provadas segundo este critério atingiram 11,7 bilhões de barris de óleo equivalente. As principais diferenças entre os dois critérios estão detalhadas na nota explicativa 4.1.

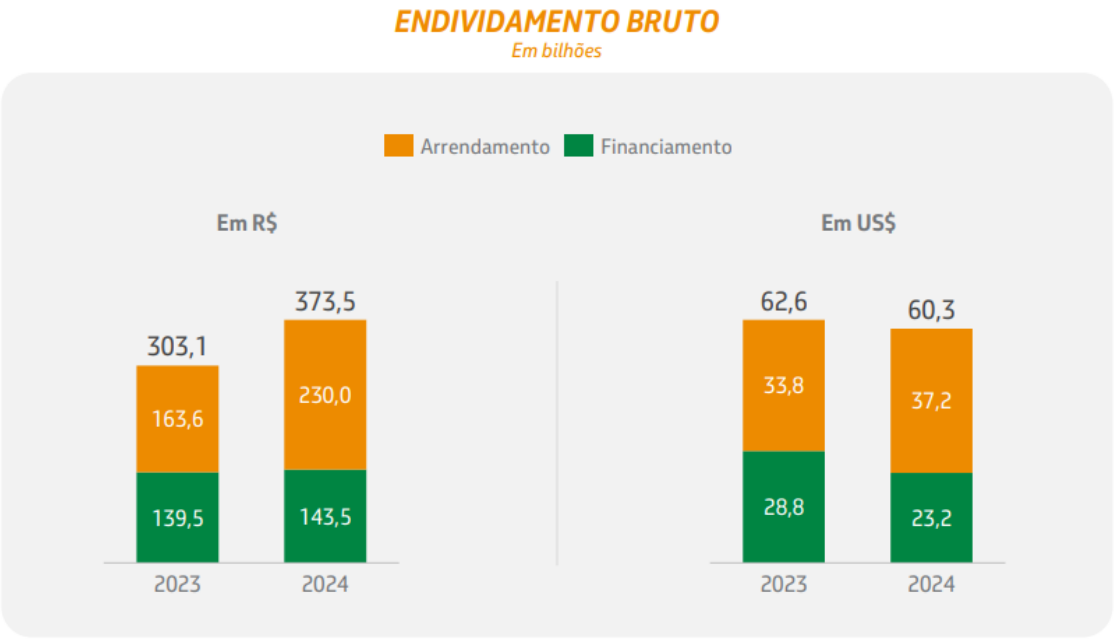
A geração operacional de caixa da companhia, além das captações e das demais fontes de recursos, foi utilizada para realização de investimentos (nota explicativa 23), cumprimento do serviço da dívida, que inclui o pré-pagamento de títulos no mercado de capitais internacional e as amortizações de arrendamentos (notas explicativas 30 e 31), e para pagamento de dividendos (nota explicativa 32).



A proposta de destinação do resultado a ser submetida à deliberação da AGO de 2025, que considera a distribuição de dividendos do exercício de 2024, está aderente à política de remuneração aos acionistas (nota explicativa 32).

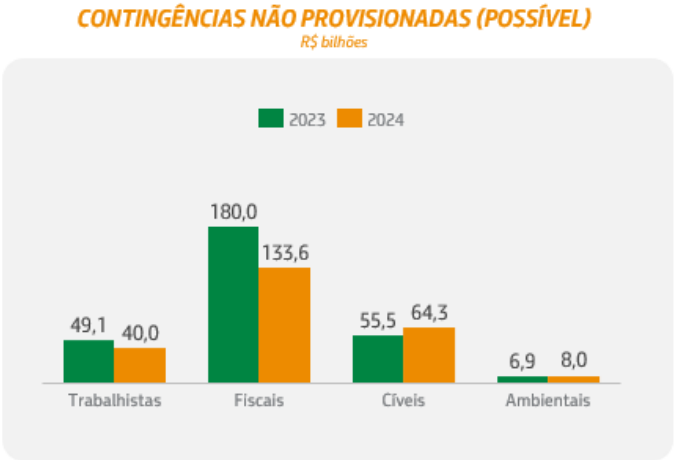


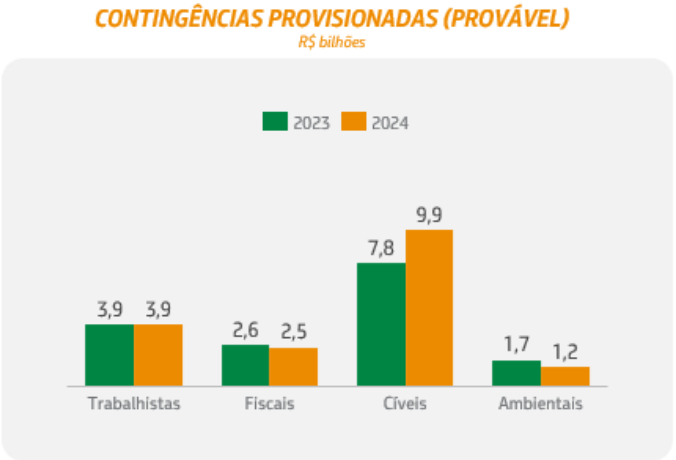
O endividamento bruto em reais foi impactado, principalmente, pela desvalorização de 27,9% do real frente ao dólar em 2024 (nota explicativa 7).



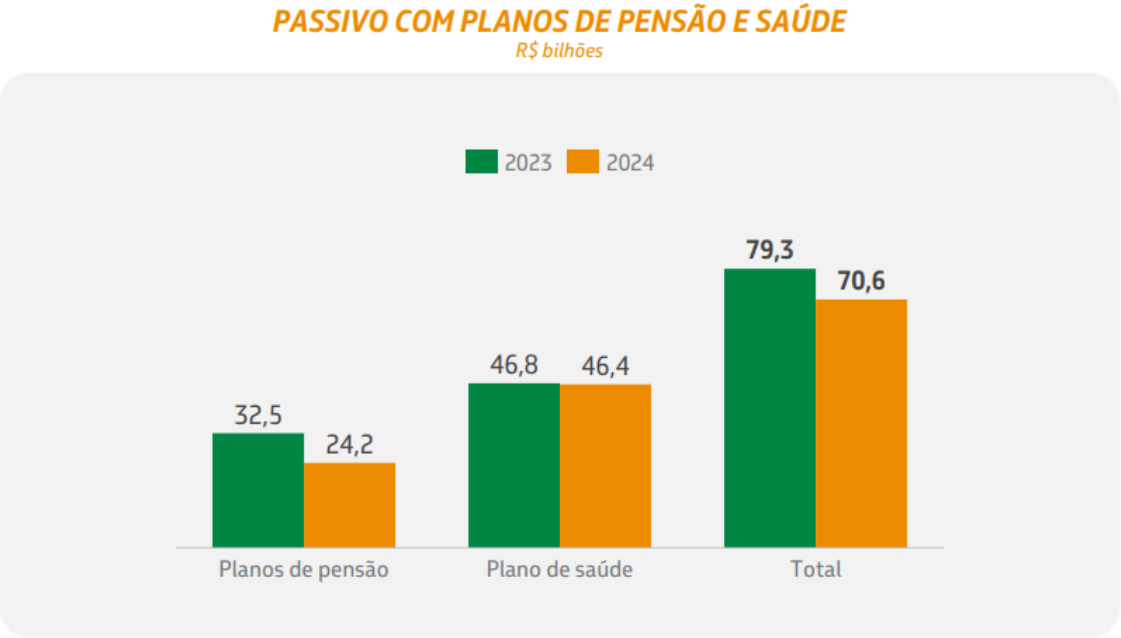
O resultado financeiro em 2024 foi influenciado, principalmente, pela perda com variação cambial do real frente ao dólar e pelas despesas financeiras atreladas à adesão à transação tributária, retratando os encargos e as atualizações financeiras (notas explicativas 12 e 33).

No contencioso, o destaque do exercício foi a redução das contingências fiscais não provisionadas, em função de adesão à transação tributária envolvendo CIDE e PIS/COFINS sobre Importação (notas explicativas 19 e 23).



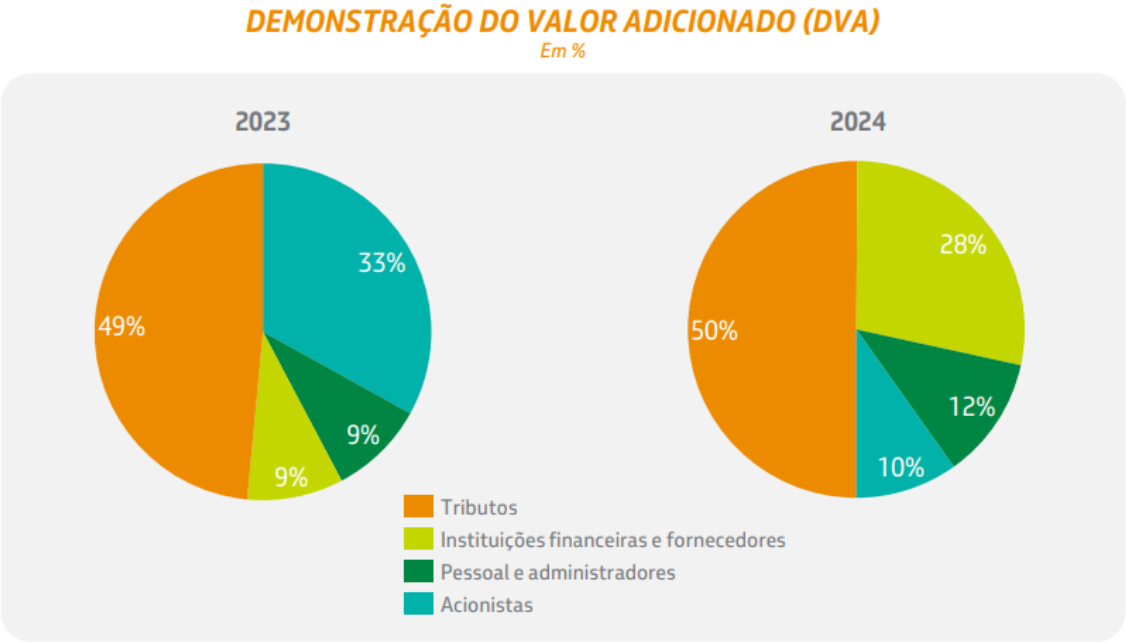


A revisão anual do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refletiu em diminuição do passivo, reconhecida em contrapartida no patrimônio líquido, decorrente do aumento da taxa de desconto aplicada sobre as obrigações atuariais, compensado, em parte, pelo retorno, em função da marcação a mercado, dos ativos garantidores e pela variação dos custos médicos hospitalares, além do reconhecimento no resultado do custo do serviço passado, devido à mudança na relação de custeio do plano de saúde (nota explicativa 18).



A revisão das premissas econômicas, financeiras e operacionais do PN 25-29, que inclui o portfólio de projetos e estimativas de reservas, embasaram a revisão da provisão para desmantelamento de áreas do exercício de 2024 (nota explicativa 20), além da desvalorização do real frete ao dólar. Tais premissas também impactam os testes de recuperabilidade (nota explicativa 25). A revisão da provisão para desmantelamento de áreas gerou um aumento do passivo em contrapartida do ativo imobilizado (nota explicativa 23), para os campos de petróleo em operação, e de outras despesas operacionais, referentes principalmente, a campos em processo de devolução (nota explicativa 11).

As riquezas geradas pela companhia em 2024, no valor de R$ 380 bilhões (R$ 378 bilhões em 2023), foram distribuídas da seguinte forma:



Adicionalmente, as demonstrações financeiras da Petrobras em dólar norte-americano, convertidas com base no Pronunciamento Técnico CPC 02 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis (IAS 21), também são divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2024	2023
Receita de vendas	91.416	102.409
Lucro bruto	45.972	53.974
Lucro líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	26.876	38.033
Lucro líquido do exercício - Acionistas da Petrobras	7.528	24.884
Caixa e equivalentes de caixa	3.271	12.727
Imobilizado	136.285	153.424
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	60.311	62.600
Patrimônio líquido	59.349	78.975
Fluxo de caixa operacional	37.984	43.212
Fluxo de caixa de investimentos	(13.369)	(7.955)
Fluxo de caixa de financiamentos	(33.088)	(30.700)

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (*IASB*) e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicada.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas 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 com maior nível de complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 26 de fevereiro de 2025, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas e são apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS.

A DVA foi preparada de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) – Demonstração do Valor Adicionado, revisado em fevereiro de 2024 e aprovado pela Resolução CVM 199/24.

A revisão gerou uma reapresentação da DVA entre componentes da riqueza criada (receita, insumos adquiridos de terceiros e depreciação, depleção e amortização) sem afetar o valor adicionado líquido produzido pela companhia, conforme a seguir:

	Consolidado			Controladora		
	Divulgado 31.12.2023	Efeito CPC 09 (R1)	Reapresentado 31.12.2023	Divulgado 31.12.2023	Efeito CPC 09 (R1)	Reapresentado 31.12.2023
Receitas	694.684	(8.159)	686.525	673.061	(8.199)	664.862
Insumos adquiridos de terceiros	(252.282)	(1.657)	(253.939)	(249.786)	(1.617)	(251.403)
Valor adicionado bruto	**442.402**	**(9.816)**	**432.586**	**423.275**	**(9.816)**	**413.459**
Depreciação, depleção e amortização	(76.020)	9.816	(66.204)	(79.425)	9.816	(69.609)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	**366.382**	**-**	**366.382**	**343.850**	**-**	**343.850**

As principais alterações introduzidas pelo CPC 09 (R1) que impactaram a DVA da companhia foram:

- Ajustes ao valor realizável líquido de estoques – deixam de ser apresentados como insumos adquiridos de terceiros e passam a ser divulgados como outras receitas;

- Depreciação, depleção e amortização – a parcela capitalizada em ativos da companhia deixa de ser apresentada como receitas relativas à construção de ativos para uso e a parcela utilizada no passivo para desmantelamento de áreas deixa de ser apresentada como insumos adquiridos de terceiros. Assim, a depreciação, depleção e amortização passa a representar os valores reconhecidos no resultado do período e normalmente utilizados para conciliação entre o fluxo de caixa das atividades operacionais e o resultado líquido.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional das controladas diretas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano (denominado "US$" ou "dólar").

As demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa das investidas, com moeda funcional distinta da Controladora, são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da alienação dos investimentos.

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

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

4.2.1. Principais fontes de incerteza de estimativas

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente: (a) ao preço médio do *Brent* e à taxa média de câmbio (real/dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia; (b) às taxas de desconto e; (c) às estimativas de reservas provadas e prováveis (conforme os critérios estabelecidos pela ANP/SPE). Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve alto grau de complexidade, deriva destas estimativas. 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 Estratégico e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

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.

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

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, 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 frente ao real, que também influencia significantemente 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. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente.

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 2024, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 30 campos e 15 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 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.

ii. Complexo de Energias Boaventura - Utilidades: composta pelos ativos relacionados à infraestrutura e utilidades que atendem a UPGN do projeto integrado Rota 3.

iii. Complexo de Energias Boaventura - Refino: conjunto de ativos que continuam hibernados e que estão sendo avaliados para aproveitamento em outros projetos.

iv. 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.

v. Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro.

vi. Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);

vii. Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes nitrogenados, hibernadas ou em operação, representam, cada uma, unidades geradoras de caixa isoladas;

viii. 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 biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimento de cada usina, assim como os resultados alcançados (nos leilões) nas vendas e a oferta de matéria-prima; e

vi. Quixadá: ativos da usina de biodiesel no município de Quixadá no Ceará.

vii. 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 – 18.3.2 - Movimentação do valor presente da obrigação (VPO).

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

a) Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente, que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e

b) Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (per capita) da companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

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 18.3.6 e 18.3.7, respectivamente.

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

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

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

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

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 19.

4.6. Fontes de incerteza em obrigações de desmantelamento de áreas

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

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

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

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e outras informações sobre as obrigações de desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 20.

4.7. Fontes de incerteza em arrendamentos

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

As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da companhia, ajustadas para refletir 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 33.4.1, 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 Estratégico, enquanto para o curto prazo o recálculo é realizado mensalmente. A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.4.1.

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

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

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

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

Se for provável que as autoridades fiscais aceitem um tratamento fiscal incerto, os valores registrados nas demonstrações financeiras são consistentes com a escrituração fiscal e, portanto, nenhuma incerteza é refletida na mensuração dos tributos sobre o lucro 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 17.1.

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

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

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

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

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

Como resultado da 2ª rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa no regime de Partilha de Produção, a companhia celebrou, em 2022, aditivos e novos acordos junto aos parceiros nos campos de Atapu e Sépia. Esses acordos preveem, além das compensações já recebidas mediante suas assinaturas, possíveis valores adicionais a receber que podem ser devidos à companhia, conforme condições descritas na nota explicativa 29.3.

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 (nota explicativa 29.3).

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).

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 (PN) da Petrobras:

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

PÚBLICA

Conforme especificado no tópico a seguir, a companhia considerou os impactos relacionados aos riscos climáticos no seu Planejamento 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 1[1] e 2[2]) até 2050.

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

a) Risco de transição para economia de baixo carbono

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

Risco	Descrição	Horizonte de tempo (2)
Mercado	Aumento da demanda por energia e produtos de baixo carbono e da preferência por produtos fósseis com menor intensidade de GEE nos processos produtivos, levando à redução da demanda por petróleo e consequente queda de preços dos produtos fósseis. No Brasil a demanda de nossos produtos pode ser afetada, por exemplo, pelo aumento da demanda por combustíveis alternativos, também estimulados por Políticas Públicas integradas na Lei do Combustível do Futuro(1), entre outras.	Médio e longo prazo
Tecnológico	Perda de competitividade pela não implementação ou implementação de tecnologias pouco eficazes ou pouco efetivas para redução de emissões de nossas operações e produtos.	Médio e longo prazo
Regulatório	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 regulação para a adoção de um instrumento de precificação de carbono, considerando o estabelecido na Lei 15.042/2024, a qual institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), acarretando em custos adicionais para as nossas operações.	Médio e longo prazo
Legal e Reputacional	Litígios e/ou perda de reputação por não atendimento de compromissos climáticos.	Médio 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 2025-2029 (PN 25-29) 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.

[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 consumidos pela empresa, que ocorrem nas instalações onde a eletricidade e o vapor são gerados.

Como resultado dessa visão, a demanda e os preços, domésticos e internacionais, dos principais produtos que a companhia considera no PN 25-29 são afetados negativamente.

Em 2024, a companhia adotou três cenários distintos que são utilizados para diferentes finalidades nas suas atividades de planejamento. Esses cenários são chamados de Adaptação, Negociação e Compromisso e, em todos eles, observa-se desaceleração e posterior retração das fontes fósseis. Especificamente o cenário Negociação, utilizado como referência para quantificação do 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.

O preço do Brent considerado no cenário de referência do Plano de Negócios reduz de US$ 80/Barril em 2024 para US$ 65/Barril em 2050. Informações adicionais sobre o comportamento do preço do Brent, considerado no cenário de referência do 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 2030 e 2050 com aqueles previstos nos cenários *Announced Pledges Scenario* (APS) e *Net Zero Emissi*on (NZE) da Agência Internacional de Energia (AIE) , ainda que não sejam utilizados corporativamente pela companhia:

Preço do Brent US$/Barril	2030	2050
PN	65	65
APS	72	58
NZE	42	25

De acordo com a AIE, o cenário APS considera todos os compromissos climáticos feitos por governos em todo o mundo, incluindo Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), bem como metas net zero de longo prazo, e pressupõe que serão cumpridas na íntegra e no prazo, mantendo, com probabilidade de 50%, o aumento de temperatura em 2100 em torno de 1,7 ºC. Já o cenário NZE, de acordo com a AIE, mostra um caminho para que o setor energético global atinja emissões líquidas zero de CO_2 até 2050, sendo consistente com a limitação do aumento da temperatura a 1,5 ºC (com pelo menos 50% de probabilidade).

Adicionalmente, o PN inclui ações da companhia para o atingimento dos compromissos de sustentabilidade em carbono, tais como projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de baixo carbono e projetos de descarbonização das operações. Tais ações visam responder aos riscos de transição, bem como refletir as oportunidades climáticas.

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.

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

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

Uma transição para uma economia de baixo carbono mais rápida do que a projetada no PN 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, sobre a perda de recuperabilidade reconhecida pela companhia, conforme divulgada na nota explicativa 25, teria uma reversão de perda de recuperabilidade adicional bruta de R$ 2.710 no cenário APS e uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R$ 69.505 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.

Dado que o preço do carbono 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 CO_2 a partir de 2030 e a existência de cotas gratuitas de emissão.

Neste contexto, utilizando como base um preço de US$10/ CO_2 em 2030, US$ 49,7/ CO_2 em 2035, US$ 68/ CO_2 em 2040, US$ 84,8/ CO_2 em 2045 e US$ 100,3/ CO_2 em 2050, incluindo isenções de emissões com redução gradual, para simular um fluxo de desembolsos adicionais, considerando os efeitos dos tributos sobre o lucro sobre tais desembolsos, e mantendo inalterados todos os demais componentes, variáveis, premissas e dados para cálculo do valor recuperável, o segmento do E&P da Controladora teria uma perda de recuperabilidade adicional bruta de R$ 1.439.

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 2024, o valor da provisão de desmantelamento de áreas reconhecida pela Controladora totalizou R$ 161.647, conforme nota explicativa 20. Em bases não descontadas, o valor nominal seria de R$ 321.709.

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

Durante o ano de 2024, não foram emitidas regulamentações governamentais vinculadas a questões climáticas que alteraram ou possuíssem potencial para alterar o prazo de desmantelamento dos ativos da Controladora, bem como não foram identificados gatilhos que acelerassem as datas esperadas de desmantelamento dos ativos da companhia em razão das suas metas climáticas e sua ambição de neutralizar as emissões líquidas operacionais de GEE (Escopos 1 e 2) até 2050.

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

Para ilustrar o efeito de uma eventual aceleração da transição energética, a companhia estima que a provisão de desmantelamento aumentaria em R$ 6.786, R$ 22.001 e R$ 36.612 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 33.4.1 (a), envolvendo as exportações futuras da companhia.

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no PN, 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.

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 R$ 61 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 no aumento das despesas anuais de depreciação, depleção e amortização.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada são depletados pelo método das unidades produzidas e depreciados ou amortizados pelo método linear. Em 31 de dezembro de 2024, o valor contábil desses ativos que se encontram em operação no Brasil é de R$ 560.103 e eles não possuem valores materiais de depreciação ou amortização após 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 10 refinarias no Brasil. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam R$ 57.096, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação dessas refinarias após 2050.

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

Os ativos de gás e energia no Brasil, que incluem o parque termelétrico, são depreciados pelo método linear. Com base nas atuais taxas de depreciação dos ativos que se encontram em operação, aplicadas sobre os respectivos valores contábeis em 31 de dezembro de 2024, que totalizam R$ 21.408, e, assumindo nenhum investimento adicional, não há valores materiais de depreciação desses ativos após 2050.

Neste contexto, com base nas informações disponíveis, a companhia não prevê mudanças significativas na vida útil das suas refinarias, dos ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás e aos ativos de gás e energia em razão da transição para uma economia de baixo carbono. Tais ativos representam 92% 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.

6. Novas normas e interpretações

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Os principais normativos emitidos pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2024 são:

Norma	Descrição	Data de vigência e disposição transitória
Lack of Exchangeability - Amendments to IAS 21	As emendas estabelecem que quando uma moeda não for conversível por outra na data da mensuração, a taxa de câmbio à vista deve ser estimada. Adicionalmente, as emendas orientam sobre como avaliar a conversibilidade entre moedas e como determinar a taxa de câmbio à vista quando da ausência da conversibilidade. Quando a taxa de câmbio à vista for estimada porque uma moeda não é conversível por outra moeda, devem ser divulgadas informações que permitam entender como a moeda não conversível por outra moeda afeta, ou se espera que afete, a demonstração do resultado, o balanço patrimonial e a demonstração dos fluxos de caixa.	1º de janeiro de 2025 com regras de transição específicas.
Annual Improvements – Volume 11	As emendas alteram pontualmente requerimentos relacionados aos seguintes temas e normativos: preço de transação e desreconhecimento de passivos de arrendamentos (IFRS 9 *Financial Instruments*); método de custo (IAS 7 *Statement of Cash Flows*); divulgação de ganho ou perda no desreconhecimento de ativos, e divulgação do risco de crédito (IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures*); determinação de um 'agente de facto' (IFRS 10 *Consolidated Financial Statements*); e contabilização de hedge para um adotante pela primeira vez (IFRS 1 *First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards*).	1º de janeiro de 2026 com regras de transição específicas.

Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7	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
Contracts Referencing Nature-dependent Electricity - Amendments to IFRS 9 and IFRS 7	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
IFRS 18 - Presentation and Disclosure in Financial Statements	A IFRS 18 estabelece novos requerimentos para a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras, em substituição à IAS 1 - *Presentation of Financial Statements*. 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.
IFRS 19 - Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures	A IFRS 19 é uma norma de aplicação voluntária que permite que entidades elegíveis forneçam divulgações reduzidas ao aplicar os padrões contábeis IFRS em suas demonstrações financeiras. Para ser elegível, no final do período de relatório, uma entidade deve ser uma controlada conforme definido no 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 com os padrões contábeis IFRS.	1º de janeiro de 2027 com regras de transição específicas

Em relação ao normativo em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, 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 2026, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos, revisões de pronunciamentos e interpretações tidos como análogos aos IFRS, tal como emitidos pelo IASB. A seguir são apresentados os normativos emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor, e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2024, bem como os IFRS equivalentes, quando aplicável:

Pronunciamento, revisão ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Pronunciamento Técnico CPC 18 (R3) – Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto – CPC 18 (R3)*	*IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures*	1º de janeiro de 2025
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27	*Amendments to IAS 21 (Lack of Exchangeability)*	1º de janeiro de 2025
Interpretação Técnica ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial ICPC 09 (R3)**	*Sem equivalência às IFRS*	1º de janeiro de 2025
Orientação Técnica OCPC 10 – Créditos de Carbono, Permissões de Emissões (*allowances*) e Créditos de Descarbonização (CBIO) (OCPC 10)	*Sem equivalência às IFRS*	1º de janeiro de 2025

* Emitido em substituição ao CPC 18 (R2).
** Emitida em substituição à ICPC 09 (R2).

A OCPC 10 trata dos critérios contábeis de reconhecimento, mensuração e evidenciação dos eventos econômicos relacionados à participação ou atuação de entidades em mercados compulsórios ou voluntários de créditos de carbono (tCO2e), comumente chamados de mercados de créditos de carbono, permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarbonização (CBIO). A companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial da OCPC 10 em suas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

O efeito esperado da aplicação inicial da Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 27 é o mesmo que foi apresentado para o respectivo normativo emitido pelo IASB apresentado na nota explicativa item 6.1.

Em relação ao CPC 18 (R3) e à ICPC 09(R3), em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, de acordo com as avaliações realizadas, a companhia não estima impactos quando da aplicação inicial nas demonstrações financeiras individuais da Petrobras e nas demonstrações financeiras 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 da companhia é a geração operacional de caixa.

A estratégia financeira do Plano de Negócios 25-29 tem como foco:

- Geração de caixa superior aos investimentos e obrigações financeiras;
- Investimentos com alto retorno e somente aprovados com valor presente líquido positivo em cenário de robustez (Brent US$ 45/bbl);
- Estrutura de capital eficiente, com mais flexibilidade e baixa alavancagem em cenários desafiadores; e
- Distribuição de dividendos ordinários conforme política de remuneração aos acionistas vigente, com flexibilidade para pagamentos extraordinários.

A meta de endividamento foi flexibilizada para teto de US$ 75 bilhões, com convergência para o patamar de US$ 65 bilhões.

Em 2024, 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.

Adicionalmente, a companhia reduziu em 2024 o endividamento bruto em US$ 2.289 milhões, mantendo-se dentro do intervalo de referência estipulado em seu planejamento. O endividamento líquido aumentou US$ 7.542 milhões. Em reais, o endividamento bruto aumentou 23%, enquanto o endividamento líquido aumentou 49%, conforme quadro a seguir:

			Consolidado	
	Em milhões de US$			
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Endividamento bruto	60.311	62.600	373.467	303.062
Caixa e equivalentes de Caixa e TVM (títulos públicos federais, CDB e *time deposits*)	(8.071)	(17.902)	(49.978)	(86.670)
Endividamento líquido	**52.240**	**44.698**	**323.489**	**216.392**

O EBITDA ajustado adotado pela Petrobras não considera o resultado de determinadas operações, com o objetivo de fornecer uma visão sobre o potencial de geração de caixa. O endividamento líquido representa o total de financiamento e o arrendamento, deduzindo-se o caixa e equivalentes de caixa e o TVM. Estas medidas não são definidas segundo as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

8.1. Caixa e equivalentes de caixa

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e bancos	841	501	81	87
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	8.996	8.434	1.763	2.348
Outros fundos de investimentos	1.152	1.352	41	20
	10.148	9.786	1.804	2.368
- No exterior				
Time deposits	4.509	37.458	1.239	–
Auto Invest e contas remuneradas	4.495	13.807	10	107
Outras aplicações financeiras	261	61	–	–
	9.265	51.326	1.249	107
Total das aplicações financeiras de curto prazo	19.413	61.112	3.053	2.475
Total de caixa e equivalentes de caixa	**20.254**	**61.613**	**3.134**	**2.562**

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimento são de até três meses, contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses, contados a partir da data de aquisição e por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária.

Os principais usos destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram para pagamento de dividendos e recompra de ações de R$ 102.611, cumprimento do serviço da dívida, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional e amortizações de arrendamentos, no total de R$ 88.881, bem como para realização de investimentos no montante de R$ 79.856.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R$ 204.037, captações no valor de R$ 12.027, recebimentos pela venda de ativos e de participações societárias de R$ 4.381 e compensação financeira por acordos de coparticipação de R$ 1.951.

Prática contábil

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

8.2. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado					Controladora	
	31.12.2024			31.12.2023		31.12.2024	31.12.2023
	País	Exterior	Total	País	Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	3.290	–	3.290	4.485	4.485	3.290	4.485
Custo amortizado - CDB e *time deposits*	14.012	12.422	26.434	20.572	20.572	13.978	20.566
Custo amortizado - Outros	278	–	278	254	254	278	254
Total	**17.580**	**12.422**	**30.002**	**25.311**	**25.311**	**17.546**	**25.305**
Circulante	13.975	12.422	26.397	13.650	13.650	13.941	13.644
Não circulante	3.605	–	3.605	11.661	11.661	3.605	11.661

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

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

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

- Valor justo por meio do resultado – ativos financeiros cujo objetivo da companhia seja recebimento pela venda. São apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização.

9. Receita de vendas

9.1. Receita de vendas de contratos com clientes

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

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

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Receita bruta de vendas	629.354	610.755	611.385	592.566
Encargos de vendas [1]	(138.525)	(98.761)	(137.838)	(98.194)
Receita de vendas	**490.829**	**511.994**	**473.547**	**494.372**
Diesel	147.911	161.279	147.936	161.336
Gasolina	68.404	71.519	68.404	71.519
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	17.073	17.530	17.073	17.530
Querosene de aviação (QAV)	24.282	25.095	24.282	25.095
Nafta	10.080	9.187	10.080	9.187
Óleo combustível (incluindo bunker)	5.183	5.788	5.183	5.788
Outros derivados de petróleo	22.992	22.109	22.992	22.109
Subtotal de derivados de petróleo	**295.925**	**312.507**	**295.950**	**312.564**
Gás natural	25.244	28.163	25.151	28.153
Petróleo	23.283	27.336	23.283	27.336
Renováveis e nitrogenados	1.232	467	–	–
Receitas de direitos não exercidos (*breakage*)	2.338	4.290	2.338	4.290
Energia elétrica	4.052	3.265	4.058	3.269
Serviços, agenciamentos e outros	4.337	5.289	2.087	2.718
Mercado interno	**356.411**	**381.317**	**352.867**	**378.330**
Exportações	129.652	125.138	120.680	116.042
Petróleo	97.641	92.476	88.897	83.675
Óleo combustível (incluindo bunker)	25.638	25.452	25.049	25.215
Outros derivados de petróleo e outros produtos	6.373	7.210	6.734	7.152
Vendas no exterior [2]	4.766	5.539	–	–
Mercado externo	**134.418**	**130.677**	**120.680**	**116.042**
Receitas de vendas	**490.829**	**511.994**	**473.547**	**494.372**

(1) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.
(2) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Em 31 de dezembro de 2024, a composição da receita de vendas pelo destino de embarque está assim apresentada:

	2024	2023
Brasil	356.411	381.317
Mercado interno	**356.411**	**381.317**
China	41.127	36.359
Américas (exceto Estados Unidos da América)	19.271	24.246
Europa	29.250	27.695
Ásia (exceto China e Cingapura)	10.770	7.262
Estados Unidos da América	18.312	19.418
Cingapura	15.425	15.337
Outros	263	360
Mercado externo	**134.418**	**130.677**
Receitas de vendas	**490.829**	**511.994**

Receita de vendas de R$ 490.829, R$ 21.165 inferior a 2023 (R$ 511.994), refletindo:

Redução da receita no mercado interno, principalmente por:

- Menores preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina e o QAV, acompanhando, em grande parte, a desvalorização das cotações internacionais;

- Menor volume de vendas de derivados, com destaque: (i) para o diesel, em função do aumento das importações por terceiros originadas, principalmente, da Rússia, e do aumento do teor de mistura obrigatória de biodiesel no óleo diesel tipo B; e (ii) para a gasolina, refletindo a recuperação de participação do etanol hidratado sobre a gasolina C em veículos *flex-fuel*;

- Menor receita de petróleo, em razão dos menores volumes vendidos; e

- Menor receita de gás natural, em função: (i) da menor demanda no setor não termelétrico, retratando o efeito da abertura do mercado de gás natural e a redução de *market-share*; e (ii) dos menores preços de venda influenciados pelas variações do Brent e da taxa de câmbio.

Aumento da receita com exportações reflete: (i) os maiores preços, em razão, principalmente, da desvalorização do real frente ao dólar na formação do preço de venda; e (ii) os maiores volumes de exportação de petróleo. Estes fatores foram compensados, parcialmente: (iii) pelos menores volumes de exportação de derivados, principalmente óleo combustível;

Redução das receitas de vendas no exterior, retratando o menor volume de operações de trading offshore, com destaque para as cargas de óleo combustível e de GNL.

Em 2024, as receitas de dois clientes do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) representam, individualmente, 15% e 10% das receitas da companhia. Em 2023, os dois clientes do segmento RTC representam, individualmente, 16% e 11% das receitas da companhia.

9.2. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços assinados até 31 de dezembro de 2024, com prazos superiores a um ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2024, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2024 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Consolidado		
	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	64.811	544	65.355
Diesel	141.713	–	141.713
Gás natural	40.769	165.730	206.499
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	18.136	–	18.136
Serviços e outros	8.771	5.673	14.444
Etanol, nitrogenados e renováveis	288	–	288
Nafta	8.541	–	8.541
Eletricidade	1.669	23.136	24.805
Outros derivados de petróleo	8.969	13.931	22.900
Querosene de aviação (QAV)	6.135	–	6.135
Mercado externo			
Exportações	17.434	16.622	34.056
Total	**317.236**	**225.636**	**542.872**

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

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

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

9.3. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui R$ 397 (R$ 558 em 2023) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take* e *ship or pay,* a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil

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

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

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

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

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

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

10. Custos e despesas por natureza

10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados [1]	**(120.204)**	**(109.524)**	**(118.128)**	**(108.837)**
Compras e importações	(87.585)	(81.153)	(87.261)	(81.359)
Petróleo	(50.968)	(46.800)	(51.242)	(41.870)
Derivados	(27.169)	(23.366)	(24.121)	(28.121)
Gás natural	(9.448)	(10.987)	(11.898)	(11.368)
Serviços e outros	(32.619)	(28.371)	(30.867)	(27.478)
Depreciação, depleção e amortização	**(52.509)**	**(53.742)**	**(53.925)**	**(56.161)**
Participação governamental	**(61.202)**	**(60.443)**	**(61.152)**	**(60.390)**
Gastos com pessoal	**(10.166)**	**(8.430)**	**(7.801)**	**(6.440)**
Variação dos estoques	**(286)**	**(9.922)**	**3.509**	**(9.270)**
Total	**(244.367)**	**(242.061)**	**(237.497)**	**(241.098)**

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

Custo dos produtos vendidos de R$ 244.367, R$ 2.306 superior a 2023 (R$ 242.061), com destaque para os seguintes fatores:

- Maiores custos com petróleo importado e com participação governamental, retratando a desvalorização do real frente ao dólar no momento da formação dos estoques; e

- Maiores custos com o benefício do plano de saúde sobre os gastos com pessoal, reflexo do reconhecimento do efeito da revisão atuarial referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024.

10.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(21.853)	(21.459)	(23.386)	(21.284)
Depreciação, depleção e amortização	(3.610)	(3.038)	(4.039)	(3.244)
Reversão (perdas) de créditos esperadas	20	(110)	4	(105)
Gastos com pessoal	(691)	(556)	(559)	(481)
Total	**(26.134)**	**(25.163)**	**(27.980)**	**(25.114)**

Despesas de vendas de R$ 26.134, R$ 971 superiores a 2023 (R$ 25.163), retratando, em grande parte maiores gastos logísticos relativos ao transporte do gás natural, principalmente pela redução do ressarcimento por terceiros que utilizam os gasodutos. Este fator foi compensado, em parte, pela redução dos volumes exportados de derivados, com destaque para o óleo combustível.

10.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Gastos com pessoal	(6.475)	(5.166)	(5.568)	(4.357)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(2.669)	(2.170)	(2.214)	(1.770)
Depreciação, depleção e amortização	(787)	(616)	(727)	(561)
Total	**(9.931)**	**(7.952)**	**(8.509)**	**(6.688)**

Despesas gerais e administrativas de R$ 9.931 , R$ 1.979 superior a 2023 (R$ 7.952), decorrente, em grande parte de:

- Reajustes salariais, conforme o Acordo Coletivo de Trabalho, e do processo de avanço de nível de cargos dos empregados;

- Contratação de novos colaboradores ao longo dos períodos;

- Maiores despesas com o benefício do plano de saúde, reflexo do reconhecimento do efeito da revisão atuarial intermediária referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024; e

- Maiores gastos com serviços de terceiros, com destaque para os serviços de processamento de dados, em grande parte relacionados às iniciativas de transformação digital.

11. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(15.745)	(5.850)	(15.745)	(5.850)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(14.061)	(10.999)	(13.981)	(10.954)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(11.827)	(5.848)	(11.732)	(5.809)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.395)	(3.982)	(5.118)	(3.467)
Programas de remuneração variável [1]	(4.935)	(5.020)	(4.298)	(4.558)
Perdas de créditos esperadas sobre outros recebíveis	(1.547)	(89)	(1.502)	(91)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.243)	(775)	(1.210)	(758)
Despesas operacionais com termelétricas	(1.181)	(944)	(1.201)	(990)
Despesas com multas contratuais recebidas	(776)	(1.000)	(775)	(1.000)
Indenizações por distratos de contratos de afretamento de embarcação	(100)	(1.724)	(100)	(1.724)
Acordo Coletivo de Trabalho	(40)	(1.061)	(10)	(966)
Resultado com derivativos de commodities	217	84	(83)	33
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	336	562	197	562
Subvenções e assistências governamentais	826	1.579	812	1.567
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.171	6.511	795	5.776
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	1.192	1.181	1.190	1.181
Multas aplicadas a fornecedores	1.336	1.192	1.322	1.173
Resultado de atividades não fim	1.415	845	2.884	2.425
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	1.399	1.482	1.399
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	1.938	2.086	1.954	2.174
Resultados com operações em parcerias de E&P	2.660	2.858	2.660	2.858
Outros	(95)	(935)	(591)	(1.772)
Total	**(44.372)**	**(19.930)**	**(43.050)**	**(18.791)**

(1) Composto por Participação nos lucros ou resultados (PLR) e Programa de prêmio por desempenho (PRD), conforme nota explicativa 18.

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas negativas em R$ 44.372, R$ 24.442 superiores quando comparado às do exercício de 2023 (R$ 19.930), com destaque para:

- Maiores perdas relacionadas a desmantelamento de áreas, devido, em grande parte, ao resultado da revisão anual da provisão para campos com aprovação de devolução, mas com compromissos de abandono ainda existentes;

- Aumento das despesas com o benefício do plano de saúde, reflexo da revisão atuarial intermediária referente à alteração de coparticipação do benefício em 2024; e

- Menores ganhos líquidos com alienações e baixa de ativos, em razão, em grande parte, do maior volume de operações de vendas de ativos concluídas em 2023.

12. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Receitas Financeiras	**10.488**	**10.821**	**12.326**	**10.790**
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	8.072	8.258	3.835	3.971
Receita Financeira FIDC-NP	–	–	6.195	4.968
Outros	2.416	2.563	2.296	1.851
Despesas Financeiras	**(32.093)**	**(19.542)**	**(51.867)**	**(33.884)**
Despesas com financiamentos	(11.560)	(11.309)	(32.630)	(26.756)
Despesas com arrendamentos	(12.235)	(8.886)	(11.623)	(8.259)
Encargos financeiros capitalizados	8.478	6.431	8.474	6.431
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(5.362)	(4.282)	(5.317)	(4.256)
Adesão à transação tributária [1]	(9.600)	–	(9.600)	–
Outros	(1.814)	(1.496)	(1.171)	(1.044)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	**(60.866)**	**(3.140)**	**(62.458)**	**(1.585)**
Variações cambiais [2]	(46.500)	11.212	(48.121)	12.310
Real x Dólar	(46.765)	11.839	(48.098)	12.307
Outras moedas	265	(627)	(23)	3
Reclassificação do hedge accounting [2]	(16.246)	(18.846)	(16.191)	(18.371)
Adesão à transação tributária [1]	(1.451)	–	(1.451)	–
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	(1.359)	(1.506)	(1.347)	(1.499)
Acordo Petrobras e Eletrobras - empréstimos compulsórios	–	1.156	–	1.156
Atualização monetária de impostos a recuperar	505	1.016	653	976
Outros	4.185	3.828	3.999	3.843
Total	**(82.471)**	**(11.861)**	**(101.999)**	**(24.679)**

(1) Para mais informações vide nota explicativa 17.
(2) Para mais informações, vide notas explicativas 33.4.1.a. e 33.4.1.c.

Resultado financeiro líquido negativo em R$ 82.471, R$ 70.610 superior a 2023 (R$ 11.861), em razão de:

- Variação monetária e cambial negativa maior, ocasionada, basicamente, por perdas líquidas com a variação cambial, refletindo, principalmente, a desvalorização de 27,9% do real frente ao dólar em 2024 sobre a exposição passiva em dólar, quando comparada à valorização de 7,2% em 2023; e

- Despesas financeiras líquidas, superiores, com destaque para: (i) as despesas relacionadas aos efeitos da adesão à transação tributária encerrando disputas judiciais sobre contencioso tributário em 2024; e (ii) as maiores despesas com arrendamentos, devido, em grande parte, ao aumento do passivo de arrendamentos pelo afretamento de plataformas e outros ativos operacionais.

13. Informações por Segmento

13.1. Informações por Segmento - Resultado

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	324.934	457.774	51.394	1.719	(344.992)	490.829
Intersegmentos	323.286	5.547	16.129	30	(344.992)	-
Terceiros	1.648	452.227	35.265	1.689	-	490.829
Custo dos produtos e serviços vendidos	(133.560)	(423.457)	(27.235)	(1.581)	341.466	(244.367)
Lucro bruto	191.374	34.317	24.159	138	(3.526)	246.462
Despesas	(43.688)	(17.725)	(18.886)	(25.495)	-	(105.794)
Vendas	(10)	(10.281)	(15.806)	(37)	-	(26.134)
Gerais e administrativas	(336)	(1.927)	(622)	(7.046)	-	(9.931)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.997)	-	-	-	-	(4.997)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(3.404)	(40)	(30)	(807)	-	(4.281)
Tributárias	(3.670)	(260)	(90)	(2.688)	-	(6.708)
Reversão (perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(7.586)	(1.851)	-	66	-	(9.371)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(23.685)	(3.366)	(2.338)	(14.983)	-	(44.372)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	147.686	16.592	5.273	(25.357)	(3.526)	140.668
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(82.471)	-	(82.471)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	397	(4.268)	415	(11)	-	(3.467)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	148.083	12.324	5.688	(107.839)	(3.526)	54.730
Imposto de renda e contribuição social	(50.213)	(5.641)	(1.793)	38.727	1.199	(17.721)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	**97.870**	**6.683**	**3.895**	**(69.112)**	**(2.327)**	**37.009**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	97.886	6.683	3.620	(69.256)	(2.327)	36.606
Acionistas não controladores	(16)	-	275	144	-	403
	97.870	**6.683**	**3.895**	**(69.112)**	**(2.327)**	**37.009**

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 2023

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	333.934	474.338	55.476	1.819	(353.573)	511.994
Intersegmentos	330.075	7.065	16.388	45	(353.573)	-
Terceiros	3.859	467.273	39.088	1.774	-	511.994
Custo dos produtos e serviços vendidos	(135.930)	(428.258)	(28.412)	(1.842)	352.381	(242.061)
Lucro (prejuízo) bruto	198.004	46.080	27.064	(23)	(1.192)	269.933
Despesas	(27.586)	(20.446)	(16.898)	(14.181)	-	(79.111)
Vendas	(58)	(10.763)	(14.168)	(174)	-	(25.163)
Gerais e administrativas	(364)	(1.639)	(403)	(5.546)	-	(7.952)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.892)	-	-	-	-	(4.892)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.829)	(82)	(28)	(680)	-	(3.619)
Tributárias	(2.218)	(202)	(233)	(1.791)	-	(4.444)
Reversão (perda), líquida, no valor de recuperação de ativos - *Impairment*	(10.301)	(2.559)	(397)	146	-	(13.111)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(6.924)	(5.201)	(1.669)	(6.136)	-	(19.930)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	170.418	25.634	10.166	(14.204)	(1.192)	190.822
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(11.861)	-	(11.861)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(18)	(1.562)	52	48	-	(1.480)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	170.400	24.072	10.218	(26.017)	(1.192)	177.481
Imposto de renda e contribuição social	(57.942)	(8.716)	(3.456)	17.394	405	(52.315)
Lucro líquido do exercício	**112.458**	**15.356**	**6.762**	**(8.623)**	**(787)**	**125.166**
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	112.480	15.356	6.409	(8.852)	(787)	124.606
Acionistas não controladores	(22)	-	353	229	-	560
	112.458	**15.356**	**6.762**	**(8.623)**	**(787)**	**125.166**

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por Segmento de Negócio - 2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(15.745)	–	–	–	(15.745)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(12.984)	(420)	(540)	(117)	(14.061)
Plano de pensão e saúde (inativos)	–	–	–	(11.827)	(11.827)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.099)	(2.241)	(160)	(895)	(5.395)
Programas de remuneração variável	(2.150)	(1.202)	(260)	(1.323)	(4.935)
Despesas operacionais com termelétricas	–	–	(1.181)	–	(1.181)
Resultado com alienações e baixa de ativos	1.231	260	85	(405)	1.171
Contratos de *Ship/Take or Pay* e multas aplicadas	33	439	702	18	1.192
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.482	–	–	–	1.482
Outras	6.547	(202)	(984)	(434)	4.927
Total	**(23.685)**	**(3.366)**	**(2.338)**	**(14.983)**	**(44.372)**

Outras receitas (despesas) operacionais líquidas por Segmento de Negócio – 2023

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(5.850)				(5.850)
Paradas para manutenção de ativos e gastos pré-operacionais	(10.489)	(107)	(259)	(144)	(10.999)
Plano de pensão e saúde (inativos)	–	–	–	(5.848)	(5.848)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.496)	(1.970)	(43)	(473)	(3.982)
Programas de remuneração variável	(2.066)	(1.333)	(260)	(1.361)	(5.020)
Despesas operacionais com termelétricas	–	–	(944)	–	(944)
Resultado com alienações e baixas de ativos	6.876	(169)	(243)	47	6.511
Contratos de *Ship / Take or Pay* e multas aplicadas	14	200	957	10	1.181
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	1.399	–	–	–	1.399
Outras	4.688	(1.822)	(877)	1.633	3.622
Total	**(6.924)**	**(5.201)**	**(1.669)**	**(6.136)**	**(19.930)**

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

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Total
2024	49.899	13.412	2.989	733	67.033
2023	50.982	12.022	2.617	583	66.204

13.2. Informações por Segmento – Ativo

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2024

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	16.701	55.838	2.345	86.210	(25.882)	135.212
Não circulante	760.749	115.848	30.226	82.762	–	989.585
Realizável a longo prazo	43.693	13.729	564	69.640	–	127.626
Investimentos	1.850	709	1.127	395	–	4.081
Imobilizado	704.444	100.669	28.118	10.686	–	843.917
Em operação	569.046	91.818	24.371	7.692	–	692.927
Em construção	135.398	8.851	3.747	2.994	–	150.990
Intangível	10.762	741	417	2.041	–	13.961
Ativo	**777.450**	**171.686**	**32.571**	**168.972**	**(25.882)**	**1.124.797**

PÚBLICA

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2023

	E&P	RTC	G&EBC	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	13.574	53.265	1.793	113.997	(25.550)	157.079
Não circulante	658.729	115.224	31.013	88.843	–	893.809
Realizável a longo prazo	43.705	10.014	400	75.616	–	129.735
Investimentos	1.667	3.926	703	278	–	6.574
Imobilizado	601.553	100.629	29.539	11.053	–	742.774
Em operação	524.822	87.762	17.454	8.570	–	638.608
Em construção	76.731	12.867	12.085	2.483	–	104.166
Intangível	11.804	655	371	1.896	–	14.726
Ativo	**672.303**	**168.489**	**32.806**	**202.840**	**(25.550)**	**1.050.888**

Prática contábil

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. 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, as vendas realizadas pelas UPGNs do E&P, 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, e produção de fertilizantes da companhia.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados internacionais, aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo. O segmento de RTC também realiza aquisição de gás natural do segmento de G&EBC.

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

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

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

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado, GLP e LGN para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência.

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

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

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	23.398	29.231	14.559	19.980
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 34.7)	726	680	31.714	27.341
Subtotal	**24.124**	**29.911**	**46.273**	**47.321**
Outras contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa	10.383	10.466	10.383	10.466
Arrendamentos	1.848	1.706	135	136
Outras	3.664	3.037	2.888	2.427
Partes relacionadas				
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 34.5)	–	–	82.951	28.797
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	–	1.345	–	1.345
Subtotal	**15.895**	**16.554**	**96.357**	**43.171**
Total do contas a receber	**40.019**	**46.465**	**142.630**	**90.492**
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(10.151)	(7.811)	(6.063)	(4.626)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(11)	(10)	(11)	(10)
Total do contas a receber, líquidas	**29.857**	**38.644**	**136.556**	**85.856**
Circulante	22.080	29.702	129.592	77.757
Não circulante	7.777	8.942	6.964	8.099

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, que dependem da variação do valor da commodity, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2024 totalizou R$ 2.579 (R$ 2.434 em 31 de dezembro de 2023).

O saldo de recebíveis por desinvestimento e cessão onerosa está relacionado, principalmente, ao earnout dos campos de Sépia e Atapu no montante de R$ 3.147 (R$ 2.957, em 31 de dezembro de 2023), pelas vendas do campo de Roncador de R$ 2.185 (R$ 1.745, em 31 de dezembro de 2023), do Polo Potiguar de R$ 1.345 (R$ 1.283, em 31 de dezembro de 2023) e do campo de Albacora Leste de R$ 1.078 (R$ 289, em 31 de dezembro de 2023).

Em 26 de junho de 2024, o valor de R$ 1.389, líquido de imposto de renda retido na fonte, referente à segunda e última parcela dos precatórios oriundos das contas petróleo e álcool, foi liberado para a companhia e passou a compor garantia em processo fiscal.

Em 2024, o prazo médio do contas de receber de contratos de clientes terceiros no mercado interno é aproximadamente 2 dias (mesmo prazo em 2023) para venda de derivados e 20 a 27 dias para venda de petróleo (mesmo prazo em 2023). As exportações de óleo combustível possuem prazo médio de recebimento entre 11 e 15 dias, enquanto as exportações de petróleo entre 9 e 13 dias (em 2023 as exportações têm prazos médios entre 11 e 14 dias para óleo combustível e entre 8 e 12 dias para petróleo).

14.2. *Aging* do Contas a receber - Terceiros

	Consolidado				Controladora			
	31.12.2024		31.12.2023		31.12.2024		31.12.2023	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	27.948	(1.041)	33.636	(163)	21.431	(1.023)	25.925	(159)
Vencidos:								
Até 3 meses [1]	1.316	(466)	2.285	(208)	1.221	(463)	2.246	(200)
De 3 a 6 meses	391	(141)	91	(50)	353	(133)	68	(43)
De 6 a 12 meses	184	(111)	303	(277)	170	(106)	278	(274)
Acima de 12 meses	9.454	(8.392)	8.125	(7.113)	4.790	(4.338)	4.492	(3.950)
Total	**39.293**	**(10.151)**	**44.440**	**(7.811)**	**27.965**	**(6.063)**	**33.009**	**(4.626)**

(1) Em 10 de janeiro de 2024, a Petrobras recebeu da Carmo Energy a última parcela no valor de US$ 298 milhões, já considerados os ajustes e encargos de mora devidos, relativa à alienação do Polo Carmópolis, vencida em 20 de dezembro de 2023.

14.3. Perdas de crédito esperadas – Terceiros e Partes Relacionadas

	Consolidado		Controladora	
Movimentação	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Saldo inicial	7.821	8.015	4.636	4.652
Adições	1.836	849	1.807	779
Reversões	(318)	(473)	(308)	(472)
Baixas	(63)	(329)	(61)	(323)
Ajuste acumulado de conversão	886	(241)	–	–
Saldo final	**10.162**	**7.821**	**6.074**	**4.636**
Circulante	1.891	1.384	1.646	1.204
Não circulante	8.271	6.437	4.428	3.432

Prática contábil

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.

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

A companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando as contas a receber possuírem baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Inexistindo controvérsia ou outras questões que podem resultar em suspensão da cobrança, a companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a noventa dias.

15. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Petróleo	16.379	16.341	12.751	12.419
Derivados de petróleo	13.382	10.631	12.735	9.410
Intermediários	2.627	3.076	2.627	3.076
Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL)	628	379	628	328
Biocombustíveis	134	61	25	24
Fertilizantes	7	7	8	8
Total de produtos	33.157	30.495	28.774	25.265
Materiais, suprimentos e outros	8.393	6.689	8.000	6.347
Total	**41.550**	**37.184**	**36.774**	**31.612**

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 termoelétricas 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.

O aumento do saldo de estoques em 2024, de R$ 4.366, refere-se, principalmente, aos derivados de petróleo, pela maior participação do derivado importado na formação dos estoques; pelos menores volumes vendidos nos mercados interno e externo; pela maior produção; e pelos maiores custos com importados e com a matéria-prima (petróleo), acompanhando a desvalorização do real frente ao dólar no momento da formação dos estoques.

Os estoques são apresentados deduzidos de perdas para ajuste ao seu valor realizável líquido, sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e derivados, e quando constituídos são reconhecidos no resultado do exercício como custos dos produtos e serviços vendidos. Em 31 de dezembro de 2024, houve reversão da provisão para perdas de R$ 214 (R$ 40 em 31 de dezembro de 2023).

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro (TCF) relativos aos Planos de Pensão PPSP-R, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70, assinados em 2008 com a Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros, no valor estimado de R$ 4.712 (R$ 4.773 em 31 de dezembro de 2023).

Prática contábil

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

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda, levando em consideração a finalidade para 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. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Terceiros no país	22.644	17.544	21.401	16.376
Terceiros no exterior	14.917	5.691	8.879	2.705
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	98	67	9.461	7.568
Total	**37.659**	**23.302**	**39.741**	**26.649**

Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias (32 dias em 2023), enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 31 dias para produtos importados e de 25 dias para demais bens e serviços (58 dias para produtos importados e de 26 dias para demais bens e serviços em 2023), aproximadamente.

O aumento do saldo de fornecedores em 2024, de R$ 14.357, refere-se, principalmente, às aquisições de materiais para investimento, ao transporte marítimo e operações de embarcações e aos serviços técnicos e de perfurações de poços exploratórios, equipamentos de processamento de dados e licença de uso; ao acordo de parceria com a equalização/unitização de campos de E&P; e as maiores aquisições a prazo líquidas de pagamentos de petróleo e derivados.

Risco Sacado

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo antecipado pelos fornecedores, no escopo do programa, é de R$ 832 (R$ 534 em 31 de dezembro de 2023), com prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 58 dias (prazo de pagamento entre 7 e 92 dias e prazo médio ponderado de 57 dias em 2023), após atendidas as condições comerciais contratadas.

17. Tributos

17.1. Imposto de Renda e Contribuição Social

Tributos Correntes

	Consolidado					
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
No país						
Tributos sobre o lucro [1]	2.510	963	4.324	4.788	2.046	–
Programas de regularização de débitos federais	–	–	303	283	1.238	1.446
	2.510	**963**	**4.627**	**5.071**	**3.284**	**1.446**
No exterior [1]	35	92	4.044	1.224	–	–
Total	**2.545**	**1.055**	**8.671**	**6.295**	**3.284**	**1.446**

(1) O passivo inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 17.1.1 - Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro.

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. A partir do ano-calendário de 2015, em virtude da publicação da Lei nº 12.973/2014, os lucros auferidos no exterior por controlada, direta ou indireta, ou coligada, ajustados pelos dividendos e pelo resultado de equivalência patrimonial, multiplicados pela alíquota dos tributos sobre o resultado no Brasil, compõem as despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

Os tributos sobre o lucro no ativo circulante são créditos fiscais resultantes do processo de apuração de IRPJ e CSLL, além dos respectivos saldos negativos apurados, principalmente aos anos-calendário de 2017 a 2019 e 2021. O passivo circulante é a parcela a pagar da apuração do IRPJ e CSLL corrente.

O saldo dos programas de regularização de débitos federais é composto, basicamente, pelo auto de infração de IRPJ e CSLL inserido no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) em 2017, sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 nos Termos de Compromissos Financeiros (TCF), celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados. O prazo de pagamento é de 145 parcelas mensais e sucessivas, atualizadas pela Selic, a partir de janeiro de 2018.

O saldo do ativo circulante apresentou aumento em função, principalmente, da constituição de créditos de IRPJ e CSLL relativos aos exercícios de 2019, 2021, 2022 e 2023, da entrada de créditos de IRRF sobre aplicações financeiras, além da atualização Selic de créditos de IRPJ e CSLL. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas utilizações de créditos de IRRF sobre aplicações financeiras e pelas utilizações de créditos de IRPJ e CSLL.

O saldo do passivo circulante aumentou, principalmente, pela: (i) devolução das antecipações do *Corporate Income Tax* (CIT), por parte do fisco holandês, que estava apresentada pelo líquido no passivo de controlada; (ii) provisão referente ao *Corporate Alternative Minimun Tax* (CAMT) em controlada sediada nos Estados Unidos; e (iii) adição de lucros no exterior e preço de transferência em dezembro de 2024, compensado pelo benefício fiscal na distribuição de juros sobre capital próprio.

Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Lucro do exercício antes dos impostos	54.730	177.481	49.658	172.969
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(18.608)	(60.344)	(16.884)	(58.810)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio	7.373	6.481	7.373	6.481
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	5.140	2.977	–	–
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (1)	(2.902)	(2.685)	(2.902)	(2.685)
Incentivos fiscais	591	1.489	590	1.488
Efeitos da taxação mínima entre países - Pillar II	(551)	–	–	–
Ajustes de preços de transferência para transações entre partes relacionadas no exterior (2)	(560)	–	(560)	–
Prejuízos fiscais (3)	476	104	265	–
Adesão à transação tributária (4)	(780)	–	(780)	–
Benefício pós emprego (5)	(7.177)	(1.734)	(7.043)	(1.679)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	(1.196)	(495)	6.522	6.745
Não incidência do IRPJ/CSLL sobre atualização pela Selic dos indébitos tributários	619	268	617	267
Outros	(146)	1.624	(250)	(170)
Imposto de renda e contribuição social	**(17.721)**	**(52.315)**	**(13.052)**	**(48.363)**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.103	(4.542)	23.456	(3.997)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(40.824)	(47.773)	(36.508)	(44.366)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	32,4%	29,5%	26,3%	28,0%

(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) A Petrobras reconheceu prejuízo fiscal de IRPJ e base de cálculo negativa da CSLL, cedidos por controlada, no valor de R$ 265, no âmbito do programa de autorregularização incentivada de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil (Lei nº 14.740/23 e da Instrução Normativa RFB nº 2.168/23), para liquidar débito no montante de R$ 560, sendo R$ 295 com pagamento à vista.
(4) Multas não dedutíveis vinculadas à Adesão à Transação Tributária. Para mais informações sobre a Transação, vide nota explicativa 17.3.
(5) Inclui tratamentos fiscais incertos, vide nota explicativa 17.1 - Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro.

Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

	Consolidado		Controladora	
Movimentação	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Saldo inicial	**(48.148)**	**(30.878)**	**(59.000)**	**(42.511)**
Reconhecido no resultado	23.103	(4.542)	23.456	(3.997)
Reconhecido no patrimônio líquido	21.263	(12.686)	21.287	(12.525)
Ajuste acumulado de conversão	430	(96)	–	–
Utilização de créditos tributários	(34)	–	–	–
Outros	(4)	54	3	33
Saldo final	**(3.390)**	**(48.148)**	**(14.254)**	**(59.000)**

O saldo de impostos diferidos passivos, líquidos, apresenta diminuição em 2024, principalmente, pelas variações cambiais de empréstimos, contas a receber e a pagar, em financiamentos e contratos de arrendamento e revisão anual da provisão para desmantelamento de áreas. Esses valores foram compensados, parcialmente, pela realização do custo com prospecção e pela depreciação acelerada incentivada e por unidade produzida.

O quadro a seguir demonstra a composição e o fundamento para realização dos ativos e passivos fiscais diferidos:

		Consolidado	
Natureza	**Fundamento para realização**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(38.926)	(30.480)
Imobilizado - Impairment	Amortização, baixa de ativos e reversão *Impairment*	21.440	20.348
Imobilizado - Direito de Uso	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(52.745)	(45.359)
Imobilizado - Depreciação acelerada, linear x unidade produzida e encargos capitalizados	Depreciação, amortização e baixa de ativos	(99.340)	(90.939)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, recebimentos e contraprestação	16.322	(12.001)
Arrendamentos	Apropriação da contraprestação	67.058	44.733
Provisão para desmantelamento de áreas	Pagamento e reversão da provisão	56.462	38.779
Provisão para processos judiciais	Pagamento e reversão da provisão	5.068	4.617
Prejuízos fiscais	Compensação do lucro tributável	6.046	5.517
Estoques	Venda, baixa e perda	2.628	1.988
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	7.368	9.856
Outros		5.229	4.793
Total		**(3.390)**	**(48.148)**
Impostos diferidos ativos		5.710	4.672
Impostos diferidos passivos		(9.100)	(52.820)

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do PN 2025-2029, 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 2025-2029.

Em 31 de dezembro de 2024, a expectativa de realização desses ativos e passivos fiscais diferidos líquidos é a seguinte:

	Consolidado		Controladora	
	Ativos	**Passivos**	**Ativos**	**Passivos**
2025	771	(3.930)	–	(7.283)
2026	331	(6.623)	–	(11.618)
2027	347	(5.009)	–	(9.228)
2028	471	4.242	–	4.893
2029	399	4.364	–	5.376
2030 em diante	3.391	16.056	–	32.114
Parcela registrada contabilmente	**5.710**	**9.100**	**–**	**14.254**

Em 31 de dezembro de 2024 a companhia possui prejuízos fiscais não utilizados e não reconhecidos como ativo fiscal diferido, conforme a seguir:

	Consolidado	
	Ativos	
	31.12.2024	**31.12.2023**
País	23	1.786
Exterior	3.931	3.774
Parcela não registrada contabilmente	**3.954**	**5.560**

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:

	Consolidado					
	2026-2029	2030-2032	2033-2035	2036-2038	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	87	912	1.807	806	319	3.931

17.1.1. Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui tratamentos fiscais incertos provisionados no balanço patrimonial, totalizando R$ 4.748 (R$ 1.598 em 2023), 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 R$ 33.408 (R$ 33.802 em 2023), relacionados a processos judiciais e administrativos, conforme detalhado na nota explicativa 19.3.

A companhia também possui outros posicionamentos que podem ser considerados tratamentos fiscais incertos de tributos sobre o lucro, no valor de R$ 26.468 (R$ 19.668 em 2023), dada a possibilidade de interpretação divergente por parte da autoridade fiscal. Esses tratamentos fiscais incertos são suportados por avaliações técnicas e por metodologia de avaliação de riscos tributários, portanto, a companhia entende que tais posicionamentos serão aceitos pelas autoridades fiscais, assim entendidos os órgãos que decidem se tratamentos fiscais são aceitáveis de acordo com a legislação tributária, incluindo tribunais judiciais.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2024, as posições fiscais incertas, no país e no exterior, perfazem o montante de R$ 64.624 (R$ 55.068 em 2023), para as quais a Petrobras seguirá defendendo sua posição.

Prática contábil

A companhia apura seus tributos sobre o lucro tributável de acordo com a legislação e as alíquotas vigentes ao final do período que está sendo reportado. As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de quitar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

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

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

O ativo/passivo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra 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).

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

17.2. Impostos e Contribuições

	Consolidado							
	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante[1]	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.857	2.868	3.709	2.939	5.670	4.997	–	–
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido [2]	6.460	1.470	12.656	13.923	2.311	1.282	829	684
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	–	–	3.651	3.549	–	–	–	–
Participação especial/Royalties	–	–	–	–	9.345	10.139	539	702
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	1.823	1.317	–	–
Outros	275	279	2.138	1.402	1.046	2.142	496	435
Total no país	9.592	4.617	22.154	21.813	20.195	19.877	1.864	1.821
Impostos no exterior	38	31	147	48	141	291	–	–
Total	**9.630**	**4.648**	**22.301**	**21.861**	**20.336**	**20.168**	**1.864**	**1.821**

(1) Os valores de impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outros passivos".
(2) Em 2024, o saldo do ativo circulante aumentou em função de valores de PIS e COFINS diferido reclassificados do ativo não circulante, bem como pelos créditos fiscais provenientes dos débitos incluídos na transação tributária, vide nota explicativa 17.3.

Os créditos de ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indébitos, compensados de acordo com a legislação de cada estado. Também são decorrentes de créditos originados pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes, principalmente, às aquisições de bens e serviços 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, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil (RFB) transmitidos de 2017 até 2024.

No tocante aos Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER), a Companhia vem ajuizando ações judiciais para imprimir celeridade aos processos de análise pela Receita Federal do Brasil, dos quais foram homologados e utilizados nas apurações correntes de 2024 o montante de R$ 381.

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

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes com trânsito em julgado. Aquelas relativas à sua empresa incorporada (duas ações oriundas da sua subsidiária Petroquisa) já foram pagas pela União. Com relação aos dois processos remanescentes, ambos contam com laudos favoráveis, sendo que, em um deles, a União indicou concordância com parte relevante do valor, tendo sido proferida sentença ainda sujeita a recurso. O segundo, de maior valor, aguarda pronunciamento judicial a respeito de requerimento da União de realização de nova perícia para liquidação dos valores devidos à Petrobras.

17.3. Adesão à Transação Tributária

Em junho de 2024, a Petrobras aderiu ao Edital de Transação PGFN-RFB 6/2024 ("Edital"), emitido pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e pela RFB, encerrando disputas judiciais sobre contencioso tributário relevante relacionado à incidência de tributos sobre remessas ao exterior, decorrentes da bipartição do negócio jurídico pactuado em um contrato de afretamento de embarcações ou plataformas e outro contrato de prestação de serviços.

O Edital permitiu a regularização de débitos relativos à incidência de CIDE, PIS e COFINS, de 2008 a 2013, no valor atualizado de R$ 44.957 na data da adesão em 28 de junho de 2024. Maiores informações sobre o saldo do contencioso relacionado à incidência de tributos sobre remessas ao exterior, que inclui a matéria relacionada à CIDE, PIS e COFINS, conforme nota explicativa 19.3 – Processos judiciais e contingências – Processos não provisionados.

A adesão ao Edital trouxe benefícios econômicos para a companhia, uma vez que a manutenção das discussões implicaria em esforço financeiro para oferecimento e manutenção de garantias judiciais relacionadas ao cumprimento do Negócio Jurídico Processual (NPJ) firmado com a PGFN, além de outras custas e despesas processuais.

O edital previa um desconto de 65% sobre o valor total do débito, após a conversão de depósitos judiciais em pagamento definitivo. Desta forma, em 28 de junho de 2024, foi reconhecido passivo de CIDE, PIS e COFINS, referente à adesão ao Edital, no montante de R$19.849, cuja movimentação, registrada em Impostos e Contribuições, é a seguinte:

	Consolidado
Adesão ao Programa	19.849
Utilização de depósitos judiciais	(6.653)
Utilização de crédito fiscal de controladas	(1.294)
Atualização monetária - Selic	268
Pagamento da entrada na adesão e das parcelas mensais (efeito caixa)	(12.170)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**-**

Como parte dessa transação tributária está relacionada a projetos em que a companhia atua em parceria nos consórcios de E&P, a Petrobras negociou com os parceiros para ressarcimento da parcela correspondente às suas respectivas participações no montante de R$ 2.581, reconhecidos e recebidos no período findo em 31 de dezembro de 2024.

Efeitos da transação no resultado do período

	Consolidado
Principal e multas	8.840
Atualização monetária e juros na adesão	11.009
Total da adesão tributária	**19.849**
Crédito fiscal de PIS e COFINS (1)	(2.899)
Crédito fiscal de controladas	(1.294)
Despesas de atualização de depósitos judiciais, tributos sobre créditos fiscais e outras	1.571
Imposto de renda e contribuição social (2)	(5.025)
Efeito antes do ressarcimento de parceiros em joint ventures	**12.202**
Ressarcimentos aprovados até 31 de dezembro de 2024 por parceiros em joint ventures	(2.581)
Imposto de renda e contribuição social (2)	769
Efeito total no resultado	**10.390**
Despesa tributária	3.595
Resultado financeiro líquido	11.051
Imposto de renda e contribuição social	(4.256)
Efeito total no resultado	**10.390**

(1) Créditos provenientes dos débitos incluídos na transação tributária após descontos, conforme previsto no Edital, registrados no ativo circulante e utilizados nas apurações das respectivas contribuições dos meses de janeiro e fevereiro de 2025.
(2) Efeito fiscal decorrente da transação tributária.

17.4. 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 Espanha promulgaram nova legislação tributária para implementar as regras do Pilar II, com vigência a partir de janeiro de 2024. Cingapura também a implementou, com vigência a partir de janeiro de 2025.

O Brasil implementou o Imposto Adicional Doméstico, em janeiro de 2025, conhecido como "adicional à CSLL", aplicável apenas a empresas brasileiras. A Petrobras está em processo de avaliação se há alguma exposição decorrente desta legislação e espera concluir a avaliação durante o ano de 2025.

Considerando que, em 2024, o Brasil não havia implementado nenhuma legislação tributária relativa ao imposto adicional, e seguindo a abordagem de cima pra baixo, a Petrobras estava sujeita ao imposto adicional por meio da sua controlada Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), sediada na Holanda. Assim, em 2024, uma despesa de R$ 551 (US$ 94 milhões) foi reconhecida como imposto de renda, 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).

A companhia aplicou uma isenção temporária para contabilização dos tributos sobre o lucro diferidos em relação os impactos do imposto adicional, conforme permitido pelas emendas da IAS 12 – Tributos sobre o lucro. Assim, o imposto adicional é contabilizado como uma despesa corrente quando incorrido, sem reconhecer ativos ou passivos fiscais diferidos relacionados ao Pillar II.

18. Benefícios a empregados

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Passivo				
Benefícios de curto prazo	9.395	9.615	8.264	8.682
Benefícios rescisórios	447	692	447	692
Benefícios pós-emprego	70.577	79.308	69.227	77.909
Total	**80.419**	**89.615**	**77.938**	**87.283**
Circulante	14.337	14.194	13.222	13.274
Não Circulante	66.082	75.421	64.716	74.009
Total	**80.419**	**89.615**	**77.938**	**87.283**

18.1. Benefícios de Curto Prazo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Participação nos lucros ou resultados	2.379	2.931	2.308	2.891
Programa de prêmio por desempenho	2.161	2.246	1.621	1.820
Provisão de férias	3.215	2.780	2.875	2.496
Salários, encargos e outras provisões	1.640	1.658	1.460	1.475
Total	**9.395**	**9.615**	**8.264**	**8.682**
Circulante	9.203	9.412	8.088	8.492
Não circulante [1]	192	203	176	190
Total	**9.395**	**9.615**	**8.264**	**8.682**

(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:

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Custeio/Despesas na demonstração de resultado				
Salários, férias, 13º salário, encargos sobre provisões e outros	(19.619)	(17.336)	(17.460)	(15.475)
Honorários e encargos de Administradores	(76)	(69)	(40)	(40)
Programas de remuneração variável [1]	(4.935)	(5.020)	(4.298)	(4.558)
Programa de prêmio por desempenho - PRD [2]	(2.548)	(2.096)	(2.032)	(1.673)
Participações nos lucros ou resultados - PLR [2]	(2.387)	(2.924)	(2.266)	(2.885)
Total	**(24.630)**	**(22.425)**	**(21.798)**	**(20.073)**

(1) Inclui complemento/reversão de programas anteriores.
(2) Valor reconhecido como Outras receitas (despesas) operacionais líquidas - nota explicativa 11.

18.1.1. 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 2024 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. A partir de 2023, a PLR passou a ser a principal prática de remuneração variável da companhia, abrangendo também os ocupantes de função gratificada, e prever 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 (CA);

- 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 2024, esse limite foi de 6,19% do lucro líquido conforme o percentual médio de atingimento das metas.

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de R$ 2.939 (R$ 2.849 na controladora) referente a PLR, considerando o regramento e os limites individuais de acordo com a remuneração de cada empregado; e

- Provisionou o valor de R$ 2.387 (R$ 2.925 em 2023), registrado em outras despesas operacionais. Na controladora, a provisão foi de R$ 2.266 (R$ 2.885 em 2023).

Programa de prêmio por desempenho - PRD

O Programa 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 (CA), e a obtenção de lucro líquido no exercício. O montante total utilizado para pagamento a todos os participantes é limitado a um percentual do Lucro Líquido e/ou do EBITDA. Este programa foi revisado em 2023, em substituição ao Prêmio por Performance (PPP), sendo complementar a Participação nos Lucros e Resultados (PLR).

No exercício de 2024, a Petrobras:

- Pagou o valor de R$ 2.633 (R$ 2.231 na controladora) referente aos programas de prêmio, considerando o cumprimento de métricas de desempenho da companhia e o desempenho individual dos empregados, sendo R$ 2.106 (R$ 1.709 na controladora) referente aos programas anteriores PPP e PRD e R$ 527 (R$ 522 na controladora) como adiantamento realizado em dezembro do PRD de 2024; e

- Provisionou o valor de R$ 2.548 (R$ 2.096 em 2023), registrado em outras despesas operacionais, incluindo o programa de prêmio vigente da Petrobras e dos demais programas das empresas consolidadas. Na controladora, a provisão foi de R$ 2.032 (R$ 1.673 em 2023).

Prática contábil

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.

18.2. Benefícios rescisórios

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

Programa de Desligamento Voluntário

A companhia possui programas de desligamento voluntários (PDV), aposentadoria incentivada (PAI), programas de desligamento específicos para segmento corporativo e para empregados lotados em unidades em processo de desinvestimento, que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias.

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorre na medida em que os empregados realizam a adesão.

A companhia diferiu o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo a primeira no momento do desligamento, junto com as verbas rescisórias legais, e a segunda, quando cabível, 12 meses após o pagamento da primeira parcela.

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de R$ 447 (R$ 692 em 2023) corresponde a 743 empregados inscritos nos programas de desligamento voluntário com previsão de saída até dezembro de 2027, além da segunda parcela de 23 empregados desligados.

18.3. Benefícios pós-emprego

A companhia mantém um plano de saúde para seus empregados no Brasil (ativos e aposentados) e seus dependentes e outros cinco 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:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Passivo				
Plano de saúde - AMS Saúde Petrobras	46.433	46.772	45.214	45.516
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	14.175	20.437	14.175	20.437
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR)	4.824	6.479	4.824	6.479
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	2.444	2.513	2.444	2.513
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	2.345	2.234	2.345	2.234
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	356	873	225	730
Total	**70.577**	**79.308**	**69.227**	**77.909**
Circulante	5.001	4.392	5.001	4.392
Não circulante	65.576	74.916	64.226	73.517

18.3.1. Natureza e riscos associados aos planos de benefícios definidos

Plano 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 e no ACT, sendo, até 31 de março de 2024, 60% pela companhia e 40% pelos participantes.

A cláusula 37 – parágrafo 2º do ACT previa que, caso as Resoluções CGPAR nº 42/2022 e nº 49/2023 viessem a ser revogadas ou alteradas, viabilizando ajustes na relação de custeio dos planos de saúde, a companhia e as entidades sindicais discutiriam uma nova relação de custeio, de modo a causar menor impacto na remuneração/provento de seus beneficiários (responsáveis financeiros), conforme a relação de custeio historicamente adotada pela Petrobras.

Em 26 de abril de 2024, as Resoluções CGPAR n° 42/2022 e n° 49/2023 foram revogadas por intermédio da Resolução CGPAR n° 52/2024, razão pela qual a companhia e as entidades sindicais acordaram, em junho de 2024, via aditivo ao acordo coletivo de trabalho vigente, retomar a relação de custeio do plano de saúde historicamente praticada, de 70% para a Petrobras e 30% para os beneficiários, com vigência desde abril de 2024. Em função dessa alteração, a companhia realizou uma revisão intermediária no passivo atuarial do plano de saúde.

Revisão intermediária do plano de saúde

A revisão intermediária do benefício pós-emprego no 2º trimestre de 2024 resultou num aumento do passivo de R$ 127, em contrapartida de: (i) R$ 6.955 de despesa no resultado pelo custo do serviço passado decorrente da alteração do benefício; e (ii) R$ 6.828 de ganho em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, pela revisão das premissas atuariais, principalmente pelo aumento da taxa real de desconto aplicada sobre o passivo do plano de 5,45% para 6,48% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente) e pela redução da variação dos custos médicos hospitalares – VCMH de 13,11% para 12,70% (de 31 de dezembro de 2023 e 30 de junho de 2024, respectivamente).

As demais premissas atuariais utilizadas para a realização da avaliação atuarial intermediária no 2º trimestre de 2024, comparadas com as adotadas na avaliação atuarial de dezembro de 2023, não sofreram atualizações.

Revisão anual do plano de saúde

Em 31 de dezembro de 2024, o passivo foi remensurado com as premissas atuariais vigentes cujo resultado está demonstrado no quadro (a) do item 18.3.2 – 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 os requerimentos de IFRS, 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 práticas contábeis da companhia (IFRS) 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 que 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 que 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:

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
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 definido (vitalício) atualizados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA. Pagamentos mensais de benefício não definido: com base na variação da cota de conta individual.	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 déficit, conforme previsto no regulamento para a parcela de benefício definido do plano.	Contribuições normais paritárias na fase de ativo que formam o direito aos benefícios não definidos, acumulado em saldos de contas individuais.

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70	PP2	PP3
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.	N/A	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 2024.	N/A	N/A	N/A
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 R$ 552 em 31/12/2024.	N/A	Obrigações financeiras com saldo de R$ 196 em 31/12/2024.	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 R$ 578 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras com saldo de R$ 2.944 em 31/12/2024.	Obrigações financeiras liquidadas antecipadamente em 2021.	Obrigações financeiras com saldo de R$ 2.541 em 31/12/2024.	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 2024, os passivos foram remensurados com as premissas atuariais vigentes cujos resultados estão demonstrados no quadro (a) do item 18.3.2 – Valores nas demonstrações financeiras relacionadas a planos de benefícios definidos.

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

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial

Representa a obrigação da companhia, líquida dos ativos garantidores e descontada a valor presente, calculada de acordo com a metodologia estabelecida no CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados (IAS19), que diverge das práticas contábeis e atuariais adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo CNPC.

Em 31 de dezembro de 2024, a redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós-emprego refere-se, basicamente, ao ganho atuarial de R$ 19.111, reconhecido no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais entre 2024 e 2023, principalmente pela variação da taxa real de desconto aplicada sobre os passivos dos planos, compensada, em parte, pelo retorno, em função da marcação a mercado, dos ativos garantidores e pela variação dos custos médicos hospitalares – VCMH, além do reconhecimento no resultado da despesa de R$ 6.955 pelo custo do serviço passado, decorrente da revisão intermediária do plano de saúde no 2º trimestre de 2024.

Informações sobre as variações das principais premissas aplicadas à revisão atuarial estão dispostas no quadro da nota 18.3.6 – Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido.

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

	Consolidado 2024				
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	61.875	20.015	5.407	46.433	133.730
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(45.256)	(12.846)	(5.051)	–	(63.153)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	**16.619**	**7.169**	**356**	**46.433**	**70.577**
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	**22.950**	**8.713**	**873**	**46.772**	**79.308**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**2.133**	**810**	**80**	**12.765**	**15.788**
Custo do serviço passado [2]	–	–	–	6.955	6.955
Custo do serviço corrente	38	10	2	1.065	1.115
Custo dos juros líquidos	2.095	800	78	4.745	7.718
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(6.416)**	**(1.707)**	**(522)**	**(10.466)**	**(19.111)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais [2]	(6.416)	(1.707)	(522)	(10.466)	(19.111)
Efeito caixa	**(2.048)**	**(647)**	**(75)**	**(2.638)**	**(5.408)**
Pagamento de contribuições	(1.898)	(571)	(75)	(2.638)	(5.182)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(150)	(76)	–	–	(226)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	**16.619**	**7.169**	**356**	**46.433**	**70.577**

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.
(2) Inclui a revisão Intermediária no plano de saúde com alteração de benefícios.

	Consolidado 2023				
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações (VPO)	72.337	23.271	6.564	46.772	148.944
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(49.387)	(14.558)	(5.691)	–	(69.636)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	**22.950**	**8.713**	**873**	**46.772**	**79.308**
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	**20.297**	**7.198**	**850**	**30.330**	**58.675**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**2.442**	**843**	**153**	**4.257**	**7.695**
Custo do serviço corrente	55	12	52	720	839
Custo dos juros líquidos	2.387	831	101	3.537	6.856
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**2.128**	**1.244**	**(71)**	**14.251**	**17.552**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais [2]	2.128	1.244	(71)	14.251	17.552
Efeito caixa	**(1.918)**	**(573)**	**(60)**	**(2.066)**	**(4.617)**
Pagamento de contribuições	(1.777)	(512)	(60)	(2.066)	(4.415)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(141)	(61)	–	–	(202)
Outros movimentos	**1**	**1**	**1**	**–**	**3**
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	**22.950**	**8.713**	**873**	**46.772**	**79.308**

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.
(2) Inclui o complemento de R$ 570 referente ao exercício de 2022.

PÚBLICA

b) Movimentação do valor presente da obrigação (VPO)

			Consolidado 2024		
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor presente das obrigações no início do exercício	**72.337**	**23.271**	**6.564**	**46.772**	**148.944**
Reconhecido no resultado	**6.669**	**2.133**	**611**	**12.765**	**22.178**
Custo dos juros	6.631	2.123	609	4.745	14.108
Custo do serviço	38	10	2	8.020	8.070
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(11.876)**	**(3.510)**	**(1.428)**	**(10.466)**	**(27.280)**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(50)	93	1.156	(2.612)	(1.413)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	–	–	44	7	51
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(11.826)	(3.603)	(2.628)	(7.861)	(25.918)
Outros	**(5.255)**	**(1.879)**	**(340)**	**(2.638)**	**(10.112)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.384)	(1.908)	(427)	(2.638)	(10.357)
Contribuições de participantes	129	29	87	–	245
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**61.875**	**20.015**	**5.407**	**46.433**	**133.730**

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

			Consolidado 2023		
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor presente das obrigações no início do exercício	**66.635**	**21.489**	**5.750**	**30.330**	**124.204**
Reconhecido no resultado	**7.771**	**2.468**	**716**	**4.257**	**15.212**
Custo dos juros	7.716	2.456	664	3.537	14.373
Custo do serviço	55	12	52	720	839
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**3.623**	**1.346**	**355**	**14.251**	**19.575**
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência [2]	(1.560)	(526)	(465)	264	(2.287)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	4.563	393	(3)	625	5.578
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras [2]	620	1.479	823	13.362	16.284
Outros	**(5.692)**	**(2.032)**	**(257)**	**(2.066)**	**(10.047)**
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(5.819)	(2.061)	(305)	(2.066)	(10.251)
Contribuições de participantes	126	28	47	–	201
Outros	1	1	1	–	3
Valor presente das obrigações no fim do exercício	**72.337**	**23.271**	**6.564**	**46.772**	**148.944**

(1) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.
(2) Inclui o complemento de R$ 570 referente ao exercício de 2022.

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.

	Consolidado 2024				
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**49.387**	**14.558**	**5.691**	**-**	**69.636**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**4.536**	**1.323**	**531**	**-**	**6.390**
Receita de juros	4.536	1.323	531	-	6.390
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**(5.460)**	**(1.803)**	**(906)**	**-**	**(8.169)**
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	(5.460)	(1.803)	(906)	-	(8.169)
Efeito caixa	**2.048**	**647**	**75**	**2.638**	**5.408**
Contribuições pagas pela companhia	1.898	571	75	2.638	5.182
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	150	76	-	-	226
Outros movimentos	**(5.255)**	**(1.879)**	**(340)**	**(2.638)**	**(10.112)**
Contribuições de participantes	129	29	87	-	245
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.384)	(1.908)	(427)	(2.638)	(10.357)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**45.256**	**12.846**	**5.051**	**-**	**63.153**

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

	Consolidado 2023				
			Planos de pensão	Plano de saúde	
	PPSP-R (1)	PPSP-NR (1)	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Movimentação					
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	**46.338**	**14.291**	**4.900**	**-**	**65.529**
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	**5.329**	**1.625**	**563**	**-**	**7.517**
Receita de juros	5.329	1.625	563	-	7.517
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	**1.495**	**102**	**426**	**-**	**2.023**
Remensuração: Retorno sobre os ativos maior/(menor) que a taxa de desconto	1.495	102	426	-	2.023
Efeito caixa	**1.918**	**573**	**60**	**2.066**	**4.617**
Contribuições pagas pela companhia	1.777	512	60	2.066	4.415
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	141	61	-	-	202
Outros movimentos	**(5.693)**	**(2.033)**	**(258)**	**(2.066)**	**(10.050)**
Contribuições de participantes	126	28	47	-	201
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(5.819)	(2.061)	(305)	(2.066)	(10.251)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**49.387**	**14.558**	**5.691**	**-**	**69.636**

(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:

i. para Plano Petros 2, o cumprimento da meta atuarial de menor valor em risco; e

ii. para os demais planos de benefício definido, descasamento mínimo dos fluxos de caixa líquidos, condicionado ao cumprimento da meta atuarial.

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

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

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

			Consolidado			
			2024		2023	
Categorias dos ativos dos planos	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Recebíveis	–	5.908	5.908	9%	7.096	10%
Renda fixa	11.022	38.084	49.106	78%	52.815	76%
Títulos públicos	34	38.069	38.103		45.747	
Fundos de renda fixa	7.194	–	7.194		3.804	
Outros investimentos	3.794	15	3.809		3.264	
Renda variável	2.007	954	2.961	5%	4.574	6%
Ações à vista	2.007	–	2.007		3.556	
Outros investimentos	–	954	954		1.018	
Investimentos Estruturados	934	135	1.069	2%	1.047	2%
Imóveis	–	2.590	2.590	4%	2.621	4%
	13.963	**47.671**	**61.634**	**98%**	**68.153**	**98%**
Empréstimos a participantes	–	1.519	1.519	2%	1.483	2%
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	**13.963**	**49.190**	**63.153**	**100%**	**69.636**	**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 2024, os investimentos incluem ações ordinárias, no valor de R$ 4, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R$ 118, pagos no ano.

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]	PP2	AMS - Saúde Petrobras	Total
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	(170)	(38)	(20)	(3.733)	(3.961)
Relativa aos inativos (outras despesas operacionais)	(1.963)	(772)	(60)	(9.032)	(11.827)
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2024	**(2.133)**	**(810)**	**(80)**	**(12.765)**	**(15.788)**
Despesa reconhecida no resultado do exercício - 2023	**(2.442)**	**(843)**	**(153)**	**(4.257)**	**(7.695)**

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

18.3.3. Contribuições

No exercício de 2024, a companhia contribuiu com o total de R$ 5.408 (R$ 4.617 no exercício de 2023) para os planos de benefícios definidos, o que reduziu o saldo das obrigações, conforme quadro da nota explicativa 18.3.2. Adicionalmente, contribuiu com R$ 1.297 (R$ 1.159 no exercício de 2023) para a parcela de contribuição definida do plano PP2 e R$ 10 (R$ 9 no exercício de 2023) 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 2025, somam R$ 2.673. A parcela de contribuição definida do Plano Petros 2 soma R$ 1.439.

18.3.4. Fluxos de Caixa Esperados

A estimativa abaixo reflete apenas os fluxos de caixa futuros esperados para cumprir a obrigação de benefício definido reconhecida no final do exercício social de 31 de dezembro de 2024.

Perfil de vencimento do valor presente das obrigações	PPSP-R [1]	PPSP-NR [1]	Plano de pensão PP2	Plano de Saúde AMS - Saúde Petrobras	2024 Total	2023 Total
Até 1 ano	5.639	1.939	441	2.362	10.381	5.249
De 1 a 5 anos	23.652	7.558	1.771	11.820	44.801	43.356
De 6 a 10 anos	15.549	4.764	1.192	10.606	32.111	33.741
De 11 a 15 anos	9.867	2.837	780	8.005	21.489	24.741
Acima de 15 anos	7.168	2.917	1.223	13.640	24.948	41.857
Total	**61.875**	**20.015**	**5.407**	**46.433**	**133.730**	**148.944**

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

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

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

	PPSP-R	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR	PPSP-NR Pré-70
Duração média ponderada da obrigação de benefício definido	9,71 Anos.	6,52 Anos.	9,51 Anos.	6,45 Anos.

18.3.6. Incertezas de mensuração associadas à obrigação de benefício definido

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

					2024	
					Planos de pensão	Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS - Saúde Petrobras
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 60	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, 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.

	2023					
	Planos de pensão					Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS - Saúde Petrobras
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,53%	9,52%	9,46%	9,46%	9,56%	9,56%
Taxa real de desconto	5,42%	5,41%	5,35%	5,35%	5,45%	5,45%
Taxa de crescimento salarial nominal (Real + Inflação) (2)	4,89%	4,63%	4,89%	4,63%	7,07%	n/a
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,11% a 3,75% a.a.
Tábua de mortalidade geral	Experiência Petros 2016	Experiência Petros 2025	Experiência Petros 2020	Experiência Petros 2023	AT-2012, feminina, 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	Ativos: Experiência Invalidez PP-2 2022 Assistidos: n/a
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49, masculina	AT-83 Básica por sexo	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte, desagravada em 30%	AT-49, masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade, conforme RGPS Homens 65 e Mulheres 60	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,90% para 2024 e atingindo 3,75% de 2031 em diante.

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

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

As premissas mais significativas estão descritas na nota explicativa 4.4.

18.3.7. Análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos

O efeito de uma mudança de 1 p.p. na taxa de desconto assumida e na taxa de variação dos custos médicos e hospitalares está estabelecido conforme abaixo:

	Consolidado					
	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(6.473)	7.240	(4.471)	5.378	5.641	(4.716)
Custo do serviço e juros	(74)	37	(317)	378	929	(391)

Prática contábil

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

O método de crédito unitário projetado considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários conforme nota explicativa 4.

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

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

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

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

19. Processos judiciais e contingências

19.1. 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 trabalhistas, destacando-se: (i) reclamações trabalhistas diversas; (ii) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR); e (iii) ações de terceirizados.

- Processos fiscais, incluindo: (i) multas por descumprimento de obrigações acessórias; (ii) não homologação de compensações de tributos federais, incluindo glosa de créditos de PIS/COFINS; e (iii) não recolhimento de contribuições previdenciárias sobre abonos e gratificações.

- Processos cíveis, destacando-se: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros; e (iii) 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.

- Processos ambientais, em especial: (i) multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; (ii) multas relativas à operação offshore da companhia; e (iii) ação civil pública por vazamento de petróleo em 2004 no Parque Estadual da Serra do Mar/SP.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
Passivo não circulante	**31.12.2024**	**31.12.2023**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Processos trabalhistas	3.937	3.902	3.665	3.561
Processos fiscais	2.474	2.633	2.315	2.483
Processos cíveis	9.936	7.813	9.400	7.512
Processos ambientais	1.196	1.652	1.071	1.299
Total	**17.543**	**16.000**	**16.451**	**14.855**

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	16.000	15.703	14.855	14.609
Adição, líquida de reversão	2.556	1.967	2.309	1.701
Utilização	(3.997)	(3.525)	(3.522)	(3.221)
Atualização	2.904	1.875	2.809	1.766
Outros	80	(20)	–	–
Saldo final	**17.543**	**16.000**	**16.451**	**14.855**

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, 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.

Em 2024, o acréscimo no passivo decorre, principalmente, das alterações ocorridas nos litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais no fornecimento de bens e serviços no total de R$ 2.011.

19.2. Depósitos judiciais

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

	Consolidado		Controladora	
Ativo não circulante	**31.12.2024**	**31.12.2023**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Fiscais	50.694	51.350	50.519	51.205
Trabalhistas	4.812	4.739	4.588	4.512
Cíveis	16.680	14.411	16.653	14.394
Ambientais e outros	559	890	522	857
Total	**72.745**	**71.390**	**72.282**	**70.968**

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	71.390	57.671	70.968	57.239
Adição, líquido de reversão	5.358	8.663	5.093	8.623
Utilização [1]	(8.031)	(738)	(7.786)	(662)
Atualização financeira	3.981	5.830	3.962	5.803
Outros	47	(36)	45	(35)
Saldo final	**72.745**	**71.390**	**72.282**	**70.968**

(1) Em 2024, inclui R$ 6.653 referente aos valores nominais dos depósitos utilizados na adesão à transação tributária sobre incidência da CIDE, do PIS e da Cofins sobre as remessas no exterior sobre contrato de afretamento de embarcações ou plataformas, conforme detalhado na nota explicativa 17.

Em 2024, a companhia realizou depósitos judiciais líquidos de reversão no montante de R$ 5.358, com destaque para os depósitos e a natureza das contingências vinculadas:

- R$ 2.059 referentes a valores de participação governamental relacionados à unificação de campos de produção (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça);
- R$ 1.620 referentes à incidência de PIS e COFINS sobre programas de anistias tributárias;
- R$ 1.239 referentes à incidência de CIDE, PIS e COFINS relacionados a afretamento de plataformas; e
- R$ 1.389 referentes a diversos depósitos de natureza tributária.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por R$ 638 referentes ao resgate dos depósitos judiciais sobre o recálculo das participações governamentais (royalties e participação especial) relativas à produção de petróleo no campo de Jubarte.

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 R$ 200, 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 2024, a capacidade de produção compromissada no NJP totalizava R$ 13.362 (R$ 38.714 em 31 de dezembro de 2023), cuja redução se deve à adesão pela companhia à transação tributária em junho de 2024.

19.3. 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 2024, 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:

	Consolidado	
Natureza	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Fiscais	132.970	180.040
Trabalhistas	40.034	49.138
Cíveis	67.559	55.458
Ambientais e outros	8.038	6.910
Total	**248.601**	**291.546**

19.3.1. 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 estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	**Estimativa**	
	2024	**2023**
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 2024, houve redução de multa de ofício e acréscimo da inscrição em dívida ativa em um dos processos.	21.164	20.625
2) 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 2024, o acréscimo se refere, em especial, à adequação do assunto "PIS/COFINS – Glosa de créditos" e ao recebimento de novo auto de infração.	17.880	6.633
3) 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 2024 ocorreu em razão do pagamento dos processos que tratavam de CIDE e PIS/COFINS Importação, após adesão ao edital de transação tributária PGFN-RFB 6/2024, detalhada na nota explicativa 17.3 (Adesão à Transação Tributária). O valor remanescente do assunto se refere à incidência de IRRF, discussão ainda em andamento em um processo.	10.539	55.234
4) Cobrança de IRPJ e CSLL – Preço de transferência - Contratos de afretamento.		
Situação atual: Os processos estão em fase administrativa. Há duas decisões, uma favorável e outra desfavorável à Petrobras em primeira instância. Aguarda-se julgamento dos recursos da companhia e da União Federal. Em 2024, a companhia recebeu novo auto de infração, referente ao ano calendário de 2019. O acréscimo de valor foi compensado por decisão favorável à Petrobras, no processo referente ao ano calendário de 2017, proferida pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), que se tornou definitiva.	7.477	6.867
5) 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. Os Embargos à Execução estão em fase de produção de prova pericial. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, atualização monetária e recebimento de um novo auto de infração.	6.990	6.116

PÚBLICA

6) 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 2024, o acréscimo se deu, em especial, em razão do recebimento de novos autos de infração e inscrição em dívida ativa em um dos processos.	6.750	5.149
7) 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.	2.965	2.798
8) 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.	2.698	2.632
9) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. A redução de valor, em 2024, se deu, em especial, pela transferência de valores para o assunto "Glosa de créditos e dedução da base de cálculo de PIS e COFINS".	2.411	8.793
10) Dedução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, em função de decisão judicial, houve reclassificação parcial da expectativa de perda.	1.786	3.498
11) Incidência de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras - Importação de embarcações por meio do Regime Aduaneiro Especial do Repetro.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, a redução se refere à reclassificação da expectativa de perda em alguns processos.	1.457	1.949
12) Aduaneiro - Multas 1% e 5% sobre o Valor Aduaneiro.		
Multas aplicadas sobre o valor aduaneiro de produtos importados em razão da prestação de informações tidas como inexatas nas declarações de importação.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.391	1.320
13) Contribuição Previdenciária Adicional para custeio de aposentadoria especial de empregados supostamente expostos a agentes nocivos.		
Situação atual: Existem processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu, em especial, pela reclassificação de assunto em um processo.	1.025	811
14) Cobrança de Imposto de Importação, PIS/COFINS e multas aduaneiras incluindo a Petrobras como responsável solidária.		
Situação atual: Aguarda-se julgamento de recurso da União, no CARF, em face de decisão administrativa de 1ª instância favorável à companhia. Em 2024, houve a reclassificação da expectativa de perda do processo.	–	13.905
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB, PE, AM e SE.		
15) 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.	2.653	2.488
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ e BA.		
16) Exigência de ICMS sobre operações de saída de Líquido de Gás Natural - LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2024, ocorreu a reclassificação de expectativa para remota em um processo, em virtude de decisão judicial.	603	4.650
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do PE e RJ.		
17) ICMS - Importação exigido pelos estados.		
Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial diversas.	1.848	1.718
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, AM, PA, BA, MA, SP, RO, PE e RS.		
18) 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 2024, o acréscimo se refere, em especial, ao recebimento de novo auto de infração, compensado com redução relativa à adesão à programa de anistia do estado de Pernambuco.	6.551	6.087
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE e MT.		
19) 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.	5.390	4.972
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de RJ, BA, PB, SE, SP, ES, CE e PE.		
20) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.945	1.810
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PR, AM, BA, PA, PE, SP, PB e AL.		
21) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	4.627	4.419
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
22) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.512	1.446
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, PR e CE.		
23) 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 2024, o acréscimo se refere, em especial, à reclassificação de expectativa de perda em um processo.	3.188	2.790
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, ES e GO.		
24) Apropriação de crédito de ICMS - Monofasia incidente na aquisição de mercadorias		
Situação atual: Os novos autos de infração, recebidos em 2024, estão em fase administrativa, aguardando julgamento de primeira instância.	3.929	-
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, PE, CE e PB.		
25) Cobrança de ICMS relativos a Fundos Estaduais.		
Situação atual: Os processos se encontram em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo ocorreu em razão do ajuizamento de ações anulatórias pela companhia em virtude do recebimento de diversas notas de lançamento, especialmente no estado do Rio de Janeiro.	3.368	954
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do AC, PA, AM, MA, BA, PB, PE, SE, TO, GO, MT, RJ, SP, SC e PR.		
26) ICMS - Substituição Tributária exigida pelos estados.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.166	1.079
Autor: Prefeitura Municipal de Angra dos Reis/RJ.		
27) Valor adicionado de ICMS sobre operações de importação de petróleo.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	1.632	1.505
Autor: Prefeituras Municipais diversas.		
28) Retenção de Imposto sobre Serviço em contratações de serviços.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.243	1.232
29) Processos diversos de natureza fiscal.	8.782	8.560
Total de processos de natureza fiscal	**132.970**	**180.040**

Descrição dos processos de natureza trabalhista	**Estimativa**	
	2024	**2023**
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: O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da companhia, reconheceu em março de 2024 que a fórmula de cálculo utilizada pela Companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes, revertendo a decisão do Tribunal Superior do Trabalho (TST) que havia estabelecido critério diverso e firmado entendimento parcialmente contrário à companhia. Como existiam várias ações judiciais em diversas fases processuais, a empresa acompanha a tramitação dos respectivos processos e promove os ajustes necessários nos valores e expectativas desse contencioso de acordo com as decisões que aplicam o precedente do STF. Em 2024, a redução se refere, em especial, a baixas de valores e transferências para perda remota decorrentes de decisões favoráveis à Petrobras que aplicaram o precedente do STF.	30.553	40.485
2) Processos diversos de natureza trabalhista.	9.481	8.653
Total de processos de natureza trabalhista	**40.034**	**49.138**

Descrição dos processos de natureza cível	**Estimativa**	
	2024	**2023**
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 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão de novos processos e de decisões desfavoráveis à Petrobras.	20.552	17.171
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça, gerando assim impactos no recolhimento de participação especial (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo. Em 2024, houve aumento do valor, em razão dos depósitos judiciais que foram realizados pela Petrobras: a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participação especial foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º trimestre de 2019. A suspensão da arbitragem foi revertida pelo Consórcio BM-S-11 no Superior Tribunal de Justiça, de modo que a arbitragem retomou seu trâmite; b) Baúna e Piracaba: 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. Na mesma decisão, foi determinado que a Superintendência de Participações Governamentais da ANP apurasse o valor de Participações Governamentais considerando os campos unificados. A companhia ainda não recebeu a nota de lançamento com a cobrança da ANP.	16.634	10.870
Autor: Federações e Sindicatos, empregados e assistidos da Petros.		
3) Ações coletivas e individuais que discutem temas afetos a planos de previdência complementar geridos pela Petros.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas. Em 2024, o acréscimo se refere, em especial, à	12.053	10.772

atualização monetária e juros.		
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e outras agências reguladoras.		
4) Processos administrativos e judiciais que discutem: a) Diferença de participação especial e royalties em campos diversos; b) Multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas.	11.537	10.721
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 2024, houve aumento de valor, em especial, em razão do recebimento de novos processos.	1.633	1.163
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para os relacionados a desapropriação e servidão de passagem e responsabilidade civil.	5.150	4.761
Total de processos de natureza cível	**67.559**	**55.458**

Descrição dos processos de natureza ambiental	**Estimativa**	
	2024	**2023**
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. Em 2024, o acréscimo ocorreu, em especial, pela reclassificação parcial da expectativa de perda em uma ação.	8.038	6.910
Total de processos de natureza ambiental	**8.038**	**6.910**

19.3.2. 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 TST estabeleceu critério diverso do acordado e firmou entendimento em sentido parcialmente contrário à companhia, decidindo pela exclusão de algumas parcelas do cálculo. O Supremo Tribunal Federal (STF), acolhendo recurso da companhia, reconheceu em março de 2024 que a fórmula de cálculo utilizada pela companhia é válida e está conforme o negociado entre as partes.

A companhia vem ajustando a expectativa de perda dos processos ou baixando-os, de acordo com as decisões que aplicam o entendimento do STF. Como existem ações judiciais em diversas fases processuais, a empresa acompanha a aplicação do precedente aos respectivos processos, os quais vêm sendo encerrados, conforme seus andamentos no Judiciário.

Em 31 de dezembro de 2024, existem diversos processos judiciais relacionados à Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho (RMNR) refletidos nas demonstrações financeiras da companhia, sendo R$ 546 (R$ 655 em 31 de dezembro de 2023) classificados como perda provável, reconhecidos no passivo como provisão para processos judiciais e administrativos, e R$ 30.553 (R$ 40.485 em 31 de dezembro de 2023) classificados como perda possível.

19.4. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

19.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de 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 26 de julho de 2023, a Corte emitiu decisão intermediária de mérito em que adiantou os seguintes entendimentos: i) foram rejeitados os pedidos formulados contra PIB BV, PO&G e determinados ex-gestores da Petrobras; ii) o Tribunal (Corte) declarou que a Petrobras e a PGF atuaram ilegalmente em relação aos seus investidores, embora não se considere suficientemente informado sobre aspectos relevantes das leis brasileira, argentina e luxemburguesa para decidir definitivamente sobre o mérito da ação; e iii) os alegados direitos sob a legislação espanhola estão prescritos.

Quanto aos aspectos das leis brasileira, argentina e luxemburguesa considerados relevantes para sentença, a Corte determinou a produção de prova técnica por especialistas brasileiros, argentinos e por autoridades luxemburguesas.

Em 30 de outubro de 2024, após a manifestação das partes sobre a prova técnica, a Corte 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, o Tribunal rejeitou as alegações da Fundação de acordo com as leis brasileira e argentina, o que resulta 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, o Tribunal 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 Fundação e a PGF recorreram da sentença e das decisões intermediárias anteriores e terão a oportunidade de fundamentar os próprios recursos e responder aos recursos uma das outras, antes do julgamento pela Corte de Apelações de Haia. A Petrobras ainda poderá apresentar seu próprio recurso no prazo de resposta ao recurso da Fundação.

Mesmo em relação a 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 poderá 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 das cortes holandesas, o escopo do acordo que encerrou a Class Action nos Estados Unidos, a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as várias leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, as análises periciais, o cronograma a ser definido pela Corte e as decisões judiciais sobre questões-chave do processo, os possíveis recursos, inclusive perante a Suprema Corte, bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória nesta ação coletiva.

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

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

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras não é capaz de 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 Supremo Tribunal Federal.

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

19.4.2. 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, o Tribunal de Apelações revogou, em 21 de outubro de 2021, a decisão de primeira instância que havia reconhecido a imunidade de jurisdição da Petrobras e recomendou que o Juízo de primeira instância promovesse algumas diligências para certificar se a companhia poderia ser considerada criminalmente imune na Argentina para posterior reavaliação do tema. Após realização das diligências determinadas pelo Tribunal de Apelações, em 30 de maio de 2023, o Juízo de primeira instância negou o reconhecimento de imunidade de jurisdição à Petrobras. A Petrobras apresentou recurso contra essa decisão, o qual foi reconhecido pelo Tribunal de Apelações em 18 de abril de 2024. Contra essa decisão, a Associação apresentou novo recurso, e em 20 de dezembro de 2024, a Corte de Cassação reformou a decisão do Tribunal de Apelações para negar a imunidade de jurisdição da Petrobras, que, por sua vez, recorreu à Suprema Corte para restabelecer a decisão da Corte de Apelações. Em 27 de dezembro de 2024, antes do trânsito em julgado da decisão da Corte de Cassação, o juízo de primeira instância decretou o processamento da Petrobras e um embargo cautelar, o que foi objeto de recurso para a Corte de Apelações. O Tribunal também já havia reconhecido que a Associação não poderia funcionar como representante dos consumidores financeiros, em razão da perda do seu registro perante os órgãos argentinos competentes, o que também foi objeto de recurso acolhido pela Corte de Cassação em 15 de setembro de 2022, reconhecendo à Associação o direito de representar os consumidores financeiros. O recurso da companhia contra tal decisão foi rejeitado em 21 de fevereiro de 2025. A Petrobras apresentou outras defesas processuais, que poderão ser rediscutidas em fases posteriores do processo. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal n° 2 da cidade de Buenos Aires.

Em relação à outra ação penal, por alegado descumprimento da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino que existia uma ação coletiva movida por Consumidores Damnificados Asociación Civil para su Defensa perante a Corte Comercial, não ocorreram eventos relevantes no exercício de 2024.

19.4.3. Ação judicial nos Estados Unidos relacionado à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete")

A EIG Energy Fund XIV, L.P. e afiliadas ("EIG") ajuizaram 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 8 de agosto de 2022, o juiz acolheu o pleito da EIG quanto à responsabilidade da Petrobras pelos alegados prejuízos, mas negou o pedido de julgamento antecipado (*motion for summary judgment*) com relação a danos, com o que a concessão de indenização estará sujeita à comprovação dos danos pela EIG em audiência de julgamento e à apreciação das defesas pela companhia. Na mesma decisão, cujos reflexos foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da companhia em 2022, o juiz negou o pedido de extinção do processo com base na imunidade de jurisdição da Petrobras, razão pela qual foi apresentado recurso perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Colúmbia, que foi negado em junho de 2024. Em seguida, a Petrobras apresentou pedido de revisão da questão, o qual foi rejeitado em 24 de julho de 2024. Diante disso, o processo, que havia sido suspenso pelo juiz de primeira instância em 26 de outubro de 2022 em função da interposição do recurso pela Petrobras, retomou o seu curso e foi agendado o início da audiência de julgamento para 31 de março de 2025.

Em outra frente processual iniciada pela EIG, em 26 de agosto de 2022 a Corte Distrital de Amsterdã concedeu medida cautelar para bloquear determinados ativos da Petrobras na Holanda. A concessão foi fundamentada na decisão da Corte Distrital de Columbia de 8 de agosto de 2022 e teve como propósito garantir a satisfação dos pedidos da EIG contidos no processo norte-americano mencionado acima. Apenas para o fim dessa cautelar, a Corte Distrital de Amsterdã limitou os pedidos da EIG em um total de cerca de US$ 297,2 milhões, embora a Corte norte-americana tenha decidido que qualquer concessão de indenização dependerá da comprovação de danos pela EIG em audiência de julgamento. Há algumas discussões sobre o escopo dos bens bloqueados pela EIG, mas não há nenhum processo pendente a esse respeito na Holanda. Tal bloqueio cautelar não impede o cumprimento de obrigações da Petrobras e de suas subsidiárias perante terceiros.

19.5. Arbitragens propostas por Acionistas Minoritários no Brasil

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

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

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

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

Essas arbitragens encontram-se em fases distintas de tramitação.

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

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

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

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

Prática contábil

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.

20. Provisão para desmantelamento de áreas

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Terra	3.053	2.162	2.447	1.660
Águas rasas	44.996	30.274	44.996	30.274
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	74.740	52.638	74.740	52.638
Pré-sal	39.464	27.256	39.464	27.256
Total	**162.253**	**112.330**	**161.647**	**111.828**
Circulante	10.500	9.837	10.426	9.661
Não circulante	151.753	102.493	151.221	102.167

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Saldo inicial	112.330	97.048	111.828	96.552
Revisão de provisão	54.647	18.935	54.624	18.883
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(2.167)	(1.683)	(2.167)	(1.683)
Utilização	(7.894)	(6.108)	(7.800)	(6.074)
Atualização de juros	5.207	4.176	5.162	4.150
Outros	130	(38)	–	–
Saldo final	**162.253**	**112.330**	**161.647**	**111.828**

O aumento no saldo total da provisão no ano de 2024 decorre, principalmente da: (i) revisão das tarifas e da duração das atividades relativas ao descomissionamento de poços e equipamentos; (ii) desvalorização do real frente ao dólar, com impacto nas estimativas dos custos em dólar; e iii) redução da taxa de desconto real ajustada ao risco para 4,56% a.a. (4,79% em 2023).

A transferência para passivos mantidos para venda refere-se à constituição e revisão da provisão associada a ativos de E&P em processo de desinvestimento e classificados no ativo mantido para venda. Em 2024, contempla a provisão constituída para o Polo Cherne (R$ 3.875), no Rio de Janeiro, para o Polo Pescada (R$ 266), no Rio Grande do Norte, e a redução pela rescisão do contrato de desinvestimento do Polo Uruguá, campos de Uruguá e Tambaú, (R$ 1.974), no Rio de Janeiro. Em 2023, as movimentações se referem a provisão constituída para o Polo Uruguá (R$ 1.888) e a redução da provisão relativa ao Polo Pescada (R$ 205), conforme nota explicativa 29.

As estimativas de vencimento das obrigações estão apresentadas a seguir:

							Consolidado
Vencimento	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	31.12.2024
Provisão para desmantelamento	10.500	16.059	13.329	14.491	10.677	97.197	162.253
Total	**10.500**	**16.059**	**13.329**	**14.491**	**10.677**	**97.197**	**162.253**

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	(10.097)	(9.191)	(906)
Redução de 0,5 ponto percentual	11.119	10.090	1.029

(1) Inclui o passivo mantido para venda.

Prática contábil

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.

21. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	4.647	4.885	4.179	4.786
Adiantamentos a fornecedores	(b)	13.667	8.783	14.836	10.529
Despesas antecipadas	(c)	2.172	2.192	1.695	1.622
Operações com derivativos	(d)	181	443	109	331
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	2.342	1.235	5.545	4.237
Outros		2.078	1.274	877	978
Total		**25.087**	**18.812**	**27.241**	**22.483**
Circulante		9.599	7.603	10.817	10.253
Não circulante		15.488	11.209	16.424	12.230

Passivo		Consolidado		Controladora	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	5.657	5.811	5.655	5.807
Retenções contratuais	(g)	3.785	3.468	3.668	3.363
Adiantamentos de clientes	(h)	1.671	3.350	1.355	2.027
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	4.215	3.426	3.884	3.167
Impostos e contribuições	(j)	1.864	1.821	1.864	1.821
Dividendos não reclamados	(k)	1.708	1.630	1.708	1.630
Operações com derivativos	(d)	799	299	666	249
Obrigações oriundas de aquisição de participação societária	(l)	806	753	806	753
Credores diversos		610	666	605	663
Outros		2.566	2.531	2.540	2.444
Total		**23.681**	**23.755**	**22.751**	**21.924**
Circulante		13.652	14.596	12.045	12.252
Não circulante		10.029	9.159	10.706	9.672

Em 2024, o aumento de R$ 6.275, no saldo de outros ativos deve-se, principalmente, a adiantamentos para aquisição de materiais de investimentos, para construção de plataformas e das maiores disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

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

a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos financeiros e de commodities contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados às operações dos desinvestimentos na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

b) O saldo compreende, principalmente, adiantamentos para a construção das plataformas P-80, P-82, P-83, P-84 e P- 85 e para a aquisição de equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás. Para cada um dos contratos vinculados a estes adiantamentos a companhia possui uma garantia associada capaz de cobrir integralmente o valor adiantado pela Petrobras, que inclui fianças bancárias, cartas de crédito, seguro garantia e/ou garantias corporativas.

c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.

d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

e) Disponibilidades e valores a receber dos parceiros em operações de parcerias de E&P operadas pela Petrobras.

f) Provisões de indenizações contratuais e de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a 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.

g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

h) Valores referentes ao recebimento antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como com o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 17.

k) Dividendos colocados à disposição dos acionistas e não pagos devido a existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco custodiante das ações e com a própria Petrobras, conforme nota explicativa 32.

l) Obrigações decorrentes da aquisição de participação acionária na Araucária Nitrogenados e que serão quitadas até o final de 2030.

Prática contábil

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

22. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e, consequentemente, resultasse no registro contábil de baixas complementares.

A Petrobras seguirá acompanhando as investigações e colaborando com as autoridades competentes, mas, diante da ausência de fatos novos relevantes em relação à Operação Lava Jato nos últimos anos, não tem expectativa de alterações materiais da baixa de gastos reconhecida em 2014 ou da metodologia adotada, a menos que o cenário se altere no futuro.

Em 2024, a companhia reconheceu em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R$ 336 (R$ 562 em 2023). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R$ 7.281 reconhecidos em períodos anteriores, totalizando R$ 7.617.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

						Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens[1]	Ativos em construção[2]	Gastos c/exploração e desenvolvimento[3]	Direitos de uso	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**13.006**	**282.776**	**104.166**	**195.745**	**147.081**	**742.774**	**759.569**
Custo acumulado	22.434	572.111	152.344	362.175	217.033	1.326.097	1.279.761
Depreciação e *impairment* acumulado [4]	(9.428)	(289.335)	(48.178)	(166.430)	(69.952)	(583.323)	(520.192)
Adições	131	2.076	83.250	568	57.973	143.998	145.102
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	38.902	–	38.902	38.879
Juros capitalizados	–	–	8.410	–	–	8.410	8.406
Baixas	(40)	(276)	(1.637)	(49)	(364)	(2.366)	(2.431)
Transferências [5]	2.688	27.402	(41.320)	14.269	79	3.118	3.081
Transferências para ativos mantidos para venda	3	142	(27)	(2.343)	418	(1.807)	(1.654)
Depreciação, amortização e depleção	(421)	(26.683)	–	(19.823)	(33.525)	(80.452)	(83.074)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(11)	(2.679)	(1.976)	(5.264)	(277)	(10.207)	(10.083)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	25	834	66	117	66	1.108	766
Ajuste acumulado de conversão	8	58	58	312	3	439	–
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**15.389**	**283.650**	**150.990**	**222.434**	**171.454**	**843.917**	**858.561**
Custo acumulado	24.119	600.426	187.751	417.094	262.342	1.491.732	1.444.141
Depreciação e *impairment* acumulado [4]	(8.730)	(316.776)	(36.761)	(194.660)	(90.888)	(647.815)	(585.580)

	Consolidado						Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens[1]	Ativos em construção[2]	Gastos c/exploração e desenvolvimento[3]	Direitos de uso	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**13.241**	**287.740**	**77.424**	**200.537**	**100.240**	**679.182**	**699.786**
Custo acumulado	22.659	550.097	124.904	352.617	154.805	1.205.082	1.158.091
Depreciação e *impairment* acumulado [4]	(9.418)	(262.357)	(47.480)	(152.080)	(54.565)	(525.900)	(458.305)
Adições	2	2.625	59.271	58	75.203	137.159	137.362
Desmantelamento de áreas - revisão/constituição	–	–	–	13.085	–	13.085	13.033
Juros capitalizados	–	–	6.366	–	–	6.366	6.366
Transferência de Bônus de Assinatura [6]	–	–	–	82	–	82	82
Baixas	(55)	(1.508)	(396)	(399)	(811)	(3.169)	(3.255)
Transferências [5]	297	27.211	(34.673)	8.641	–	1.476	1.286
Transferências para ativos mantidos para venda	(71)	(182)	462	(1.160)	(418)	(1.369)	(1.799)
Depreciação, amortização e depleção	(416)	(25.326)	–	(23.501)	(27.081)	(76.324)	(79.833)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	–	(8.272)	(4.314)	(1.538)	(193)	(14.317)	(14.021)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	15	499	44	3	137	698	562
Ajuste acumulado de conversão	(7)	(11)	(18)	(63)	4	(95)	–
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**13.006**	**282.776**	**104.166**	**195.745**	**147.081**	**742.774**	**759.569**
Custo acumulado	22.434	572.111	152.344	362.175	217.033	1.326.097	1.279.761
Depreciação e *impairment* acumulado [4]	(9.428)	(289.335)	(48.178)	(166.430)	(69.952)	(583.323)	(520.192)

(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.
(6) Transferência do Intangível.

As adições em ativos em construção devem-se, principalmente, por investimentos em desenvolvimento da produção dos campos de Búzios, Mero e demais campos do Espírito Santo, Bacia de Santos e Bacia de Campos. Já as adições em direito de uso referem-se ao afretamento de plataformas, com destaque para o FPSO Maria Quitéria e FPSO Duque de Caxias, sondas para operações de E&P, embarcações e ao afretamento do Navio Regaseificador Sequoia, com operação no Terminal de GNL da Bahia, e com respectivo reflexo no passivo de arrendamentos (nota explicativa 31).

23.2. Tempo de vida útil estimada

Os tempos 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	22 (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	14 (entre 2 e 50)

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

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
Vida útil estimada	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2024
até 5 anos	29.656	(23.716)	5.940
6 - 10 anos	44.332	(32.332)	12.000
11 - 15 anos	29.955	(21.461)	8.494
16 - 20 anos	164.476	(101.075)	63.401
21 - 25 anos	163.668	(56.675)	106.993
25 - 30 anos	65.807	(21.706)	44.101
30 anos em diante	29.556	(9.627)	19.929
Método da Unidade Produzida	96.198	(58.770)	37.428
Total	**623.648**	**(325.362)**	**298.286**
Edificações e benfeitorias	23.222	(8.586)	14.636
Equipamentos e outros bens	600.426	(316.776)	283.650

PÚBLICA

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:

				Consolidado	Controladora
	Plataformas	Embarcações	Imóveis e outros	Total	Total
31.12.2024					
Custo acumulado	139.231	108.624	14.487	262.342	278.171
Depreciação e *impairment* acumulado	(29.176)	(57.070)	(4.642)	(90.888)	(97.148)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(46.379)	(746)	(47.125)	(47.124)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(29.176)	(4.526)	–	(33.702)	(34.190)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	–	(6.165)	(3.896)	(10.061)	(15.834)
Total	**110.055**	**51.554**	**9.845**	**171.454**	**181.023**
31.12.2023					
Custo acumulado	115.509	87.144	14.380	217.033	230.451
Depreciação e *impairment* acumulado	(23.254)	(42.584)	(4.114)	(69.952)	(74.424)
Sem cláusula de reajuste contratual	–	(34.387)	(814)	(35.201)	–
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(23.254)	(1.091)	–	(24.345)	(74.424)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	–	(7.106)	(3.300)	(10.406)	–
Total	**92.255**	**44.560**	**10.266**	**147.081**	**156.027**

Prática contábil

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

Durante o exercício de 2024, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP do campo de Cachalote, que possuía perda integral por *impairment*. Em 2023, as baixas por devolução somaram R$ 220, referentes aos campos Atum, Curimã, Espada e Xaréu, pertencentes à Bacia de Campos, que se encontravam sem produzir desde 2020.

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 7,19% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (7% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

				Consolidado	Controladora
	Direitos e Concessões [1]	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**11.742**	**2.861**	**123**	**14.726**	**14.563**
Custo acumulado	12.051	9.151	123	21.325	20.453
Amortização e *impairment* acumulado	(309)	(6.290)	–	(6.599)	(5.890)
Adições	131	1.080	–	1.211	1.169
Juros capitalizados	–	68	–	68	68
Baixas	(109)	(13)	–	(122)	(121)
Transferências	–	35	–	35	23
Amortização	(18)	(705)	–	(723)	(691)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(1.239)	–	–	(1.239)	(1.239)
Ajuste acumulado de conversão	2	2	1	5	–
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**10.509**	**3.328**	**124**	**13.961**	**13.772**
Custo acumulado	10.836	10.294	124	21.254	20.321
Amortização e *impairment* acumulado	(327)	(6.966)	–	(7.293)	(6.549)
Tempo de vida útil estimado em anos	Indefinida [2]	5	Indefinida		

PÚBLICA

				Consolidado	Controladora
	Direitos e Concessões [1]	Softwares	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**13.164**	**2.294**	**123**	**15.581**	**15.426**
Custo acumulado	13.453	8.144	123	21.720	20.864
Amortização e *impairment* acumulado	(289)	(5.850)	–	(6.139)	(5.438)
Adições	735	991	–	1.726	1.696
Juros capitalizados	–	65	–	65	65
Baixas	(210)	(2)	–	(212)	(212)
Transferências	(53)	12	–	(41)	(47)
Transferência de Bônus de Assinatura [3]	(82)	–	–	(82)	(82)
Amortização	(18)	(499)	–	(517)	(487)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(1.796)	–	–	(1.796)	(1.796)
Ajuste acumulado de conversão	2	–	–	2	–
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**11.742**	**2.861**	**123**	**14.726**	**14.563**
Custo acumulado	12.051	9.151	123	21.325	20.453
Amortização e *impairment* acumulado	(309)	(6.290)	–	(6.599)	(5.890)
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.
(3) Transferência para Imobilizado.

24.2. Resultado de Leilão da ANP

Blocos na bacia de Pelotas - 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão

Em 13 de dezembro de 2023, a Petrobras adquiriu os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em 29 blocos na bacia de Pelotas no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão, realizado pela ANP, com pagamento de R$ 116 de bônus de assinatura em 2024. Mais informações sobre os contratos celebrados em parcerias, vide nota explicativa 27.

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

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 R$ 109; além dos blocos C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, conforme nota explicativa 25. Em 2023, foram aprovadas a devolução de 8 blocos exploratórios, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, totalizando R$ 2.006 em direitos exploratórios baixados contabilmente.

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

Prática contábil

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

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

Em regra geral, o valor do bônus de assinatura é reclassificado para conta do ativo imobilizado, pelo seu valor integral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de petróleo 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*)

	Consolidado	
	2024	2023
Demonstração de Resultado		
Reversão (Perda) no valor de recuperação de ativos - Impairment	(9.371)	(13.111)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.241)	(1.796)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	64	(9)
Efeito líquido no resultado do exercício	**(10.548)**	**(14.916)**
Reconhecimento de perda	(11.773)	(16.212)
Reversão de perda	1.225	1.296
Balanço Patrimonial		
Imobilizado [1]	(9.099)	(13.619)
Intangível [1]	(1.239)	(1.796)
Ativos mantidos para venda	(214)	508
Investimentos	4	(9)
Efeito líquido no Balanço Patrimonial	**(10.548)**	**(14.916)**

(1) Para mais informações vide nota explicativa 25.1.

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 21 de novembro de 2024, a Administração concluiu e aprovou seu PN 25-29, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas.

PÚBLICA

O investimento previsto para o período 2025-2029 é de US$ 111 bilhões, dos quais 69% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P).

25.1. Imobilizado e Intangível

					Consolidado
Ativo ou UGC, por natureza (1)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão (3)	Segmento	Comentários
					2024
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	49.526	43.347	(6.882)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	2.564	–	(2.564)	RTC, Brasil	Ver item (b1)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.241	–	(1.241)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c)
Outros	-	-	349	Diversos	
Total 2024			**(10.338)**		
					2023
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	40.339	29.569	(10.860)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.564	2.201	(2.363)	RTC, Brasil	Ver item (b2)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	1.796	–	(1.796)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c)
Outros	-	-	(396)	Diversos	
Total 2023			**(15.415)**		

(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;

- 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 estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2024 foram:

Plano de Negócios 2025-2029 (PN 25-29)	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 2023, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2024-2028 (PE 24-28)	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	2024	2023
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,6% a.a.	7,6% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,7% a.a.	7,0% a.a.

Em 2024 ocorreram as seguintes alterações nas Unidades Geradoras de Caixa da companhia, no segmento de E&P:

i) Extinção do campo de Carapanaúba devido à anexação ao campo de Sudoeste de Urucu (Polo Arara);

ii) Extinção do Polo Cherne, devido à assinatura de contrato de compra e venda para a cessão da totalidade da participação da Petrobras;

iii) Extinção do campo de Cidade Entre Rios devido à anexação ao campo de Riacho Ouricuri;

iv) Exclusão do campo de Cachalote, em função da aprovação de sua devolução; e

v) Reintegração dos campos de Uruguá e Tambaú, devido ao cancelamento do contrato de compra e venda.

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

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

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2024

As avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R$ 6.882, relacionadas, principalmente, às UGCs de: (i) Roncador (R$ 2.230) e Polo Barracuda e Caratinga (R$ 1.242), em função, principalmente, da revisão dos gastos para abandono, bem como pela redução nas previsões de eficiência de plataformas e desempenho de poços para o Polo Barracuda e Caratinga, impactando negativamente as curvas de produção dos campos; e (ii) Uruguá/Tambaú (R$ 3.032), em razão do cancelamento do processo de desinvestimento e da inexistência de curvas de produção associadas ao PN 2025-2029.

a2) 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 R$ 10.860, predominantemente no campo de Roncador (R$ 9.979), devido à revisão da curva de produção, no PE 24-28, em função do desempenho recente abaixo do esperado dos poços do campo, identificado ao longo de 2023, seja pela interrupção da produção de alguns poços ou declínio acelerado devido ao aumento do percentual de água em outros casos.

b1) 2º trem de refino da RNEST – 2024

Perdas por desvalorização no montante de R$ 2.564, em função do aumento das estimativas de investimentos e de gastos operacionais associados ao PN 2025-2029.

b2) 2º trem de refino da RNEST – 2023

Perdas por desvalorização no montante de R$ 2.363, 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 24-28, resultando no incremento dos custos operacionais.

c1) 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 R$ 1.241. A Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP em outubro de 2024.

C2) Custos exploratórios para extração de petróleo e gás – 2023

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 de R$ 1.796. Posteriormente, a Administração aprovou a devolução integral e voluntária desses blocos à ANP.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicos, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por *impairment* no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contêm informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por *impairment* adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de *impairment* em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (1)	Sensibilidade
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de *impairment* - UGC Marlim Sul	E&P	29.876	29.475	(401)
Ativos com perdas por *impairment* parcial existente - potencial complemento de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	41.218	37.096	(4.122)
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	5.571	5.014	(557)
Araucária Nitrogenados S.A. - ANSA	RTC	73	66	(7)
Total potencial de perdas		**76.738**	**71.651**	**(5.087)**

(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável (1)	Sensibilidade (2)
Ativos com perdas por *impairment* parcial existente - potencial de reversão de perda:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (9 UGCs)	E&P	41.218	45.339	3.992
Utilidades de Itaboraí	G&EBC	5.571	6.127	557
Araucária Nitrogenados S.A. - ANSA	RTC	73	80	7
Total potencial de reversão		**46.862**	**51.546**	**4.556**

(1) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2024.
(2) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de *impairment* a ser revertido no limite do saldo de *impairment* acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil

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

				Consolidado
Ativo ou grupo de ativos, por natureza (1)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (2)	(Perda) Reversão	Segmento
				2024
Campos de produção de óleo e gás	273	2	(271)	E&P, Brasil
Outros			57	-
Total 2024			**(214)**	
				2023
Campos de produção de óleo e gás	1.113	1.619	506	E&P, Brasil
Outros	-	-	2	-
Total 2023			**508**	

(1) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou grupo de ativos que sofreram perdas por *impairment* ou reversões no período.
(2) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor justo.

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, a reversão de perdas reconhecida no resultado reflete predominantemente a aprovação da venda do Polo Uruguá (R$ 506), 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 Capital asset pricing model (CAPM), conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso.

Prática contábil

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

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

25.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2024, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R$ 3.448, conforme descrito na nota explicativa 28.4. Nessa data base, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas no valor recuperável.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 7.4% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital médio ponderado; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com aumento no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram as divulgadas na nota explicativa 25.1.

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

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:

	Consolidado	
	2024	2023
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo [1]		
Imobilizado		
Saldo inicial	7.321	9.790
Adições	1.816	2.502
Baixas	(134)	(41)
Transferências	(16)	(4.908)
Ajustes acumulados de conversão	146	(22)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(2)	-
Saldo final	**9.131**	**7.321**
Intangível		
Saldo inicial	11.197	12.556
Adições	116	729
Baixas	(109)	(210)
Transferências	1	(82)
Perdas em projetos sem viabilidade econômica	(1.239)	(1.796)
Saldo final	**9.966**	**11.197**
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	**19.097**	**18.518**

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

As adições ocorridas no ativo intangível no exercício de 2024 estão relacionadas, principalmente, à assinatura dos contratos dos 29 blocos exploratórios na bacia de Pelotas adquiridos no 4º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão.

O reconhecimento de perdas no Intangível (R$ 1.239) e no imobilizado (R$ 2) em 2024 decorreu da avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios C-M-657 e C-M-709, localizados na Bacia de Campos, dada a conclusão pelo não desenvolvimento dos respectivos projetos (conforme nota explicativa 25).

Em 2023, o reconhecimento de perdas no Intangível (R$ 1.796) decorreu da avaliação da não economicidade dos projetos dos 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. Posteriormente, a companhia fez a devolução integral e voluntária destes blocos à ANP, que se somou as devoluções dos Blocos Dois Irmãos (R$ 180) e Três Marias (R$ 30). Todos os blocos estão localizados no pré-sal na Bacia de Campos e os ativos correspondentes foram baixados.

As transferências ocorridas no ativo imobilizado em 2023 destinaram-se aos projetos de desenvolvimento da produção dos campos Raia Pintada e Raia Manta, relacionados ao bloco BM-C-33 (R$ 4.685), e ao campo de Sépia (R$ 223).

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:

	Consolidado	
	2024	2023
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	(2.235)	(2.826)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura) [1]	(2.654)	(2.087)
Penalidades contratuais de conteúdo local	(38)	62
Outras despesas exploratórias	(70)	(41)
Total	**(4.997)**	**(4.892)**
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.305	2.867
Investimentos	3.148	3.321
Total	**5.453**	**6.188**

(1) Inclui valores referente à avaliação da não economicidade dos blocos exploratórios (nota explicativa 25).

Em 2023 e 2022, a Petrobras firmou Termos de Ajustamento de Conduta (TAC) com a ANP para compensação de multas de conteúdo local em 24 concessões com 100% de participação da companhia e 22 concessões em parceria com outras empresas.

O TAC converteu multas em compromissos de investimento em E&P com conteúdo local, resultando no encerramento de processos administrativos e na reversão do passivo no montante de R$ 1 no exercício de 2024 (R$ 266 no exercício de 2023).

Em 31 de dezembro de 2024, nos termos desses acordos, a Petrobras se compromete a investir R$ 990 em conteúdo local até 31 de dezembro de 2027.

Prática contábil

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]	2024	2023
Custos de prospecção capitalizados até um ano	1.923	1.021
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	7.208	6.300
Saldo final	**9.131**	**7.321**
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	18	17

Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	2024	Número de poços
2023	470	2
2022	1.295	3
2021	451	2
2020	104	1
2019 e anos anteriores	4.888	14
Saldo total	**7.208**	**22**

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

Do total de R$ 7.208 de custos de prospecção para 18 projetos, que incluem 22 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R$ 6.476 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R$ 352 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnica e econômica para a decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos e definição das reservas provadas.

26.2. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à ANP no total de R$ 7.740 (R$ 8.568 em 31 de dezembro de 2023) 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, R$ 7.669 (R$ 8.502 em 31 de dezembro de 2023) 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 R$ 71 (R$ 66 em 31 de dezembro de 2023) referem-se a garantias bancárias.

27. 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 2024, a companhia detém participação em 95 consórcios com 34 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 64 consórcios (67 consórcios, 32 empresas parceiras, sendo operadora em 39 consórcios, em 2023). O aumento de 28 foi devido à constituição de 32 novos consórcios, compensado por 2 devoluções e 2 parcerias que se tornaram 100% Petrobras.

As parcerias constituídas em 2024 que têm a Petrobras como operadora são 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 (mais informações sobre o bônus de assinatura estão na nota explicativa 24.2 - Intangível).

Adicionalmente, a Petrobras atuará como não operadora em 3 novas parcerias, em São Tomé e Príncipe.

Em 2023, foram formadas 2 novas parcerias com a Petrobras como operadora, ambas relativas ao 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha:

- Bacia de Campos, com 30% de participação da Petrobras, 30% da TotalEnergies, 20% da Petronas e 20% da Qatar Energy; e

- Bacia de Santos, com 60% de participação da Petrobras e 40% da Shell.

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

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2024 (kboed)	Regime
Tupi	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell - 25% Petrogal - 10%	666	Concessão
Búzios ECO	Pré Sal Bacia de Santos	85%	CNODC - 10% CNOOC - 5%	501	Partilha
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	TotalEnergies - 20% Shell - 20% CNODC - 10% CNOOC – 10%	136	Partilha
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor - 25%	85	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell - 30% Repsol Sinopec - 25%	77	Concessão
Atapu ECO	Pré Sal Bacia de Santos	52,50%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5%	47	Partilha
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	31	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell - 25% TotalEnergies - 22,5% Petrogal - 10%	29	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas - 50%	26	Concessão
Sépia ECO	Pré Sal Bacia de Santos	30,00%	TotalEnergies - 28% Petronas - 21% Qatar - 21%	19	Partilha
Total				**1.617**	

Prática contábil

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 à 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. Esses acordos resultarão em equalizações a pagar ou a receber de gastos e volumes de produção, principalmente referentes aos campos de Agulhinha, Albacora Leste, Berbigão, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Caratinga e Sururu.

Provisões para equalizações (1)

A Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP, cuja movimentação está apresentada a seguir:

	Consolidado e controladora	
	2024	2023
Saldo inicial	2.238	2.122
Adições (baixas) no Imobilizado	1.265	80
Atualização monetária	-	2
Pagamentos realizados	(6)	(277)
Outras despesas (receitas) operacionais	78	311
Saldo final	**3.575**	**2.238**

(1) Principalmente Berbigão, Sururu e Agulhinha.

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 2024

Em maio de 2024, foi assinado o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes, previsto no AIP de Brava (Jazida Compartilhada de Brava). O montante pago, em 24 de junho de 2024, pela Petrobras à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) foi de R$ 6.

Prática contábil

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.

28. Investimentos

28.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Receita Líquida de Vendas (1)	Patrimônio líquido (patrimônio líquido negativo)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas							
Subsidiárias e controladas							
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	241.677	370.524	19.771	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	12.004	5.770	869	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	1.512	369	533	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	G&E BC	100,00	100,00	1.305	835	68	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	RTC	100,00	100,00	–	558	402	Brasil
Termomacaé S.A.	G&E BC	100,00	100,00	60	300	39	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	–	11	1	Ilhas Cayman
Termobahia S.A.	G&E BC	98,85	98,85	–	345	52	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	G&E BC	100,00	100,00	–	327	44	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativo e outros negócios	99,15	99,15	–	112	29	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	49,00	75	35	5	Brasil
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A.	G&E BC	100,00	100,00	157	76	24	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	G&E BC	51,00	51,00	1.686	379	459	Brasil
Associação Petrobras de Saúde (2)	Corporativo e outros negócios	93,47	93,47	4.805	723	28	Brasil
Operações em conjunto							
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	322	289	118	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto							
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	–	1.149	(125)	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	–	142	20	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	–	32	(84)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	G&E BC	20,00	20,00	–	79	14	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	50,00	–	123	31	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	–	(25)	(5.673)	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	G&E BC	20,00	20,00	–	522	174	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	–	(2)	–	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	–	14	7	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: 55% na Holanda, 26% nos Estados Unidos e 19% 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 30.09.2024, 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 na 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

- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda), que possui operações em conjunto: Tupi BV (67,59%), Guará BV (45%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (90,11%), Petrobras Frade Inversiones SA - PFISA (100%) e BJOOS BV (20%), 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. Tendo em vista o processo de liquidação de empresas na Holanda, a empresa Agri BV foi liquidada no exercício de 2024 e, no momento, a companhia está considerando a liquidação da Guara BV, Libra BV, Papa-Terra BV, Roncador BV e PFISA, no aguardo da resolução de certas condições precedentes. Subsequentemente, a companhia irá avaliar a liquidação de TUPI BV e Iara BV.

Em 2024, a companhia realizou a alienação dos seguintes investimentos diretos:

- Cessão da totalidade de sua participação acionária de 30% na empresa Brentech Energia S.A. em 29 de maio de 2024.

- Exercício de direito de venda conjunta (*Tag Along*) da participação de 18,8% no capital social da sociedade UEG Araucária S.A. (UEGA) em 1º de julho de 2024.

Adicionalmente, a companhia aprovou a extinção da Refinaria de Mucuripe S.A. em 30 de dezembro de 2024.

28.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2024
Controladas								
PIB BV	255.666	–	–	20.976	79.008	–	–	355.650
Transpetro	5.583	–	(4)	944	370	412	(560)	6.745
PB-LOG	–	–	240	485	–	–	(725)	–
PBIO	761	–	–	68	–	6	–	835
Outras Controladas	2.010	–	(2)	764	8	58	(649)	2.189
Operações em conjunto	138	–	–	59	–	–	(52)	145
Empreendimentos controlados em conjunto	110	68	3	(56)	–	(1)	–	124
Coligadas	3.934	–	(57)	(4.130)	2.427	(1.450)	(32)	692
Total	**268.202**	**68**	**180**	**19.110**	**81.813**	**(975)**	**(2.018)**	**366.380**
Outros investimentos	18	–	–	–	–	–	–	18
Total dos Investimentos	**268.220**	**68**	**180**	**19.110**	**81.813**	**(975)**	**(2.018)**	**366.398**

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2023
Controladas								
PIB BV	256.901	–	–	19.173	(20.408)	–	–	255.666
Transpetro	5.346	–	(3)	888	(82)	(255)	(311)	5.583
PB-LOG	–	–	(55)	954	–	–	(899)	–
PBIO	1.008	–	(150)	(91)	–	(6)	–	761
Outras Controladas	2.799	–	(524)	372	(37)	296	(896)	2.010
Operações em conjunto	130	–	–	52	–	1	(45)	138
Empreendimentos controlados em conjunto	113	60	–	(2)	–	1	(62)	110
Coligadas	5.112	–	3	(1.532)	(933)	1.305	(21)	3.934
Total	**271.409**	**60**	**(729)**	**19.814**	**(21.460)**	**1.342**	**(2.234)**	**268.202**
Outros investimentos	18	–	–	–	–	–	–	18
Total dos Investimentos	**271.427**	**60**	**(729)**	**19.814**	**(21.460)**	**1.342**	**(2.234)**	**268.220**

28.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2023	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em Conjunto								
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.654	–	–	396	429	–	(638)	1.841
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	579	–	–	326	195	–	(89)	1.011
Demais empresas	108	68	(1)	(55)	–	(2)	1	119
Coligadas	4.214	59	(68)	(4.134)	2.501	(1.448)	(33)	1.091
Outros Investimentos	19	–	–	–	–	–	–	19
Total dos Investimentos	**6.574**	**127**	**(69)**	**(3.467)**	**3.125**	**(1.450)**	**(759)**	**4.081**

	Saldo em 31.12.2022	Aportes de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em Conjunto								
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	1.953	–	–	(7)	(146)	–	(146)	1.654
Compañia Mega S.A. - MEGA/PIB BV	775	–	–	27	(56)	–	(167)	579
Demais empresas	127	60	–	(16)	–	1	(64)	108
Coligadas	5.298	72	(3)	(1.484)	(952)	1.305	(22)	4.214
Outros Investimentos	19	–	–	–	–	–	–	19
Total dos Investimentos	**8.172**	**132**	**(3)**	**(1.480)**	**(1.154)**	**1.306**	**(399)**	**6.574**

28.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (R$ por ação)		Valor de mercado	
Empresa	31.12.2024	31.12.2023	Tipo	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	12,10	21,69	2.571	4.608
Braskem	75.762	75.762	PNA	11,58	21,86	877	1.656
	288.189	**288.189**				**3.448**	**6.264**

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, para fins de teste de recuperabilidade do investimento, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.

28.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R$ 1.508 (R$ 1.899 em 2023), sendo, principalmente, R$ 1.247 do FIDC (R$ 1.602 em 2023) e R$ 186 da TBG (R$ 248 em 2023).

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	FIDC		TBG	
	2024	2023	2024	2023
Ativo circulante	91.889	37.779	967	1.261
Ativo realizável a longo prazo	–	–	2	1
Investimentos	–	–	1	1
Imobilizado	–	–	1.518	1.518
Outros ativos não circulantes	–	–	23	17
	91.889	**37.779**	**2.511**	**2.798**
Passivo circulante	79	38	983	1.211
Passivo não circulante	–	–	1.149	1.083
Patrimônio líquido	91.810	37.741	379	504
	91.889	**37.779**	**2.511**	**2.798**
Receita operacional líquida	–	–	1.686	1.745
Lucro líquido do exercício	7.096	6.008	459	762
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	1.094	(5.658)	(276)	194

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.

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

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

	2024				2023			
	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	2.140	2.473	1.677	37.786	1.600	2.598	1.330	38.297
Ativo realizável a longo prazo	1.499	40	139	20.838	1.315	320	45	12.545
Imobilizado	2.592	11.191	1.886	40.834	2.540	9.020	917	39.129
Outros ativos não circulantes	178	–	–	7.843	199	3	–	6.115
	6.409	**13.704**	**3.702**	**107.301**	**5.654**	**11.941**	**2.292**	**96.086**
Passivo circulante	1.760	1.951	614	28.198	1.515	1.767	341	24.672
Passivo não circulante	3.086	2.630	115	78.277	2.581	2.053	250	63.820
Patrimônio líquido	1.525	7.280	2.973	267	1.523	6.467	1.701	8.183
Participação dos acionistas não controladores	38	1.843	–	559	35	1.654	–	(589)
	6.409	**13.704**	**3.702**	**107.301**	**5.654**	**11.941**	**2.292**	**96.086**
Receita operacional líquida	4.235	6.059	805	77.772	5.177	4.530	–	70.922
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(135)	2.592	1.123	(11.423)	26	2.039	105	(4.242)
Percentual de participação - %	20 a 50%	20%	34 a 45%	20 a 38,8%	20 a 50%	20%	34 a 45%	18,8 a 38,8%

(1) Saldo composto, preponderantemente, pela Braskem.

Prática contábil

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 societários

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em controladas, coligadas, empreendimentos controlados em conjunto e associações sem fins lucrativos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP). Nas operações em conjunto, apenas aquelas constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais operações em conjunto, a companhia reconhece seus ativos e passivos, bem como suas respectivas receitas e despesas.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP.

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. Vendas de ativos e outras operações com ativos

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

	Consolidado		
		31.12.2024	31.12.2023
	E&P	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda			
Investimentos	1	1	1
Imobilizado	3.156	3.156	1.623
Total	**3.157**	**3.157**	**1.624**
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda			
Financiamentos	–	–	481
Provisão para desmantelamento de áreas	4.418	4.418	2.140
Total	**4.418**	**4.418**	**2.621**

29.1. Vendas não concluídas até 31 de dezembro de 2024

a) Campos de Bagre e Cherne

Em 25 de abril de 2024, a companhia assinou, com a Perenco Petróleo e Gás Ltda (“Perenco”), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Cherne e Bagre, localizados em águas rasas na Bacia de Santos.

O valor a ser recebido com a transação é de US$ 10 milhões, sendo R$ 5 (US$ 1 milhão) recebido na data da assinatura do contrato e o restante no fechamento da transação.

29.2. Operação rescindida

a) Campos de Uruguá e Tambaú

Em 21 de dezembro de 2023, a companhia assinou, com a Enauta Energia S.A. (“Enauta”), contratos para a cessão da totalidade de sua participação nos campos de Uruguá eTambaú localizados em águas profundas no pós-sal da Bacia de Santos.

Em 21 de dezembro de 2024, em decorrência da não conclusão da aquisição do FPSO Cidade de Santos pela Enauta, a Petrobras notificou a Brava Energia S.A. (controladora da Enauta) sobre sua decisão de rescindir o contrato para a cessão da totalidade de sua participação nos campos, suportada por previsão contratual.

O fechamento da transação estava condicionado, entre outros fatores, à conclusão da aquisição do FPSO. Conforme previsto no contrato, o valor de R$ 15 (US$ 3 milhões) recebido a título de adiantamento na data de assinatura do contrato foi retido pela Petrobras e reconhecido como outras receitas operacionais.

A Petrobras permanece com 100% de participação nos campos de Uruguá e Tambaú e avaliará as alternativas para gestão do ativo, que foi classificado como ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2024.

Prática contábil

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.

29.3. 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. Informações sobre as fontes de incerteza sobre recebíveis oriundos da compensação do Excedente da Cessão Onerosa, parcerias e desinvestimentos estão descritas na nota explicativa 4 - Estimativas contábeis e julgamentos relevantes (item 4.11).

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

Operações	Data de fechamento da operação	No fechamento da operação US$ milhões	Ativo reconhecido no exercício findo em 31.12.2024 US$ milhões	Ativo reconhecido no exercício findo em 31.12.2024 R$	Ativo reconhecido em exercícios anteriores US$ milhões	Valor de ativos contingentes em 31.12.2024 US$ milhões
Excedentes da Cessão Onerosa						
Sépia e Atapu [1]	Abr/2022	5.244	262	1.529	948	4.034
Vendas em exercícios anteriores						
Polo Riacho da Forquilha	Dez/2019	62	–	–	58	4
Polos Pampo e Enchova	Jul/2020	650	57	318	246	347
Campo de Baúna	Nov/2020	285	57	313	196	32
Polo Miranga	Dez/2021	85	15	75	70	–
Polo Cricaré	Dez/2021	118	30	188	76	12
Polo Peroá	Ago/2022	43	–	–	10	33
Papa-Terra	Dez/2022	90	16	83	16	58
Albacora Leste	Jan/2023	250	167	873	58	25
Polo Norte Capixaba	Abr/2023	66	11	68	22	33
Polo Golfinho e Polo Camarupim	Ago/2023	60	–	–	20	40
Total		**6.953**	**615**	**3.447**	**1.720**	**4.618**

(1) O valor registrado em outras receitas operacionais considera ajuste a valor presente (nota explicativa 11).

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*), 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. O *earnout*, entre 2022 e 2032, está estimado em até US$ 5.244 milhões.

Em 2024, a companhia reconheceu no ativo R$ 1.529 (US$ 262 milhões), sendo: i) R$ 996 (US$ 161 milhões) referente ao *earnout* de 2025, com previsão de recebimento em 2026; e ii) R$ 533 (US$ 101 milhões) pela atualização do *earnout* de 2024, recebido em janeiro de 2025. Nos exercícios anteriores, houve o reconhecimento no ativo do montante total de R$ 4.854 (US$ 948 milhões), dos quais R$ 1.235 foram no exercício de 2023.

30. Financiamentos

30.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Mercado bancário	17.512	10.949	17.374	10.805
Mercado de capitais	13.775	15.151	13.301	14.564
Bancos de fomento (1)	3.146	3.379	–	15
Partes relacionadas (nota explicativa 34.5)	–	–	85.021	32.006
Outros	13	4	–	–
Total no país	**34.446**	**29.483**	**115.696**	**57.390**
Mercado bancário	22.853	30.513	10.308	12.081
Mercado de capitais	75.949	69.636	–	–
Agência de crédito à exportação	9.341	9.055	–	–
Partes relacionadas (nota explicativa 34.1)	–	–	458.716	323.684
Outros	837	744	–	–
Total no exterior	**108.980**	**109.948**	**469.024**	**335.765**
Total de financiamentos	**143.426**	**139.431**	**584.720**	**393.155**
Circulante	15.887	20.923	106.522	46.736
Não circulante	127.539	118.508	478.198	346.419

(1) Inclui BNDES e FINEP.

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Financiamentos de curto prazo	60	17	28.707	32.007
Parcela corrente de financiamentos de longo prazo	13.202	18.282	75.013	11.835
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	2.625	2.624	2.802	2.894
Circulante	**15.887**	**20.923**	**106.522**	**46.736**

O saldo em mercado de capitais é composto principalmente por R$ 72.592 em global notes, emitidas no exterior pela PGF, e R$ 8.486 em debêntures e R$ 4.815 em notas comerciais escriturais, emitidas no Brasil pela Petrobras.

Os global notes possuem vencimentos entre 2026 e 2115 e não exigem garantias reais. Tais financiamentos foram realizados em dólares e libras, sendo 92% e 8%, do total de global notes, respectivamente.

As debêntures e as notas comerciais, com vencimentos entre 2026 e 2037, não exigem garantias reais e não são conversíveis em ações ou em participações societárias.

30.2. Movimentação

			Consolidado
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**29.483**	**109.948**	**139.431**
Captações	6.504	5.523	12.027
Amortizações de principal (1)	(2.843)	(33.575)	(36.418)
Amortizações de juros (1)	(2.268)	(8.107)	(10.375)
Encargos incorridos no período (2)	2.603	8.046	10.649
Variações monetárias e cambiais	967	2.742	3.709
Ajuste acumulado de conversão	–	24.403	24.403
Saldo de 31 de dezembro de 2024	**34.446**	**108.980**	**143.426**

	Consolidado		
	País	Exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**25.602**	**130.684**	**156.286**
Captações	4.534	6.182	10.716
Amortizações de principal [1]	(1.680)	(19.488)	(21.168)
Amortizações de juros [1]	(1.629)	(8.167)	(9.796)
Encargos incorridos no período [2]	2.175	9.093	11.268
Variações monetárias e cambiais	563	(730)	(167)
Ajuste acumulado de conversão	–	(7.626)	(7.626)
(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	(82)	–	(82)
Saldo de 31 de dezembro de 2023	**29.483**	**109.948**	**139.431**

(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 – Consolidado

	2024			2023		
	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros	Captações	Amortizações de Principal	Amortizações de Juros
Movimento em financiamentos	12.027	(36.418)	(10.375)	10.716	(21.168)	(9.796)
Reestruturação de dívida	–	46	–	–	382	–
Depósitos vinculados [1]	–	439	99	–	(294)	(104)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	**12.027**	**(35.933)**	**(10.276)**	**10.716**	**(21.080)**	**(9.900)**

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

No exercício de 2024, a companhia:

- liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R$ 46.209, destacando-se a recompra e resgate de R$ 14.584 de títulos no mercado de capitais internacional, e o pré-pagamento de R$ 1.282 de empréstimo no mercado bancário internacional; e

- captou R$ 12.027 destacando-se a oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes), com vencimento em 2035 no valor de R$ 5.421 e as captações no mercado nacional, no valor de R$ 6.449.

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

							Consolidado	
Vencimento em	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030 em diante**	**Total [1]**	**Valor justo**
Financiamentos em Dólares (US$):	13.509	9.063	13.288	9.564	3.724	52.607	101.755	98.748
Indexados a taxas flutuantes [2]	12.121	6.953	9.088	3.241	891	1.760	34.054	
Indexados a taxas fixas	1.388	2.110	4.200	6.323	2.833	50.847	67.701	
Taxa média a.a.	6,3%	6,5%	5,9%	5,5%	6,1%	6,6%	6,5%	
Financiamentos em Reais (R$):	2.015	2.475	735	741	4.878	21.762	32.606	29.938
Indexados a taxas flutuantes [3]	1.055	691	187	187	187	18.755	21.062	
Indexados a taxas fixas	960	1.784	548	554	4.691	3.007	11.544	
Taxa média a.a.	9,6%	10,6%	10,7%	10,6%	10,1%	8,0%	9,6%	
Financiamentos em Euro (€):	127	–	–	791	142	2.297	3.357	3.365
Indexados a taxas fixas	127	–	–	791	142	2.297	3.357	
Taxa média a.a.	4,5%	–	–	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%	
Financiamentos em Libras (£):	236	–	–	–	2.275	3.197	5.708	5.498
Indexados a taxas fixas	236	–	–	–	2.275	3.197	5.708	
Taxa média a.a.	6,1%	–	–	–	6,1%	6,6%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2024	**15.887**	**11.538**	**14.023**	**11.096**	**11.019**	**79.863**	**143.426**	**137.549**
Taxa média a.a.	7,0%	7,4%	7,1%	6,9%	7,3%	6,6%	6,8%	–
Total em 31 de dezembro de 2023	**20.923**	**14.844**	**12.351**	**12.330**	**8.791**	**70.192**	**139.431**	**141.987**
Taxa média a.a.	5,8%	5,8%	6,3%	6,1%	5,9%	6,5%	6,4%	–

(1) Em 31 de dezembro de 2024, o prazo médio ponderado de vencimento dos financiamentos é de 12,52 anos (11,38 anos em 31 de dezembro de 2023).
(2) Operações com indexador variável + spread fixo.
(3) Operações com indexador variável + spread fixo, conforme aplicável.

Em 31 de dezembro de 2024, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R$ 69.193 (R$ 67.639, em 31 de dezembro de 2023); 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 R$ 68.356 (R$ 74.348, em 31 de dezembro de 2023).

Em relação à reforma das taxas de juros referenciais (*IBOR Reform*), tendo em vista o fim da publicação da LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) em dólares (US$), de um, três e seis meses, houve a necessidade de alteração dos contratos da companhia referenciados nesses indexadores.

Em 31 de dezembro de 2024, aproximadamente 18% do valor dos financiamentos são dívidas que passaram a ser atreladas ao SOFR (*Secured Overnight Financing Rate*) e ter como parâmetro os Spread de Ajuste de Crédito (*CSA - Credit Spread Adjustment*) negociados com os credores.

Todas as renegociações realizadas foram tão somente para a troca do indexador da LIBOR e foram necessárias como consequência direta da reforma da taxa de juros de referência e, nesses novos fluxos de caixa renegociados, a troca do indexador foi economicamente equivalente a base anterior. Desse modo, as mudanças foram prospectivas, com o reconhecimento de juros pelo novo indexador nos períodos aplicáveis às alterações realizadas.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.4.1.

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

							Consolidado	
Vencimento	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030 em diante**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Principal	13.360	11.787	14.291	11.761	12.272	81.882	145.353	141.273
Juros	9.591	9.045	7.871	6.735	6.459	86.546	126.247	109.128
Total [1]	**22.951**	**20.832**	**22.162**	**18.496**	**18.731**	**168.428**	**271.600**	**250.401**

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

30.5. Linhas de crédito

						31.12.2024
Empresa	**Instituição financeira**	**Data da abertura**	**Prazo**	**Contratado**	**Utilizado**	**Saldo**
No exterior (Valores em US$ milhões)						
PGT BV [1]	Sindicato de Bancos	16/12/2021	16/11/2026	5.000	–	5.000
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2026	2.050	–	2.050
Total				**7.050**	**–**	**7.050**
No país						
Petrobras [2]	Banco do Brasil	23/03/2018	26/09/2030	2.000	–	2.000
Petrobras [3]	Banco do Brasil	04/10/2018	04/09/2029	4.000	–	4.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	–	329
Total				**6.329**	**–**	**6.329**

(1) Em 08 de abril de 2024, houve redução de parte da linha de crédito compromissada (Revolving Credit Facility) para US$ 4.110 milhões, ante US$5.000 milhões contratados em 2021. Dessa forma, US$5.000 milhões estarão disponíveis para saque até 16 de novembro de 2026 e US$ 4.110 milhões estarão disponíveis para saque entre 16 de novembro de 2026 e 16 de novembro de 2028.
(2) Em 27 de dezembro de 2024, foi aditado o contrato da linha de crédito com o Banco do Brasil de R$ 2 bilhões, alongando o prazo para 26 de setembro de 2030.
(3) Em 18 de junho de 2024, houve renovação da linha de crédito com o Banco do Brasil alongando seu prazo para 04 de setembro de 2029 e aumentando seu valor de R$ 2 bilhões para R$ 4 bilhões.

30.6. *Covenants* e Garantias

30.6.1. *Covenants*

Em 31 de dezembro de 2024, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos, incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control – OFAC, Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas.

Se a companhia descumprir alguma das obrigações mencionadas acima, ou for incapaz de remediar, ou continuar não atendendo as obrigações dentro do período de cura que varia entre 30 e 60 dias (dependendo do contrato) após ter recebido uma notificação por escrito do(s) credor(es) especificando tal inadimplemento ou violação e exigindo que fosse remediado e declarando que tal notificação é um "Aviso de Inadimplemento", isso pode ser declarado um Evento de Inadimplência e, ocasionalmente, a dívida relacionada a esse contrato será considerada vencida e exigível.

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 11,9% 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.

Prática contábil

Os financiamentos são reconhecidos incialmente 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:

	Consolidado		
	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**32.883**	**130.748**	**163.631**
Remensuração/Novos contratos	8.599	45.099	53.698
Pagamentos de principal e juros [1]	(14.286)	(28.101)	(42.387)
Encargos incorridos no período	2.844	9.547	12.391
Variações monetárias e cambiais	3.919	38.330	42.249
Ajuste acumulado de conversão	-	224	224
Transferências	-	235	235
Saldo em 31 de dezembro de 2024	**33.959**	**196.082**	**230.041**
Circulante			52.896
Não Circulante			177.145

	Consolidado		
	Arrendadores no país	Arrendadores no exterior	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**31.411**	**93.006**	**124.417**
Remensuração/Novos contratos	11.295	59.846	71.141
Pagamentos de principal e juros [1]	(11.326)	(19.939)	(31.265)
Encargos incorridos no período	2.592	6.422	9.014
Variações monetárias e cambiais	(1.095)	(8.010)	(9.105)
Ajuste acumulado de conversão	-	(90)	(90)
Transferências	6	(487)	(481)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	**32.883**	**130.748**	**163.631**
Circulante			34.858
Não Circulante			128.773

(1) A Demonstração dos Fluxos de Caixa contempla R$ 285 (R$ 70 em 31 de dezembro de 2023) referentes movimentação de passivos mantidos para venda.

Em 31 de dezembro de 2024, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R$ 237.578 (R$ 169.605 em 31 de dezembro de 2023), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente da Transpetro.

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

							Consolidado	
Fluxo de Pagamentos - Futuro Nominal	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030 em diante**	**Total**	**Impostos a recuperar**
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	28.077	15.872	9.325	4.177	2.175	9.020	68.646	1.505
Outros	1.189	765	613	332	73	–	2.972	274
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior [1]								
Plataformas	16.240	15.173	15.126	14.870	14.752	163.425	239.586	–
Embarcações	2.060	1.935	1.749	399	260	147	6.550	–
Contratos com cláusulas de reajuste - país								
Embarcações	4.706	2.591	1.329	564	15	11	9.216	852
Imóveis	1.148	777	858	730	515	6.133	10.161	138
Outros	1.299	914	824	455	201	481	4.174	386
Valor nominal em 31 de dezembro de 2024	**54.719**	**38.027**	**29.824**	**21.527**	**17.991**	**179.217**	**341.305**	**3.155**
Valor nominal em 31 de dezembro de 2023	**36.020**	**29.714**	**22.020**	**16.297**	**13.116**	**125.586**	**242.753**	**3.341**

[1] Contratos firmados na moeda US$.

A seguir são apresentadas as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95,4% do passivo de arrendamento.

				Consolidado	
Fluxo de pagamentos futuros a valor presente [1]	**Taxa Desconto (% a.a.)**	**Prazo Médio (anos)**	**Impostos a Recuperar**	**31.12.2024**	**31.12.2023**
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	5,2316	4,5	1505	61.147	40.235
Outros	5,2350	3,3	274	2.730	1.285
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior					
Plataformas	6,3660	18,0	–	144.232	98.451
Embarcações	5,7706	3,3	–	5.968	5.455
Contratos com cláusulas de reajuste - país					
Embarcações	11,0131	2,4	852	8.129	7.290
Imóveis	8,6458	22,8	138	4.546	5.953
Outros	11,5059	4,5	386	3.289	4.962
TOTAL	**6,0085**	**14,4**	**3.155**	**230.041**	**163.631**

(1) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da companhia, assim como prazo ajustado pela duration do respectivo fluxo de pagamento e garantias dos contratos de arrendamento.

Em determinados contratos, há pagamentos variáveis e prazos inferiores a 1 ano que são reconhecidos como despesa:

	Consolidado	
	2024	**2023**
Pagamentos variáveis	5.565	5.337
Prazo inferior a 1 ano	515	542
Pagamentos variáveis em relação a pagamentos fixos	13%	17%

Em 31 de dezembro de 2024, 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 R$ 402.710 (R$ 316.418 em 31 de dezembro de 2023).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.4.1.

Prática contábil

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 são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 35.2.2).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto com empresas parceiras onde a companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Em situações de utilização de ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da companhia, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

32. Patrimônio líquido

32.1. Capital subscrito e integralizado

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, o capital subscrito e integralizado no valor de R$ 205.432 está representado por 13.044.496.930 ações, sendo R$ 117.208 referentes a 7.442.454.142 ações ordinárias e R$ 88.224 referentes a 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

32.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R$ 7 (R$ 7 em 31 de dezembro de 2023), reconhecidas contra ações em tesouraria.

32.3. Transações de capital

32.3.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos, no montante de R$ 477 (R$ 477 em 31 de dezembro de 2023).

32.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários, no valor de R$ 3.799 (R$ 3.799 em 31 de dezembro de 2023).

32.3.3. Ações em tesouraria

Em 31 de dezembro de 2024, as ações de titularidade da Petrobras mantidas em tesouraria, no montante de R$ 5.570 (R$ 3.651 em 31 de dezembro de 2023), estão representadas por 155.764.169 ações, sendo 222.760 ações ordinárias e 155.541.409 ações preferenciais.

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 36.

32.4. Destinação do resultado e remuneração aos acionistas

A destinação do lucro líquido do exercício e os dividendos propostos são demonstrados a seguir.

	Controladora	
	2024	2023
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	36.606	124.606
Dividendos prescritos	316	33
Lucros acumulados para destinação	**36.922**	**124.639**
Destinação dos lucros acumulados:		
Reserva legal [1]	–	6.160
Reserva de custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico [1]	–	634
Reserva de incentivos fiscais	790	1.555
Reserva de remuneração do capital	–	43.871
Dividendos propostos dos lucros acumulados	36.132	72.419
Total da destinação dos lucros acumulados	**36.922**	**124.639**
Dividendos propostos dos lucros acumulados:		
Dividendos mínimos obrigatórios	8.954	29.223
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	27.178	43.196
Dividendos propostos dos lucros acumulados	**36.132**	**72.419**
Dividendos adicionais da reserva de remuneração do capital	21.936	–
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	15.838	–
Dividendos adicionais das reservas de lucros	**37.774**	**–**
Total dos dividendos propostos pela administração [2]	**73.906**	**72.419**

(1) O saldo dessas reservas alcançou seu limite legal ou estatutário em 31 de dezembro de 2023, não cabendo a destinação do lucro líquido do exercício de 2024, conforme nota 32.4.1.
(2) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R$ 94.354, conforme nota 32.4.2e.

32.4.1. Reservas de lucros

O quadro a seguir demonstra a movimentação das reservas de lucros:

							Controladora
		Estatutárias					
	Legal	Custeio dos programas de P&D	Remuneração do capital	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Dividendos adicionais propostos	Total
Saldos em 1° de janeiro de 2023	**34.926**	**9.638**	**–**	**5.944**	**42.023**	**35.815**	**128.346**
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2023	–	–	–	–	–	(35.815)	(35.815)
Apropriações do lucro líquido em reservas	6.160	634	43.871	1.555	–	–	52.220
Destinação de dividendos do exercício de 2023	–	–	–	–	–	14.204	14.204
Saldos em 31 de dezembro de 2023	**41.086**	**10.272**	**43.871**	**7.499**	**42.023**	**14.204**	**158.955**
Saldos em 1° de janeiro de 2024	**41.086**	**10.272**	**43.871**	**7.499**	**42.023**	**14.204**	**158.955**
Dividendos adicionais aprovados na AGO de 2024	–	–	(21.935)	–	–	(14.204)	(36.139)
Apropriações do lucro líquido em reservas	–	–	–	790	–	–	790
Destinação de dividendos do exercício de 2024	–	–	(21.936)	–	(15.838)	9.145	(28.629)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	**41.086**	**10.272**	**–**	**8.289**	**26.185**	**9.145**	**94.977**

PÚBLICA

Reserva legal

Constituída por meio da apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, conforme 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. O saldo dessa reserva alcançou o limite legal em 31 de dezembro de 2023.

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. O saldo desta reserva atingiu o limite em 31 de dezembro de 2023.

- Reserva de remuneração do capital: poderá ser constituída mediante a apropriação de até 70% do lucro líquido ajustado de cada exercício, observados o art. 202 da Lei das Sociedades por Ações e a Política de Remuneração aos Acionistas, até o limite do capital social, tendo como finalidade assegurar recursos para o pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio, ou outra forma de remuneração aos acionistas prevista em lei, suas antecipações, recompras de ações autorizadas por lei, absorção de prejuízos e, como finalidade remanescente, incorporação ao capital social.

Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

O saldo desta reserva é 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.

32.4.2. 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.

O pagamento de dividendos poderá ser realizado apenas aos detentores de ações preferenciais, caso os dividendos prioritários absorvam todo o lucro líquido ajustado do exercício ou alcancem valor igual ou superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25%.

a) Política de remuneração aos acionistas

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 PN 2025-2029) 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 societárias, desde que o resultado desta fórmula seja superior ao valor de US$ 4 bilhões e não comprometa a sustentabilidade financeira da companhia. A fórmula acima será aplicada, a cada trimestre, sobre os fluxos de caixa do consolidado da companhia do respectivo trimestre;

- eventuais valores relativos às recompras de ações realizadas pela companhia, apresentadas na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado de cada período, serão deduzidos do valor resultante da fórmula aplicada a cada trimestre;

- a companhia poderá, em casos excepcionais, realizar a distribuição de remuneração extraordinária aos acionistas, superando o dividendo mínimo legal obrigatório e/ou os valores estabelecidos na política, desde que a sustentabilidade financeira da companhia seja preservada;

- a distribuição de remuneração aos acionistas deverá ser feita trimestralmente; e

- a companhia poderá excepcionalmente promover a distribuição de remuneração aos acionistas mesmo na hipótese de não verificação de lucro líquido, uma vez atendidas as regras previstas na Lei 6.404/76 e observados os critérios definidos na sua política.

A Petrobras busca, por meio de sua política de remuneração aos acionistas, garantir a perenidade e sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos, além de conferir previsibilidade ao fluxo de pagamentos de dividendos aos acionistas. Consequentemente, o pagamento da remuneração aos acionistas não deve comprometer a sustentabilidade financeira de curto, médio e longo prazos da companhia.

b) Programa de recompra de ações

Em 3 de agosto de 2023, o Conselho da Administração aprovou o Programa de Recompra de Ações, visando a aquisição de até 157,8 milhões ações preferenciais de emissão da companhia, na Bolsa de Valores do Brasil (B3), para permanência em tesouraria com posterior cancelamento, sem redução do capital social. O Programa foi realizado no contexto da Política de Remuneração de Acionistas, aprovada em 28 de julho de 2023, e no prazo máximo de 12 meses.

Em 4 de agosto de 2024, o Programa foi encerrado e, ao longo do período em que esteve vigente, resultou na recompra de um total de 155.468.500 ações preferenciais pela companhia, no montante de R$ 5.563, considerando os custos de transação de R$ 2, sendo:

i. 104.064.000 ações no período de agosto a dezembro de 2023 no valor de R$ 3.644, incluindo custos de transação; e

ii. 51.404.500 ações no período de janeiro a junho de 2024 no valor de R$ 1.919, incluindo custos de transação.

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 36.

c) Proposta de remuneração aos acionistas da Petrobras

A remuneração aos acionistas do exercício de 2024 da Petrobras, no montante de R$ 75.825, foi calculada com base na fórmula da política de 45% do fluxo de caixa livre de 2024, que inclui a recompra de ações, além da distribuição de dividendos extraordinários, conforme a seguir:

	Controladora	
	2024	2023
Dividendos e juros sobre o capital próprio (JCP) [1]	73.906	72.419
Recompra de ações [2]	1.919	3.642
Total da remuneração aos acionistas	**75.825**	**76.061**

(1) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R$ 94.354, conforme nota 32.4.2e.
(2) Exclui custos de transação.

d) Dividendos antecipados relativos ao exercício de 2024

Em 2024, o CA aprovou antecipações de dividendos e JCP no montante de R$ 64.139, equivalente a R$ 4,97639197 por ação preferencial e ordinária em circulação em cada trimestre, com base no resultado de janeiro a setembro de 2024 e com a utilização de reservas de lucros, conforme quadro a seguir:

				Controladora
	Data de aprovação do CA	Data da posição acionária	Valor por ação PN e ON (R$)	Valor
Dividendos e JCP - 1º trimestre de 2024 [1]	13.05.2024	11.06.2024	1.04324226	13.446
Dividendos e JCP - 2º trimestre de 2024	08.08.2024	21.08.2024	1.05320017	13.574
Dividendos e JCP - 3º trimestre de 2024	07.11.2024	23.12.2024	1.32820661	17.119
Dividendos extraordinários	21.11.2024	11.12.2024	1.55174293	20.000
Total da antecipação da remuneração aos acionistas			**4,97639197**	**64.139**
Atualização monetária das antecipações pela Selic [2]			0,04819801	622
Total da antecipação da remuneração aos acionistas atualizada monetariamente pela Selic			**5,02458998**	**64.761**
Com resultado do exercício				36.132
Com reservas de lucros				28.629

(1) O valor por ação foi atualizado devido à alteração do número de ações em tesouraria decorrente do programa de recompra de ações.
(2) O valor por ação da atualização monetária das antecipações pela Selic foi calculado com base nas ações em circulação em 31 de dezembro de 2024

Essas antecipações foram atualizadas monetariamente pela Selic, desde a data de pagamento até 31 de dezembro de 2024, no valor de R$ 622 (R$ 0,04819801 por ação preferencial e ordinária em circulação), conforme previsto no Estatuto, e serão descontadas da remuneração que vier a ser distribuída aos acionistas no encerramento do exercício de 2024.

Os juros sobre capital próprio antecipados do exercício de 2024 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R$ 7.373. Sobre os juros incidiu a retenção de imposto de renda na fonte (IRRF) de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na legislação vigente.

e) Dividendos propostos relativos ao exercício de 2024

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é a seguinte:

	Controladora	
	2024	2023
Lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas da Petrobras	36.606	124.606
Apropriação:		
Reserva legal	–	(6.160)
Reserva de incentivos fiscais	(790)	(1.555)
Lucro líquido ajustado	**35.816**	**116.891**
Dividendos mínimos obrigatórios:		
25% do lucro líquido ajustado	8.954	29.223
Dividendos adicionais:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente dos lucros acumulados	27.178	43.196
Dividendos adicionais da reserva de remuneração do capital	21.936	–
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros	15.838	–
Total dos dividendos propostos (1)	**73.906**	**72.419**
Ações preferenciais (PN) - R$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024 (R$ 5,56928679 (1) por ação em circulação em 2023)	31.231	30.978
Ações ordinárias (ON) – R$ 5,73413520 por ação em circulação em 2024 (R$ 5,56928679 (1) por ação em circulação em 2023)	42.675	41.441

(1) A AGO de abril de 2024 alterou a proposta original da administração para destinação do resultado do exercício de 2023, modificando os dividendos propostos para R$ 94.354 (equivalentes a R$ 7,26991085 por ação preferencial e ordinária em circulação).

A proposta de dividendos do exercício de 2024 a ser encaminhada para aprovação da AGO de 2025, no montante de R$ 73.906 (R$ 5,73413520 por ação preferencial e ordinária em circulação), contempla o dividendo mínimo obrigatório de R$ 8.954, equivalente ao percentual de 25% do lucro líquido ajustado, além de dividendos adicionais de R$ 27.178 oriundos da parcela remanescente dos lucros acumulados do exercício e R$ 37.774 oriundos das reservas de remuneração do capital e de retenção de lucros. Essa proposta é superior à prioridade das ações preferenciais e está aderente à política de remuneração aos acionistas.

Em 25 de abril de 2024, a AGO aprovou a destinação do resultado do exercício de 2023 com alteração da proposta original da administração, de 7 de março de 2024, de dividendos referentes à aplicação da fórmula da Política de Remuneração aos Acionistas (R$ 72.419), ajustando-a para contemplar a distribuição de 50% do lucro líquido remanescente que estava alocado à reserva de remuneração do capital como dividendo extraordinário (R$ 21.935). Dessa forma, o total dos dividendos relativos ao exercício de 2023 aprovados na AGO alcançou R$ 94.354 (equivalentes a R$ 7,26991085 por ação preferencial e ordinária em circulação).

f) Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo de dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras é de R$ 16.334, líquido de IRRF sobre JCP de R$ 785, referente à antecipação da remuneração aos acionistas aprovada pelo Conselho de Administração em 7 de novembro de 2024 relativa ao terceiro trimestre de 2024. A primeira parcela desses dividendos foi paga em 20 de fevereiro de 2025 e a segunda parcela será paga em 20 de março de 2025.

	Controladora	
	2024	2023
Movimentação dos dividendos a pagar		
Saldo inicial	16.947	21.751
Adição por deliberação da AGO	36.139	35.815
Adição por deliberação do CA (antecipações)	64.139	57.152
Pagamento	(100.305)	(97.925)
Atualização monetária	1.969	2.562
Transferências (dividendos não reclamados)	(394)	(405)
IRRF sobre JCP e atualização monetária (1)	(2.161)	(2.003)
Saldo final	**16.334**	**16.947**

(1) Inclui IRRF sobre JCP deliberados em 2024 de R$ 1.965 e sobre atualização monetária dos dividendos pagos em 2024 de R$ 196.

Os dividendos adicionais propostos de R$ 9.145 (vide nota 32.4.1), equivalentes a R$ 0,70954522 por ação preferencial e ordinária em circulação, estão destacados no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2024 até que a proposta de remuneração aos acionistas seja aprovada pela AGO em abril de 2025, quando serão reconhecidos como passivo.

No exercício de 2024, a Petrobras realizou os seguintes desembolsos de dividendos:

Eventos	Data de pagamento	Provento deliberado	Atualização monetária	IRRF s/ atualização monetária	Dividendos não reclamados	Total pago
Dividendos e JCP do 3º trimestre de 2023 (1)	Fev-Mar/2024	16.947	336	(34)	(77)	17.172
Dividendos complementares de 2023	Mai-Jun/2024	36.139	1.633	(162)	(170)	37.440
Dividendos e JCP do 1º trimestre de 2024 (2)	Ago-Set/2024	12.752	-	-	(53)	12.699
Dividendos e JCP do 2º trimestre de 2024 (3)	Nov-Dez/2024	13.088	-	-	(58)	13.030
Dividendos extraordinários de 2024	23/12/2024	20.000	-	-	(91)	19.909
Pagamentos residuais de dividendos de exercícios anteriores	Jan-Dez/2024	-	-	-	55	55
Total		**98.926**	**1.969**	**(196)**	**(394)**	**100.305**

(1) Valor bruto deliberado de R$ 17.460, líquido de IRRF s/ JCP de R$ 513 recolhido em 2023.
(2) Valor bruto deliberado de R$ 13.446, líquido de IRRF s/ JCP de R$ 694 recolhido em 2024.
(3) Valor bruto deliberado de R$ 13.574, líquido de IRRF s/ JCP de R$ 486 recolhido em 2024.

A remuneração aos acionistas do exercício de 2023, alterada após aprovação da AGO de abril de 2024, contemplou os dividendos complementares de R$ 36.139, que foram reclassificados do patrimônio líquido para o passivo na data de aprovação da AGO e pagos em duas parcelas no exercício de 2024, atualizadas monetariamente pela taxa Selic desde 31 de dezembro de 2023 até as respectivas datas de pagamento.

32.4.3. Dividendos não reclamados

Em 31 de dezembro de 2024, o saldo dos dividendos não reclamados pelos acionistas da Petrobras representa R$ 1.708 (R$ 1.630 em 31 de dezembro de 2023) registrado em outros passivos circulantes, conforme nota explicativa 21. O pagamento desses dividendos não foi efetivado pela existência de pendências cadastrais de responsabilidade dos acionistas junto ao banco escriturador das ações da companhia.

	Controladora	
Movimentação dos dividendos não reclamados	**2024**	**2023**
Saldo inicial	1.630	1.258
Prescrição	(316)	(33)
Transferências (dividendos a pagar)	394	405
Saldo final	**1.708**	**1.630**

Como a companhia não possui mais a obrigação sobre os valores de dividendos prescritos, o valor de R$ 316 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.

	Controladora
	31.12.2024
Expectativa de prescrição dos dividendos não reclamados	
2025	844
2026	423
2027	441
Total	**1.708**

Prática contábil

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.

32.5. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2024	2023
Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro líquido do exercício		
Ordinárias	21.120	71.212
Preferenciais	15.486	53.394
	36.606	124.606
Denominador básico e diluído - Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)		
Ordinárias	7.442.231.382	7.442.231.382
Preferenciais	5.456.530.746	5.580.057.862
	12.898.762.128	13.022.289.244
Lucro básico e diluído por ação (R$ por ação)		
Ordinárias	2,84	9,57
Preferenciais	2,84	9,57

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) da companhia encerrado em 4 de agosto de 2024.

O resultado da ação diluído é calculado ajustando o lucro e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude de a Petrobras não possuir ações potenciais.

33. Gerenciamento de riscos financeiros

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da companhia. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

No contexto do seu processo corporativo de gestão de riscos, a Petrobras mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de mercado em determinadas ocasiões, além de designar como contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) relações entre certas obrigações em dólares e exportações futuras altamente prováveis para proteção das flutuações cambiais.

A companhia apresenta análise de sensibilidade no horizonte de aplicação de 1 ano, com exceção das operações com derivativos de commodities, para as quais é aplicado horizonte de 3 meses, em virtude da característica de curto prazo dessas transações.

Os efeitos dos instrumentos financeiros derivativos e do *hedge accounting* são demonstrados a seguir:

33.1. Demonstração de resultado

	Consolidado	
	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2024	2023
Risco cambial		
Cross currency Swap - CDI x US$ - 33.4.1 (b)	(533)	398
Outros derivativos	1	2
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(16.246)	(18.846)
Risco de taxa de juros		
Swap - IPCA X CDI - 33.4.1 (b)	(426)	127
Reconhecido em Resultado Financeiro	**(17.204)**	**(18.319)**
Risco de preço (derivativos de commodities)		
Reconhecido em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	**217**	**84**
Total	**(16.987)**	**(18.235)**

O efeito no resultado dos derivativos reflete as operações em aberto e as operações encerradas ao longo do exercício.

33.2. Demonstração de resultados abrangentes

	Consolidado	
	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no exercício	
	2024	2023
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(69.261)	41.256
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.549	(14.027)
Total	**(45.712)**	**27.229**

33.3. Balanço patrimonial

Ativos e passivos

	Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023
Valor justo da posição Ativa (Passiva)		
Operações com derivativos em aberto	(624)	96
Operações com derivativos encerradas e não liquidadas financeiramente	6	49
Total reconhecido no balanço patrimonial	**(618)**	**145**
Outros ativos (nota explicativa 21)	181	443
Outros passivos (nota explicativa 21)	(799)	(298)

O detalhamento das posições com derivativos em aberto mantidas pela companhia, que representa sua exposição a riscos, está apresentado a seguir:

	Consolidado					
	Valor nocional		Valor Justo Posição Ativa (Passiva)		Hierarquia do valor justo	Vencimento
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023		
Derivativos não designados como *Hedge accounting*						
Risco cambial						
Cross currency swap - CDI x US$ (1)	US$ 488	US$ 729	(650)	(237)	Nível 2	2029
Contrato a termo - Venda/Câmbio (BRL/USD) (1)	(20)	(1)	1	–	Nível 2	2025
Risco de taxa de juros						
Swap - IPCA X CDI	3.008	3.008	108	329	Nível 2	2029/2034
Risco de preço						
Contratos Futuros - petróleo e derivados (2)	(1.450)	(1.053)	(83)	4	Nível 1	2025
Swap - Óleo de Soja - Posição vendida (3)	–	(1)	–	–	Nível 2	-
Total de operações com derivativos em aberto			**(624)**	**96**		

(1) Valores em US$ (dólares) representam milhões das respectivas moedas.
(2) Valor nocional em mil bbl.
(3) Valor nocional em mil toneladas (operações da controlada PBIO).

Operações com derivativos comerciais exigem garantias, registradas em outros ativos e passivos:

	Consolidado	
	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2024	31.12.2023
Derivativos de commodities	426	85

Patrimônio líquido

	Consolidado	
	Perda acumulada em outros resultados abrangentes	
	2024	2023
Hedge accounting		
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações - 33.4.1 (a)	(98.094)	(28.833)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33.353	9.804
Total	**(64.741)**	**(19.029)**

33.4. Risco de mercado

33.4.1. 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 33.4.1(a).

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos. As posições com derivativos de moeda estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da companhia

A companhia utiliza o *hedge accounting* para o risco decorrente das variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (instrumentos de proteção).

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2024, 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 R$/US$ de 6,1923, são apresentados a seguir:

				Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2024	
Instrumento de *hedge*	**Objeto de *hedge***	**Tipo de risco protegido**	**Período de proteção**	**US$ milhões**	**R$**
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R$ x US$	De jan/2025 a dez/2034	65.900	408.073

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	**US$ milhões**	**R$**
Designação em 31 de dezembro de 2023	65.138	315.350
Novas designações, revogações e redesignações	18.993	104.302
Realização por exportações	(9.767)	(52.126)
Amortização de endividamento	(8.464)	(46.114)
Variação cambial	-	86.661
Designação em 31 de dezembro de 2024	**65.900**	**408.073**
Valor nominal dos instrumentos de *hedge* (financiamentos e passivos de arrendamento) designados em 31 de dezembro de 2024	**84.690**	**524.425**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, foi reconhecido uma perda cambial de R$ 1.154 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho cambial de R$ 829 no exercício findo em 31 de dezembro de 2023).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 69,11% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a variação cambial acumulada, registrada no patrimônio líquido, a ser realizada pelas exportações futuras:

	2024	**2023**
Saldo inicial	**(28.833)**	**(70.089)**
Reconhecido no patrimônio líquido	(85.507)	22.410
Transferido para resultado por realização	16.246	18.846
Outros resultados abrangentes	**(69.261)**	**41.256**
Saldo final	**(98.094)**	**(28.833)**

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 PN 25-29, não 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 2024 é demonstrada a seguir:

	Consolidado						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	Total
Expectativa de realização	(17.672)	(18.118)	(18.338)	(14.302)	(11.632)	(18.032)	(98.094)

Prática contábil

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção e o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares (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*

A Petrobras contratou em 2019 operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de cross-currency swap CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029. Em setembro de 2024, o valor nocional do cross-currency swap vencido foi de US$ 241 milhões.

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 618BP (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:

	Consolidado
	Cenário razoavelmente possível
Instrumento	
Swap CDI x US$	(62)

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 3,15%;
- Euro x dólar - desvalorização do euro em 1,03%; e
- Libra x dólar - desvalorização da libra em 1,32%.

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.

			Consolidado		
			Exposição		
Risco	Instrumentos	Em milhões de US$	R$	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Dólar / real	Ativos	7.616	47.159	(1.487)	9.432
	Passivos	(113.943)	(705.569)	22.253	(141.114)
	Câmbio - cross currency swap	(488)	(3.023)	95	(605)
	Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	65.900	408.073	(12.870)	81.615
	Dólar/real	**(40.915)**	**(253.360)**	**7.991**	**(50.672)**
Euro / dólar	Ativos	941	5.824	60	1.165
	Passivos	(1.552)	(9.611)	(99)	(1.922)
	Euro/dólar	**(611)**	**(3.787)**	**(39)**	**(757)**
Libra / dólar	Ativos	934	5.784	77	1.157
	Passivos	(1.841)	(11.402)	(151)	(2.280)
	Libra/dólar	**(907)**	**(5.618)**	**(74)**	**(1.123)**
Outros [1]	Ativos	21	131	26	(14)
	Passivos	(42)	(257)	5	(52)
	Outros	**(21)**	**(126)**	**31**	**(66)**
Total		**(42.454)**	**(262.891)**	**7.909**	**(52.618)**

(1) Libra/real, Euro/real e Peso/dólar.

33.4.2. Gerenciamento de risco de preços – petróleo, derivados e outras commodities

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano de Negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

A companhia, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de commodities para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

Na análise de sensibilidade dos derivativos de commodities, o cenário provável utiliza referências externas à companhia, de amplo uso no apreçamento de cargas no mercado de petróleo, derivados e gás natural, que levam em consideração o preço de fechamento do ativo em 31 de dezembro de 2024, 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.

		Consolidado	
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)	-	(918)
Óleo de soja - Flutuação dos Preços	Contratos Futuros e a Termo (Swap)	-	-
Câmbio - Desvalorização do R$ frente ao US$	Contratos a termo	-	(11)
Total		**-**	**(929)**

As posições com derivativos de commodities estão apresentadas na nota explicativa 33.3.

33.4.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A companhia preferencialmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, pois não acarretam impactos relevantes, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

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 2024. 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	Cenário provável	Cenário razoavelmente possível
Financiamentos		
SOFR 3M (1)	574	743
SOFR 6M (1)	558	659
SOFR O/N (1)	864	1.209
CDI	2.484	3.478
TR	28	39
TJLP	323	452
IPCA	420	588
Total	**5.251**	**7.168**

(1) Representa a Secured Overnight Funding Rate (nota explicativa 24.4).

33.5. 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 plano estratégico.

Nesse contexto, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Petrobras mesmo que apresentem capital circulante líquido negativo, não comprometem a sua liquidez.

Adicionalmente, a companhia mantém linhas de crédito compromissadas (*revolving credit facilities*) contratadas como reserva de liquidez em situações adversas, conforme nota explicativa 30.5, e avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

Os fluxos de caixa esperados dos financiamentos, passivo de arrendamento, benefícios pós-emprego e passivo de abandono da companhia são apresentados nas notas explicativas 30.4 e 31, 18.3.4 e 20, respectivamente.

33.6. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como “grau de investimento” pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

33.6.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

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:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2024	2023	2024	2023
Com grau de investimento - *rating* global	**8.752**	**36.320**	**11.609**	**5.398**
AA	1.950	2.871	5.422	3.150
A	6.800	33.350	6.187	2.248
BBB	2	99	-	-
Outras classificações no exterior	**1.331**	**15.741**	**6.355**	**-**
Com grau de investimento - *rating* local	**10.163**	**9.520**	**12.038**	**19.911**
AAA.br	10.163	9.520	12.038	19.911
Outras classificações no Brasil	**8**	**32**	**-**	**2**
Total	**20.254**	**61.613**	**30.002**	**25.311**

Em 31 de dezembro de 2024, 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 revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

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 de 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 da Petrobras, 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 comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2024			31.12.2023		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	30.075	100	30.175	26.031	–	26.031
Dividendos a receber	363	–	363	344	–	344
Valores vinculados à construção de gasoduto	–	887	887	–	719	719
Outras operações	38	251	289	30	198	228
Adiantamentos a fornecedores	133	1.409	1.542	553	1.578	2.131
Total	**30.609**	**2.647**	**33.256**	**26.958**	**2.495**	**29.453**
Passivo						
Arrendamentos [1]	(2.464)	(1.748)	(4.212)	(2.357)	(3.303)	(5.660)
Operações de mútuo	(763)	(111.782)	(112.545)	(1.365)	(91.806)	(93.171)
Pré pagamento de exportação	(57.300)	(288.871)	(346.171)	(6.537)	(223.976)	(230.513)
Fornecedores (nota explicativa 16)	(9.461)	–	(9.461)	(7.568)	–	(7.568)
Compras de petróleo, derivados e outras	(8.463)	–	(8.463)	(5.464)	–	(5.464)
Afretamento de plataformas	(333)	–	(333)	(260)	–	(260)
Adiantamentos de clientes	(616)	–	(616)	(1.848)	–	(1.848)
Outros	(49)	–	(49)	4	–	4
Total	**(69.988)**	**(402.401)**	**(472.389)**	**(17.827)**	**(319.085)**	**(336.912)**

(1) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com empresas do sistema requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos.

	2024	2023
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	127.604	125.344
Variações monetárias e cambiais líquidas [2]	(55.123)	(959)
Receitas (despesas) financeiras líquidas [2]	(29.208)	(24.179)
Total - Receitas (Despesas)	**43.273**	**100.206**

(2) Inclui os valores de R$ 279 de variação cambial passiva e R$ 482 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16 / CPC 06 (R2) (R$ 109 de variação cambial ativa e R$ 530 de despesa financeira em 2023).

34.2. Posição patrimonial de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2024			31.12.2023					
	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
Controladas e Operações em conjunto								
PIB BV	29.247	1.646	30.893	26.692	(64.924)	(400.653)	(465.577)	(328.394)
Transpetro	652	14	666	644	(3.832)	(1.132)	(4.964)	(5.619)
Termoelétricas	11	–	11	1	(241)	(361)	(602)	(801)
Fundo de Investimento Imobiliário	5	–	5	6	(167)	(255)	(422)	(518)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	117	–	117	539	(468)	–	(468)	(946)
Outras controladas e Operações em conjunto	278	887	1.165	1.255	(322)	–	(322)	(616)
	30.310	**2.547**	**32.857**	**29.137**	**(69.954)**	**(402.401)**	**(472.355)**	**(336.894)**
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	289	100	389	173	(8)	–	(8)	(16)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	10	–	10	143	(26)	–	(26)	(2)
	299	**100**	**399**	**316**	**(34)**	**–**	**(34)**	**(18)**
Total	**30.609**	**2.647**	**33.256**	**29.453**	**(69.988)**	**(402.401)**	**(472.389)**	**(336.912)**

34.3. Resultado de transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	2024	2023
Controladas e Operações em conjunto		
PIB BV	26.944	84.749
Transpetro	2.436	2.241
Termoelétricas	(77)	(48)
Fundo de Investimento Imobiliário	(56)	(71)
Associação Petrobras de Saúde (APS)	3	15
Outras controladas e Operações em conjunto	(4.791)	(3.659)
	24.459	**83.227**
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	18.127	15.948
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	687	1.031
	18.814	**16.979**
Total - Receitas (Despesas)	**43.273**	**100.206**

34.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora Passivo	
	31.12.2024	31.12.2023
De 7,01 a 8%	(42.676)	(41.961)
De 8,01 a 9%	(69.869)	(51.210)
Total	**(112.545)**	**(93.171)**

34.5. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados (FIDC-NP)

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por afiliadas. Os valores investidos estão registrados em contas a receber.

As cessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	31.12.2024	31.12.2023
Contas a receber, líquidas (nota explicativa 14.1)	82.951	28.797
Cessões de direitos creditórios (nota explicativa 30.1)	(85.021)	(32.006)

	2024	2023
Receita financeira FIDC-NP	6.195	4.968
Despesa financeira FIDC-NP	(5.332)	(4.352)
Resultado financeiro	**863**	**616**

34.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às suas subsidiárias e controladas para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, não remuneradas, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam em 31 de dezembro de 2024 os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações	PGF [1]	PGT [2]	31.12.2024 Total	31.12.2023 Total
2024	–	–	–	2.772
2025	–	4.644	4.644	15.526
2026	2.131	1.029	3.160	5.800
2027	4.149	7.740	11.889	10.506
2028	7.498	–	7.498	5.902
2029	5.309	4.604	9.913	8.584
2030 em diante	58.278	3.750	62.028	48.948
Total	**77.365**	**21.767**	**99.132**	**98.038**

(1) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.
(2) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em uma operação de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimento em 2026, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 200.000 bbl/d), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2024 é de R$ 10.342 (US$ 1.670 milhões), e em 31 de dezembro de 2023 era de R$ 12.132 (US$ 2.506 milhões).

34.7. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	Consolidado			
	31.12.2024		31.12.2023	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Empresas do setor petroquímico	401	8	219	19
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	325	90	461	48
Subtotal	**726**	**98**	**680**	**67**
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	6.898	–	8.806	–
Bancos controlados pela União Federal	74.496	16.563	75.165	10.257
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	–	–	1.345	–
União Federal [1]	–	6.476	–	6.669
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	–	490	–	134
Outros	1.454	529	670	393
Subtotal	**82.848**	**24.058**	**85.986**	**17.453**
Petros	272	1.450	308	1.478
Total	**83.846**	**25.606**	**86.974**	**18.998**
Circulante	9.639	8.557	12.993	8.114
Não circulante	74.207	17.049	73.981	10.884

(1) Inclui valores de arrendamentos.

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	Consolidado	
	2024	2023
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Empresas do setor petroquímico	18.906	16.998
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	262	282
Subtotal	**19.168**	**17.280**
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	773	1.047
Bancos controlados pela União Federal	(10)	(91)
Setor elétrico	–	1.156
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	36	81
União Federal	(566)	(614)
Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(3.367)	(1.795)
Outros	(1.415)	(1.006)
Subtotal	**(4.549)**	**(1.222)**
Petros	(99)	(97)
Total - Receitas (Despesas)	**14.520**	**15.961**
Receitas, principalmente de vendas	19.063	17.245
Compras e serviços	79	57
Receitas (despesas) operacionais	(4.867)	(2.902)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(524)	(1.318)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	769	2.879
Total - Receitas (Despesas)	**14.520**	**15.961**

Informações sobre os precatórios expedidos a favor da companhia oriundas da Conta Petróleo e Álcool estão divulgadas na nota explicativa 14.

O passivo com planos de pensão dos empregados da companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 18.

34.8. 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 2024 e 2023 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do empregado	**2024**	**2023**
Menor remuneração	4.458	4.505
Remuneração média	25.908	24.100
Maior remuneração	110.931	105.367
Quantidade de empregados	41.778	40.213

As remunerações anuais da Diretoria Executiva da Petrobras, incluindo a remuneração variável, relativas aos exercícios de 2024 e 2023 foram as seguintes:

	Controladora (Em reais)	
Remuneração do dirigente da Petrobras (inclui remuneração variável)	**2024**	**2023**
Menor remuneração [1]	2.436.930	148.388
Remuneração média [2]	3.317.995	3.748.139
Maior remuneração [3]	3.035.923	2.754.630

(1) Corresponde a menor remuneração anual, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024, que tenham atuado por 12 meses. Caso não tenham 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 (9), conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.
(3) Corresponde a remuneração anual do dirigente de maior remuneração individual, sem qualquer exclusão, conforme Ofício Circular/ANUAL - 2024 - CVM/SEP, de 07/03/2024.

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, sendo apresentadas a seguir:

	Controladora					
	2024			2023		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	16,7	1,3	18,0	15,2	1,0	16,2
Encargos sociais	4,5	0,3	4,8	4,2	0,2	4,4
Previdência complementar	1,1	-	1,1	1,0	-	1,0
Remuneração variável	14,5	-	14,5	14,4	-	14,4
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	2,3	-	2,3	4,1	-	4,1
Remuneração total	**39,1**	**1,6**	**40,7**	**38,9**	**1,2**	**40,1**
Remuneração total - pagamento realizado (1)	**34,4**	**1,6**	**36,0**	**37,9**	**1,2**	**39,1**
Número de membros - média mensal no exercício	9,00	11,00	20,00	9,00	11,00	20,00
Número de membros remunerados - média mensal no exercício	9,00	8,00	17,00	9,00	6,33	15,33

(1) Inclui em Diretoria Executiva a remuneração variável para os Administradores.

No exercício de 2024, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros totalizou R$ 75,42 (R$ 69,46 no exercício de 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 R$ 2.288 mil no exercício de 2024 (R$ 2.717 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração acumulada no período foi de R$ 2.022 mil (R$ 2.422 mil, considerando os encargos sociais).

Em 25 de abril de 2024, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R$ 43,21 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2024 e março de 2025 (R$ 44,99 no período compreendido entre abril de 2023 e março de 2024, fixado em 27 de abril de 2023).

A remuneração média anual dos membros do Conselho Fiscal da Petrobras, no exercício de 2024, foi de R$ 167 mil (R$ 200 mil, considerando os encargos sociais). No exercício de 2023, a remuneração média anual foi de R$ 156 mil (R$ 187 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 31 de dezembro de 2024, a companhia provisionou R$ 14,5 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2024 para os membros da Diretoria Executiva (R$ 14,4 em 31 de dezembro de 2023).

Compromisso de Indenidade

Desde 2002, o estatuto social da companhia estabelece a obrigação de indenizar e manter indenes 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.

O primeiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 18 de dezembro de 2018, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2020. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de R$ 1.955.

O segundo Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 25 de março de 2020, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2022. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi R$ 1.521.

O terceiro Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 30 de março de 2022, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2024. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi de R$ 950.

O quarto Compromisso de Indenidade foi aprovado pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2024, com prazo de vigência se iniciando a partir de sua assinatura, seguindo até a Assembleia Geral Ordinária de 2026. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) foi no valor de R$997. 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 5º (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; ou (vi) se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia.

A companhia não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos eventualmente alegados pelos Beneficiários, sendo a indenização ou reembolso limitado às hipóteses previstas no Compromisso de Indenidade.

No caso de condenação, por ato doloso ou praticado com erro grosseiro, transitada em julgado em ação penal, civil pública, de improbidade, popular, ação proposta por terceiro, ou por acionistas em favor da companhia, ou, ainda, de decisão administrativa irrecorrível em que se conclua pela prática de ato doloso ou praticado com erro grosseiro e que não tenha sido objeto de suspensão judicial, o Beneficiário se obriga, independentemente de qualquer manifestação do Terceiro Independente, a ressarcir à companhia todos os valores despendidos pela companhia no âmbito deste Compromisso, inclusive todas as despesas e custos relacionados ao Processo, restituindo-os em um prazo de até 30 (trinta) dias contados da competente notificação.

Visando a evitar a configuração de conflitos de interesses, notadamente o previsto no art. 156 da Lei 6.404/76, a companhia contratará profissionais externos, que poderão atuar de forma individual ou conjunta, de reputação ilibada, imparcial e independente ("Terceiro Independente"), e com robusta experiência para analisar eventual pleito dos Beneficiários sobre a caracterização de Ato Regular de Gestão ou sobre as hipóteses de exclusões. Além disso, estão vedados de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de despesas os Beneficiários que estiverem pleiteando os referidos valores, em observância ao disposto no art. 156, caput da Lei 6.404/76, Lei das Sociedades por Ações.

35. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Valores pagos durante o exercício				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	6.899	6.969	6.420	6.600
Transações que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	6.212	–	6.212	–
Arrendamentos	56.222	74.155	58.700	74.769
Constituição de provisão para desmantelamento de áreas	38.902	13.085	38.879	13.033
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	1.412	711	1.133	662
Pré pagamento de exportação	–	–	7.212	75.233
Remensuração de imobilizado adquirido em períodos anteriores	–	21	–	21
Earnout dos campos de Atapu e Sépia	1.482	1.389	1.482	1.389

35.1. Reconciliação depreciação com demonstração dos fluxos de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2024	2023	2024	2023
Depreciação e depleção no Imobilizado	80.452	76.324	83.074	79.833
Amortização no Intangível	723	517	691	487
	81.175	**76.841**	**83.765**	**80.320**
Depreciação de direito de uso - recuperação de PIS/COFINS	(920)	(821)	(1.011)	(895)
Parcela capitalizada da depreciação	(13.222)	(9.816)	(13.222)	(9.816)
Depreciação, depleção e amortização na DFC e DVA	**67.033**	**66.204**	**69.532**	**69.609**

36. Eventos subsequentes

Cancelamento de ações em tesouraria

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, sendo 155.541.409 de ações preferenciais e 222.760 de ações ordinárias.

Com o cancelamento das ações em tesouraria, o capital social da companhia passa a ser dividido em 7.442.231.382 ações ordinárias e 5.446.501.379 ações preferenciais, todas sem valor nominal.

A proposta de atualização do Estatuto Social da companhia, para refletir essa nova quantidade de ações, será submetida à Assembleia Geral.

Recebimentos de pagamentos contingentes

Em janeiro de 2025, a Petrobras recebeu pagamentos contingentes (*earnout*) referentes a três operações, totalizando R$ 3.702, sendo:

- R$ 2.161 dos parceiros dos blocos de Sépia e Atapu, referente ao Excedente da Cessão Onerosa;
- R$ 1.025 da Petro Rio Jaguar Petróleo S.A. (PRIO), relativo à venda da participação da Petrobras no campo de Albacora Leste; e
- R$ 516 da Karoon Petróleo & Gás Ltda. correspondente a venda do campo de Baúna.

Todos esses recebimentos estão de acordo com os termos dos contratos negociados entre as partes.

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A companhia, em 31 de dezembro de 2024, mantém atividades de E&P principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. Os volumes na Bolívia não são registrados, uma vez que a Constituição deste país não permite. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

a) 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					
	Brasil	Exterior			Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	Outros	Total		
31 de dezembro de 2024						
Reservas de petróleo e gás não provadas	18.105	993	–	993	19.098	–
Reservas de petróleo e gás provadas	464.968	1.756	–	1.756	466.724	4.030
Equipamentos de suporte	588.719	4.496	5	4.501	593.220	–
Custos capitalizados brutos	1.071.792	7.245	5	7.250	1.079.042	4.030
Depreciação, depleção e amortização	(358.782)	(5.049)	(5)	(5.054)	(363.836)	(2.043)
Custos capitalizados, líquidos	**713.010**	**2.196**	**–**	**2.196**	**715.206**	**1.987**
31 de dezembro de 2023						
Reservas de petróleo e gás não provadas	18.223	295	–	295	18.518	–
Reservas de petróleo e gás provadas	398.906	1.176	–	1.176	400.082	2.938
Equipamentos de suporte	500.032	3.670	4	3.674	503.706	–
Custos capitalizados brutos	917.161	5.141	4	5.145	922.306	2.938
Depreciação, depleção e amortização	(305.017)	(3.928)	(4)	(3.932)	(308.949)	(1.401)
Custos capitalizados, líquidos	**612.144**	**1.213**	**–**	**1.213**	**613.357**	**1.537**
31 de dezembro de 2022						
Reservas de petróleo e gás não provadas	22.058	288	–	288	22.346	–
Reservas de petróleo e gás provadas	433.227	1.067	–	1.067	434.294	3.976
Equipamentos de suporte	363.855	3.820	–	3.820	367.675	–
Custos capitalizados brutos	819.140	5.175	–	5.175	824.315	3.976
Depreciação, depleção e amortização	(275.685)	(4.011)	–	(4.011)	(279.696)	(1.169)
Custos capitalizados, líquidos	**543.455**	**1.164**	**–**	**1.164**	**544.619**	**2.807**

b) 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	
	Brasil	Exterior		Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	Total		
31 de dezembro de 2024					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	116	–	–	116	–
Custos de exploração	4.652	658	658	5.310	–
Custos de desenvolvimento	78.085	181	181	78.266	73
Total	**82.853**	**839**	**839**	**83.692**	**73**
Em 31 de dezembro de 2023					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	729	–	–	729	–
Custos de exploração	5.401	58	58	5.459	50
Custos de desenvolvimento	54.391	266	266	54.657	185
Total	**60.521**	**324**	**324**	**60.845**	**235**
Em 31 de dezembro de 2022					
Aquisição de campos com reservas:					
Provadas	–	–	–	–	–
Não provadas	4.242	–	–	4.242	–
Custos de exploração	3.655	263	263	3.918	6
Custos de desenvolvimento	35.566	157	157	35.723	152
Total	**43.463**	**420**	**420**	**43.883**	**158**

c) 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 2024, 2023 e 2022 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para os seus segmentos de RTC e de G&EBC, respectivamente, no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

	Consolidado						
	Brasil	Exterior				Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
		América do Sul	América do Norte	Outros	Total		
Em 31 de dezembro de 2024							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	934	714	–	–	714	1.648	906
Intersegmentos	323.287	(1)	–	–	(1)	323.286	–
	324.220	714	–	–	714	324.934	906
Custos de produção	(83.348)	(313)	–	–	(313)	(83.661)	(269)
Despesas de exploração	(4.928)	(69)	–	–	(69)	(4.997)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(49.659)	(240)	–	–	(240)	(49.899)	(190)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(7.561)	(25)	–	–	(25)	(7.586)	–
Outras despesas operacionais	(31.441)	(27)	371	(8)	336	(31.105)	(50)
Resultado antes dos impostos	147.282	41	371	(8)	404	147.686	397
Imposto de renda e contribuição social	(50.216)	(47)	30	20	3	(50.213)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**97.066**	**(6)**	**401**	**12**	**407**	**97.473**	**397**
Em 31 de dezembro de 2023							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	3.178	681	–	–	681	3.859	793
Intersegmentos	330.073	2	–	–	2	330.075	–
	333.251	683	–	–	683	333.934	793
Custos de produção	(84.634)	(314)	–	–	(314)	(84.948)	(179)
Despesas de exploração	(4.887)	(5)	–	–	(5)	(4.892)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(50.759)	(223)	–	–	(223)	(50.982)	(132)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(10.301)	–	–	–	–	(10.301)	(367)
Outras despesas operacionais	(12.271)	(75)	(41)	(6)	(122)	(12.393)	(122)
Resultado antes dos impostos	170.399	66	(41)	(6)	19	170.418	(7)
Imposto de renda e contribuição social	(57.941)	(22)	15	6	(1)	(57.942)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**112.458**	**44**	**(26)**	**–**	**18**	**112.476**	**(7)**
Em 31 de dezembro de 2022							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	5.933	814	–	–	814	6.747	1.404
Intersegmentos	394.456	1	–	–	1	394.457	–
	400.389	815	–	–	815	401.204	1.404
Custos de produção	(103.035)	(386)	–	–	(386)	(103.421)	(207)
Despesas de exploração	(3.753)	(863)	–	–	(863)	(4.616)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(53.506)	(219)	–	–	(219)	(53.725)	(212)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(6.350)	(11)	–	–	(11)	(6.361)	–
Outras despesas operacionais	15.769	(5)	(39)	109	65	15.834	(115)
Resultado antes dos impostos	249.514	(669)	(39)	109	(599)	248.915	870
Imposto de renda e contribuição social	(84.549)	227	–	(16)	211	(84.338)	–
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	**164.965**	**(442)**	**(39)**	**93**	**(388)**	**164.577**	**870**

d) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2024, 2023 e 2022 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission (SEC).

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 pequeno 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.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais ou equipamentos para recuperação dessas reservas provadas, que 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.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**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 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**
Em 01 de janeiro de 2022	8.406	2	10	8.419	17	8.435
Revisão de estimativas anteriores	1.705	–	–	1.705	3	1.708
Vendas de reservas (1)	(455)	–	(10)	(465)	(1)	(465)
Produção no ano	(748)	–	(1)	(749)	(3)	(752)
Reservas em 31.12.2022	**8.908**	**2**	**–**	**8.910**	**16**	**8.926**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Gás natural no Brasil**	**Gás natural na América do Sul**	**Gás sintético no Brasil**	**Total consolidado**	**Gás natural na América do Norte**	**Total**
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**
Em 01 de janeiro de 2022	7.912	177	17	8.106	7	8.113
Revisão de estimativas anteriores	1.560	16	–	1.575	–	1.575
Vendas de reservas (1)	(382)	–	(15)	(397)	(1)	(398)
Produção no ano	(586)	(20)	(1)	(606)	(1)	(607)
Reservas em 31.12.2022	**8.504**	**173**	**–**	**8.677**	**6**	**8.683**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 36% de nossa reserva provada total de gás natural em 2024.

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 2024, 2023 e 2022:

	Entidades Consolidadas				Investidas por Equivalência Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Óleo equiv. no Brasil**	**Óleo equiv. na América do Sul**	**Óleo equiv. sintético no Brasil**	**Total consolidado**	**Óleo equiv. na América do Norte**	**Total**
Em 01 de janeiro de 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**
Em 01 de janeiro de 2022	9.816	33	13	9.862	18	9.880
Revisão de estimativas anteriores	1.983	3	–	1.986	3	1.989
Vendas de reservas (1)	(523)	–	(12)	(536)	(1)	(536)
Produção no ano	(852)	(4)	(1)	(857)	(3)	(860)
Reservas em 31.12.2022	**10.423**	**33**	**–**	**10.455**	**17**	**10.473**

(1) Inclui os efeitos dos acordos de coparticipação em Atapu e Sépia, por serem movimentos análogos à venda.

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

Em 2024, incorporamos 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.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

A reserva provada total da companhia, em 2024, resultou em 11.386 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 865 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da companhia.

Em 2023, incorporamos 1.262 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.092 milhões de boe decorrente de bom desempenho dos ativos, principalmente nos campos de Búzios, Tupi e Atapu, na Bacia de Santos;

(ii) adição de 170 milhões de boe devido a novos projetos e outras revisões.

Não tivemos alterações relevantes nas reservas referentes à variação do preço do petróleo.

Adicionalmente, incorporamos 237 milhões de boe devido a descobertas e extensões, principalmente em função da declaração de comercialidade dos campos não operados de Raia Manta e Raia Pintada, na Bacia de Campos.

Além disso, as reservas provadas foram reduzidas em 155 milhões de boe, decorrentes de ações de desinvestimentos.

A reserva provada total da companhia, em 2023, resultou em 10.921 milhões de boe, considerando as variações descritas acima e descontando a produção do ano, de 894 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite o registro de reservas por parte da companhia.

Em 2022, incorporamos 1.989 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 1.279 milhões de boe devido a novos projetos, principalmente no campo de Búzios e em outros campos nas Bacias de Santos e Campos; e

(ii) adição de 710 milhões de boe decorrente de outras revisões, principalmente pelo bom desempenho dos reservatórios da camada pré-sal da Bacia de Santos e pela prorrogação contratual dos campos Rio Urucu e Leste do Urucu. Não tivemos alterações relevantes referentes à variação do preço do petróleo.

As adições nas reservas provadas foram parcialmente reduzidas em 536 milhões de boe, decorrentes da cessão de 5% de nossa participação no Excedente da Cessão Onerosa em Búzios e do efeito dos acordos de coparticipação do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, além de ações de cessão de direitos em campos maduros.

A reserva provada total da companhia, em 2022, resultou em 10.473 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e cessões de direito descritas acima e descontando a produção do ano, de 860 milhões de boe. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos 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.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2024		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.884	5.387	5.843
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	80	15
Total Entidades Consolidadas	**4.885**	**5.467**	**5.858**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	13	2	14
Total Investidas por equivalência patrimonial	**13**	**2**	**14**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.898**	**5.469**	**5.872**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.750	4.194	5.497
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	89	17
Total Entidades Consolidadas	**4.751**	**4.283**	**5.514**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	–	–	–
Total Investidas por equivalência patrimonial	**–**	**–**	**–**
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.751**	**4.283**	**5.514**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**9.649**	**9.752**	**11.386**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 14% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 17% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

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.

	2023		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.710	5.522	5.694
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	92	17
Total Entidades Consolidadas	**4.711**	**5.614**	**5.711**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	6	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	**14**	**6**	**15**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.726**	**5.620**	**5.727**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.500	3.814	5.179
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	70	13
Total Entidades Consolidadas	**4.501**	**3.884**	**5.193**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	2	1	2
Total Investidas por equivalência patrimonial	**2**	**1**	**2**
Total não desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.503**	**3.885**	**5.194**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**9.228**	**9.504**	**10.921**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 25% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 26% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 6% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 7% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

Em 2023 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.

	2022		
	Óleo Bruto (mmbbl)	Gás Natural (bncf)	Total de petróleo e gás (mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.185	5.097	5.093
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	91	17
Total Entidades Consolidadas	**4.186**	**5.188**	**5.110**
Investidas por Equivalência Patrimonial			
América do Norte (1)	14	5	15
Total Investidas por equivalência patrimonial	**14**	**5**	**15**
Total desenvolvidas Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial	**4.200**	**5.193**	**5.125**
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):			
Entidades Consolidadas			
Brasil	4.723	3.407	5.330
América do Sul, exceto Brasil (1)	1	82	15
Total Entidades Consolidadas	**4.724**	**3.489**	**5.346**
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	**4.726**	**3.490**	**5.348**
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.926**	**8.683**	**10.473**

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos 24% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 24% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos 2% de líquido de gás natural nas reservas desenvolvidas e 4% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos

Em 2023 uniformizamos a conversão entre gás e óleo equivalente para 5.614,65 ft3 = 1 boe, equivalente à conversão utilizada em contratos no Brasil. As quantidades dos anos anteriores estão reapresentadas com a nova conversão.

e) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da 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, incluindo custos de abandono, com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da 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.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas demonstrações financeiras. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir:

	Consolidado			
		Exterior		
	Brasil	América do Sul	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2024				
Fluxos de caixa futuros	4.299.432	3.111	4.302.543	5.051
Custo de produção futuros	(1.632.483)	(1.803)	(1.634.286)	(745)
Custo de desenvolvimento futuros	(401.447)	(576)	(402.023)	(184)
Despesa futura de imposto de renda	(805.191)	(314)	(805.505)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.460.311	418	1.460.729	4.121
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(690.246)	(164)	(690.410)	(1.406)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**770.065**	**254**	**770.319**	**2.716**
Em 31 de dezembro de 2023				
Fluxos de caixa futuros	4.102.959	3.256	4.106.215	6.075
Custo de produção futuros	(1.746.413)	(1.773)	(1.748.186)	(958)
Custo de desenvolvimento futuros	(321.063)	(568)	(321.631)	(64)
Despesa futura de imposto de renda	(704.872)	(218)	(705.090)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.330.611	697	1.331.308	5.054
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(601.934)	(230)	(602.164)	(1.595)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**728.677**	**466**	**729.143**	**3.459**
Em 31 de dezembro de 2022				
Fluxos de caixa futuros	5.068.475	4.311	5.072.786	8.146
Custo de produção futuros	(2.058.944)	(1.837)	(2.060.781)	(1.407)
Custo de desenvolvimento futuros	(322.232)	(660)	(322.892)	(110)
Despesa futura de imposto de renda	(919.144)	(453)	(919.597)	–
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	1.768.155	1.360	1.769.515	6.630
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(782.186)	(636)	(782.822)	(2.065)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	**985.969**	**724**	**986.693**	**4.565**

(1) Capitalização semestral

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado			
		Exterior		
	Brasil	América do Sul	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Em 01 de janeiro de 2024	728.677	466	729.143	3.459
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(240.873)	(279)	(241.152)	(641)
Custos de desenvolvimento incorridos	78.085	181	78.266	73
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	37	37	10
Revisões de estimativas anteriores de volumes	175.135	142	175.277	(166)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	54.907	(223)	54.684	(384)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(127.513)	(95)	(127.608)	(34)
Acréscimo de desconto	72.868	68	72.936	320
Variação líquida do imposto de renda	(26.030)	(93)	(26.123)	–
Outros - não especificados	–	14	14	(172)
Ajuste acumulado de conversão	54.809	34	54.843	250
Em 31 de dezembro de 2024	**770.065**	**254**	**770.319**	**2.716**
Em 01 de janeiro de 2023	985.969	724	986.693	4.565
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(248.617)	(270)	(248.888)	(617)
Custos de desenvolvimento incorridos	54.392	266	54.657	185
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(19.498)	–	(19.498)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	29.331	93	29.424	56
Revisões de estimativas anteriores de volumes	158.304	16	158.320	412
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(319.989)	(484)	(320.473)	(1.005)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(82.161)	(134)	(82.295)	(84)
Acréscimo de desconto	98.597	102	98.699	341
Variação líquida do imposto de renda	103.203	150	103.353	–
Outros - não especificados	–	23	23	(266)
Ajuste acumulado de conversão	(30.854)	(20)	(30.873)	(128)
Em 31 de dezembro de 2023	**728.677**	**466**	**729.143**	**3.459**
Em 01 de janeiro de 2022	616.392	478	616.870	2.523
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(279.162)	(318)	(279.480)	(1.208)
Custos de desenvolvimento incorridos	35.566	158	35.723	152
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(87.735)	–	(87.735)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e recuperação melhorada, menos custos relacionados	–	–	–	50
Revisões de estimativas anteriores de volumes	332.473	89	332.562	420
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	666.963	630	667.593	1.799
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(120.127)	(201)	(120.328)	(22)
Acréscimo de desconto	61.639	70	61.709	478
Variação líquida do imposto de renda	(212.139)	(86)	(212.225)	–
Outros - não especificados	–	(76)	(76)	476
Ajuste acumulado de conversão	(27.901)	(19)	(27.920)	(103)
Em 31 de dezembro de 2022	**985.969**	**724**	**986.693**	**4.565**

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2024:

I – PPT – Programa Prioritário de Termeletricidade

O Programa, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, visou à implantação de usinas termelétricas. As usinas integrantes desse Programa, desde que tivessem entrado em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004, fazem jus ao suprimento de gás natural pela Petrobras por um prazo de até 20 anos, contados a partir do início da operação comercial, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação norte-americana.

O suprimento de gás para as usinas no âmbito do PPT gerou, em 2024, receitas de R$ 850 e custos de R$ 1.092, com impacto negativo no resultado de R$ 242.

No ano de 2024 foram executados e finalizados os últimos contratos abrangidos pelo Programa.

II– CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. A Petrobras participa também do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos a gás e veículos mais eficientes. Em 2024, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram no montante aproximado de R$ 4 mil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

PIETRO ADAMO SAMPAIO MENDES
PRESIDENTE

BRUNO MORETTI
CONSELHEIRO

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS
CONSELHEIRO

JERÔNIMO ANTUNES
CONSELHEIRO

JOSÉ JOÃO ABDALLA FILHO
CONSELHEIRO

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD
CONSELHEIRA

MARCELO GASPARINO DA SILVA
CONSELHEIRO

RAFAEL RAMALHO DUBEUX
CONSELHEIRO

RENATO CAMPOS GALUPPO
CONSELHEIRO

ROSANGELA BUZANELLI TORRES
CONSELHEIRA

VITOR EDUARDO DE ALMEIDA SABACK
CONSELHEIRO

DIRETORIA EXECUTIVA

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD
PRESIDENTE

CLARICE COPPETTI
DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS CORPORATIVOS

CLAUDIO ROMEO SCHLOSSER
DIRETOR EXECUTIVO DE LOGÍSTICA, COMERCIALIZAÇÃO E MERCADOS

FERNANDO SABBI MELGAREJO
DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES

MÁRIO VINÍCIUS CLAUSSEN SPINELLI
DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA E CONFORMIDADE

MAURICIO TIOMNO TOLMASQUIM
DIRETOR EXECUTIVO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

RENATA FARIA RODRIGUES BARUZZI LOPES
DIRETORA EXECUTIVA DE ENGENHARIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO

SYLVIA MARIA COUTO DOS ANJOS
DIRETORA EXECUTIVA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

WILLIAM FRANÇA DA SILVA
DIRETOR EXECUTIVO DE PROCESSOS INDUSTRIAIS E PRODUTOS

CARLOS HENRIQUE VIEIRA CANDIDO DA SILVA
CONTADOR-CRC-RJ-062563/O-5

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, a presidente e os diretores da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declaram que as demonstrações financeiras foram elaboradas nos termos da lei ou do estatuto social e que:

(i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024;

(ii) reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes Ltda., relativamente às demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025.

Magda Maria de Regina Chambriard

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade

Clarice Coppetti

Diretora Executiva de Assuntos Corporativos

Renata Faria Rodrigues Baruzzi Lopes

Diretora Executiva de Engenharia, Tecnologia e Inovação

Claudio Romeo Schlosser

Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados

Sylvia Maria Couto dos Anjos

Diretora Executiva de Exploração e Produção

Fernando Sabbi Melgarejo

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

William França da Silva

Diretor Executivo de Processos Industriais e Produtos

Mário Vinícius Claussen Spinelli

Diretor Executivo de Governança e Conformidade

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 individuais e consolidadas

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 e as respectivas demonstrações 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, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2024, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e 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, 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 do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.

1 – Avaliação da mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde	
Conforme Notas Explicativas nºs 4.4 e 18.3 às demonstrações financeiras individuais e 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 e 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 e saúde. Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão e 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 poderiam ter na obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde.	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 e 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 projetados, incluindo a 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 individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.

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 individuais e consolidadas.	
Principal assunto de auditoria	**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**
A Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGC"), 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 (*Brent),* 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 do segmento de exploração e produção considera fatores operacionais que refletem a interdependência entre os ativos de petróleo e gás, podendo resultar na redefinição por meio de agregações ou segregações de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. Consideramos a avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção como um principal assunto de auditoria devido ao grau de complexidade e subjetividade na definição das UGC´s 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 unidades geradoras de caixa 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 o OPEX utilizados nas projeções de fluxos de caixa comparando os mesmos 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 2024 para uma seleção de UGCs; e

	– Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, das premissas-chave utilizadas no teste de redução ao valor recuperável, 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. No decorrer da nossa auditoria foi identificado ajuste que afetaria a mensuração e a divulgação do valor recuperável das UGCs, o qual não foi registrado e divulgado pela administração, por ter sido considerado imaterial. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o valor recuperável dos ativos das unidades geradoras de caixa de exploração e produção no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

3 – Avaliação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas	
Conforme Notas Explicativas n^{os} 4.6 e 20 às demonstrações financeiras individuais e 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 os custos com desmantelamento e de 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 de 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 a 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 individuais e consolidadas tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 (R1) - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrangem o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esses relatórios.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e o Relatório de Desempenho Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esses relatórios estão, de forma relevante, inconsistentes com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparentam estar distorcidos de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração e/ou 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 individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e 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 e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e 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 brasileiras e 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 brasileiras e 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 individuais e 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 e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

- Concluímos 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 individuais e 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.

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

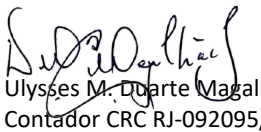
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com os requisitos éticos pertinentes, de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar as ameaças ou as salvaguardas aplicadas.

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, 26 de fevereiro de 2025

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Ulysses M. Duarte Magalhães
Contador CRC RJ-092095/O-8

KPMG Auditores Independentes Ltda., uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada e firma-membro da organização global KPMG de firmas-membro independentes licenciadas da KPMG International Limited, uma empresa inglesa privada de responsabilidade limitada.

KPMG Auditores Independentes Ltda., a Brazilian limited liability company and a member firm of the KPMG global organization of independent member firms affiliated with KPMG International Limited, a private English company limited by guarantee.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS e apreciados pelo Conselho de Administração, em 26 de fevereiro de 2025: I - Relatório da Administração do Exercício de 2024; II - Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024; e III - Proposta de Distribuição de Dividendos do exercício de 2024.

Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas no Brasil, as informações prestadas pela Administração e o Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas, emitido sem ressalvas pela KPMG Auditores Independentes Ltda., datado de 26 de fevereiro de 2025, o Conselho Fiscal opina que os documentos apresentados estão em condições de serem deliberados pela Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da PETROBRAS, com previsão de realização em 16 de abril de 2025.

Os Conselheiros Fiscais declaram não conhecer quaisquer outros eventos que possam afetar as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025

Daniel Cabaleiro Saldanha
Presidente do Conselho Fiscal

Cristina Bueno Camatta
Conselheira Fiscal

Ronaldo Dias
Conselheiro Fiscal

Viviane Aparecida da Silva Varga
Conselheira Fiscal

Paulo Roberto Franceschi
Conselheiro Fiscal

Eduardo Damazio da Silva Rezende
Assessor Técnico
CRC/RJ- 084155/O-3

Aos Conselheiros de Administração da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras ("CAE" ou "Comitê") é um órgão de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ("Companhia"), possui Regimento Interno próprio ("Regimento"), sendo regido pelas regras previstas na legislação e demais regulações brasileiras – especialmente pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, Decreto nº 11.048, de 18 de abril de 2022 e Resolução CVM nº 23 da Comissão de Valores Mobiliários, de 25 de fevereiro de 2021, e demais regulações aplicáveis, inclusive a Sarbanes-Oxley Act ("SOx") e regras emitidas pela U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE").

O CAE tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando principalmente sobre (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais; (ii) a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; (iii) a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos auditores independentes e dos auditores internos; (iv) o gerenciamento de riscos; (v) as transações com partes relacionadas; (vi) os cálculos e resultados atuariais dos planos e benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social; (vii) o monitoramento das atividades do plano de assistência à saúde na modalidade autogestão; e (viii) a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e corrupção.

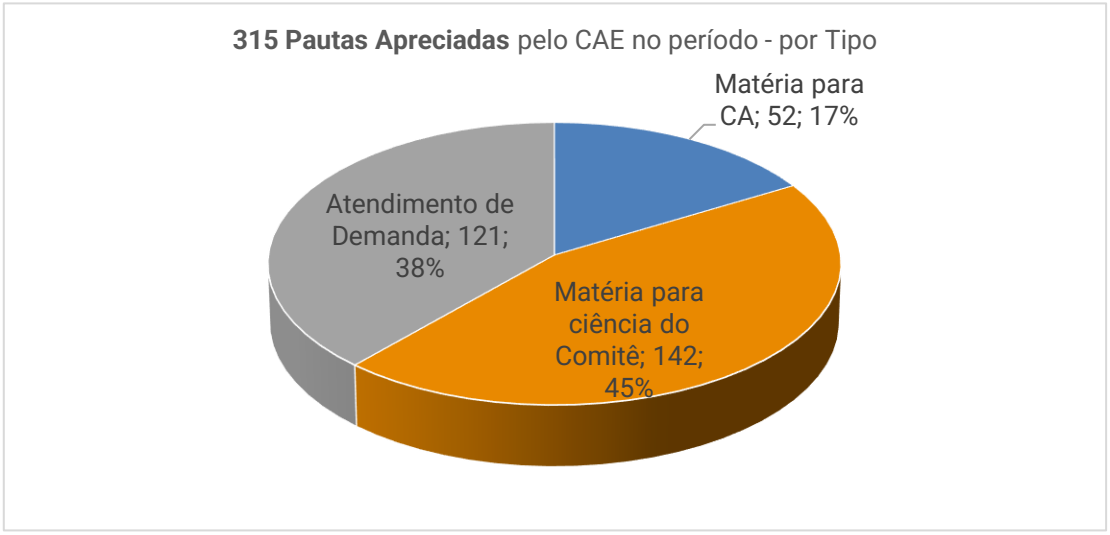
O CAE é composto por quatro membros, escolhidos pelo Conselho de Administração dentre seus integrantes. Ao menos um dos membros do CAE deverá ser integrante do Conselho de Administração da Petrobras eleito pelos acionistas minoritários ou pelos detentores de ações preferenciais.

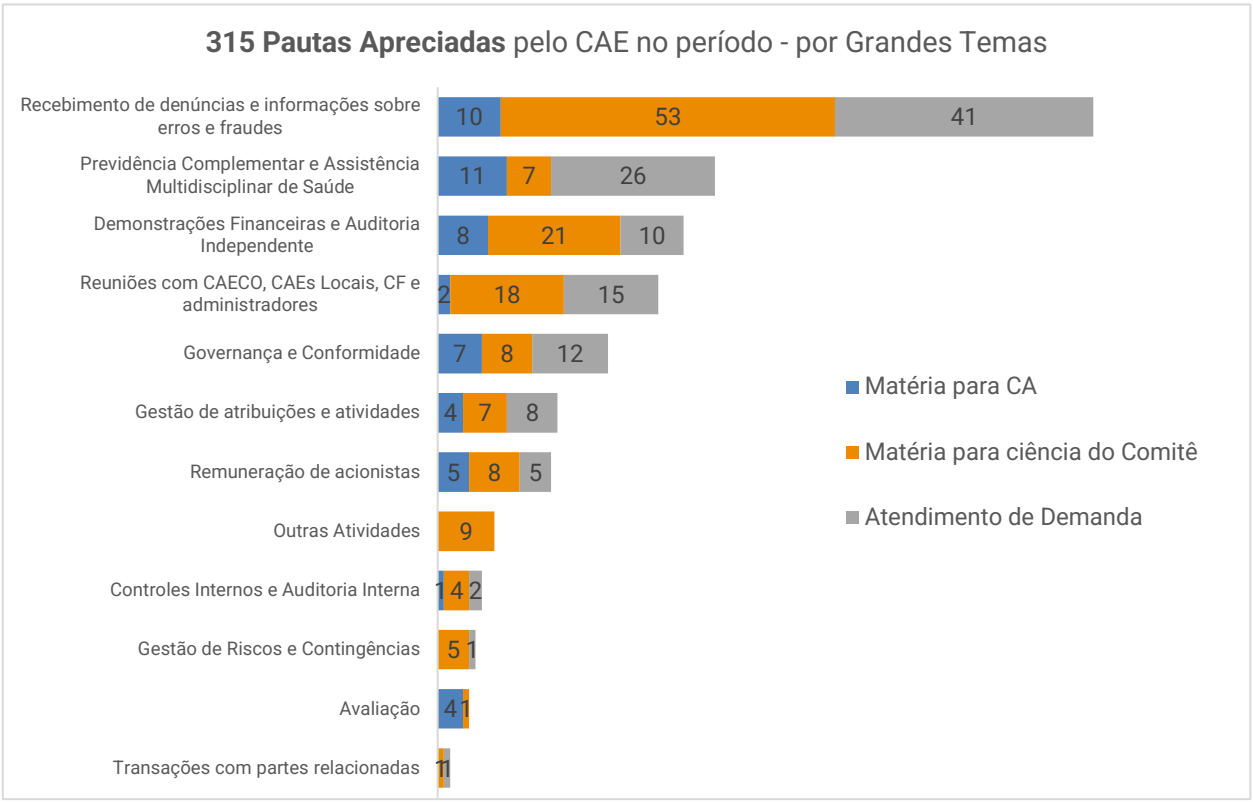
Em 24/02/2025, compõem o Comitê de Auditoria Estatutário, para o restante do período de gestão 2024-2026, o Conselheiro de Administração Jerônimo Antunes (Presidente do Comitê) e os Membros Externos Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira, Fábio Veras de Souza e Newton de Araujo Lopes.

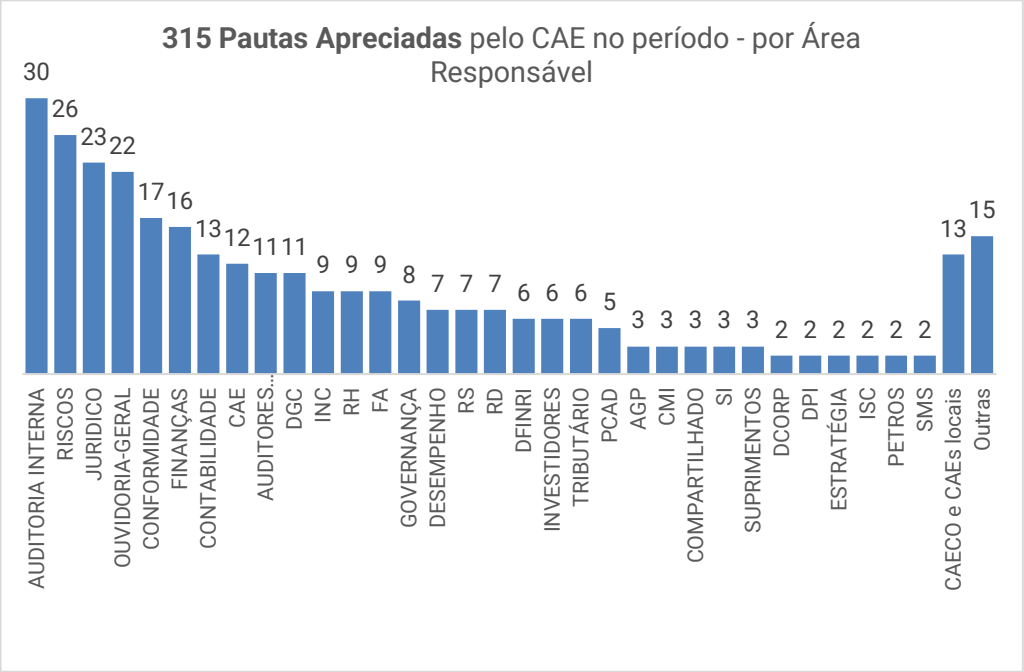
Resumo das Atividades no Exercício 2024

No período de 6 de março de 2024 (após a reunião ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao exercício social findo em 31/12/2023) a 24 de fevereiro de 2025 (data da reunião ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras da Petrobras relativas ao exercício social findo em 31/12/2024), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 44 reuniões (listadas no Anexo I) que contemplaram 269 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê de Integridade, Membros da Comissão de Ética da Petrobras, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Advogado-Geral, Ouvidor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria das Participações Societárias da Petrobras, assim segregadas:

Período de 6/03/2024 a 24/02/2025		
Total de reuniões	47 reuniões	3,9 reuniões / mês
Total de pautas	315 pautas	6,7 pautas / reunião


315 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Tipo
Matéria para CA; 52; 17%
Atendimento de Demanda; 121; 38%
Matéria para ciência do Comitê; 142; 45%


315 Pautas Apreciadas pelo CAE no período - por Grandes Temas
Recebimento de denúncias e informações sobre erros e fraudes
10
53
41
Previdência Complementar e Assistência Multidisciplinar de Saúde
11
7
26
Demonstrações Financeiras e Auditoria Independente
8
21
10
Reuniões com CAECO, CAEs Locais, CF e administradores
2
18
15
Governança e Conformidade
7
8
12
Gestão de atribuições e atividades
4
7
8
Remuneração de acionistas
5
8
5
Outras Atividades
9
Controles Internos e Auditoria Interna
1
4
2
Gestão de Riscos e Contingências
5
1
Avaliação
4
1
Transações com partes relacionadas
1
Matéria para CA
Matéria para ciência do Comitê
Atendimento de Demanda



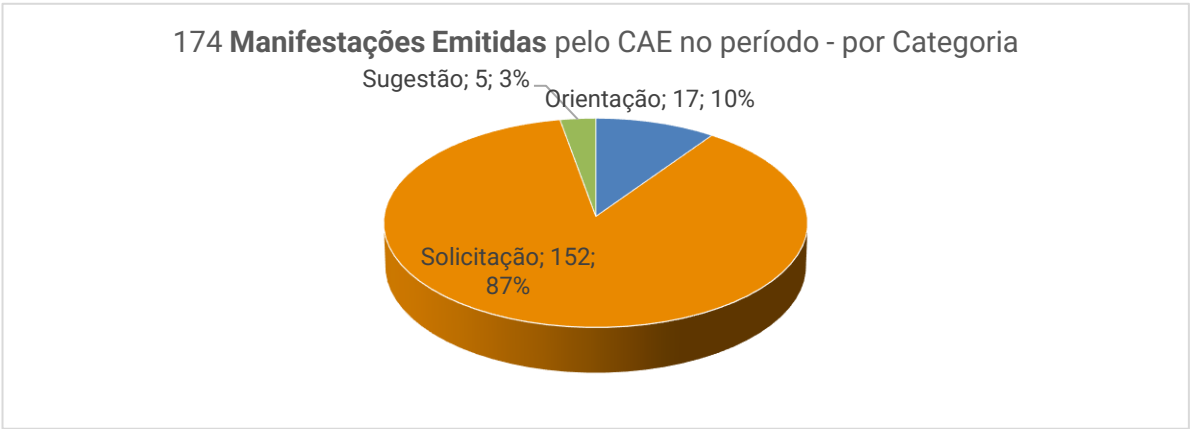
Nesse período, o CAE emitiu 174 Manifestações, o que representa uma média de 3,7 manifestações por reunião. As manifestações podem ser solicitações, orientações e sugestões, conforme definidas no padrão de funcionamento do Comitê:

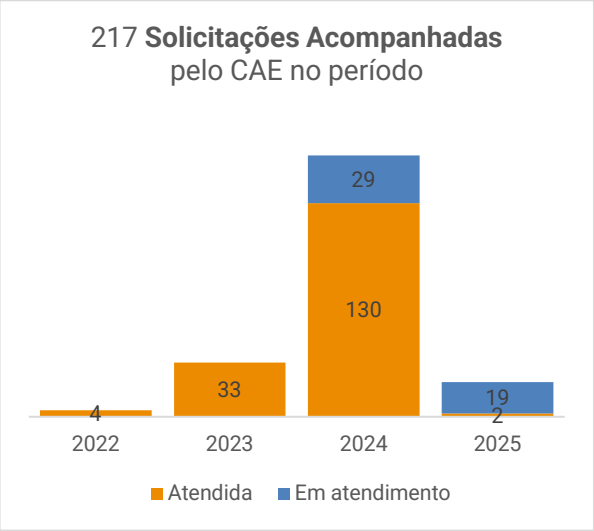
- As solicitações são aquelas em que as unidades responsáveis deverão retornar ao Comitê, conforme prazo definido ou para acompanhamento periódico, como follow-up;

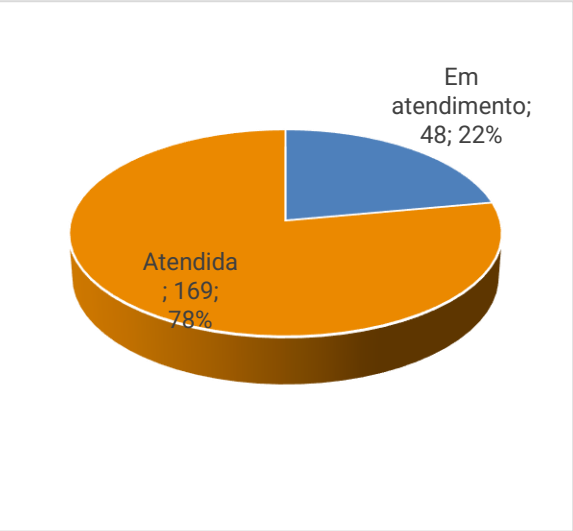
- As orientações são aquelas que o Comitê espera que sejam seguidas pelas unidades responsáveis, sem retorno obrigatório ao Comitê, e, geralmente, estão relacionadas aos assuntos encaminhados;

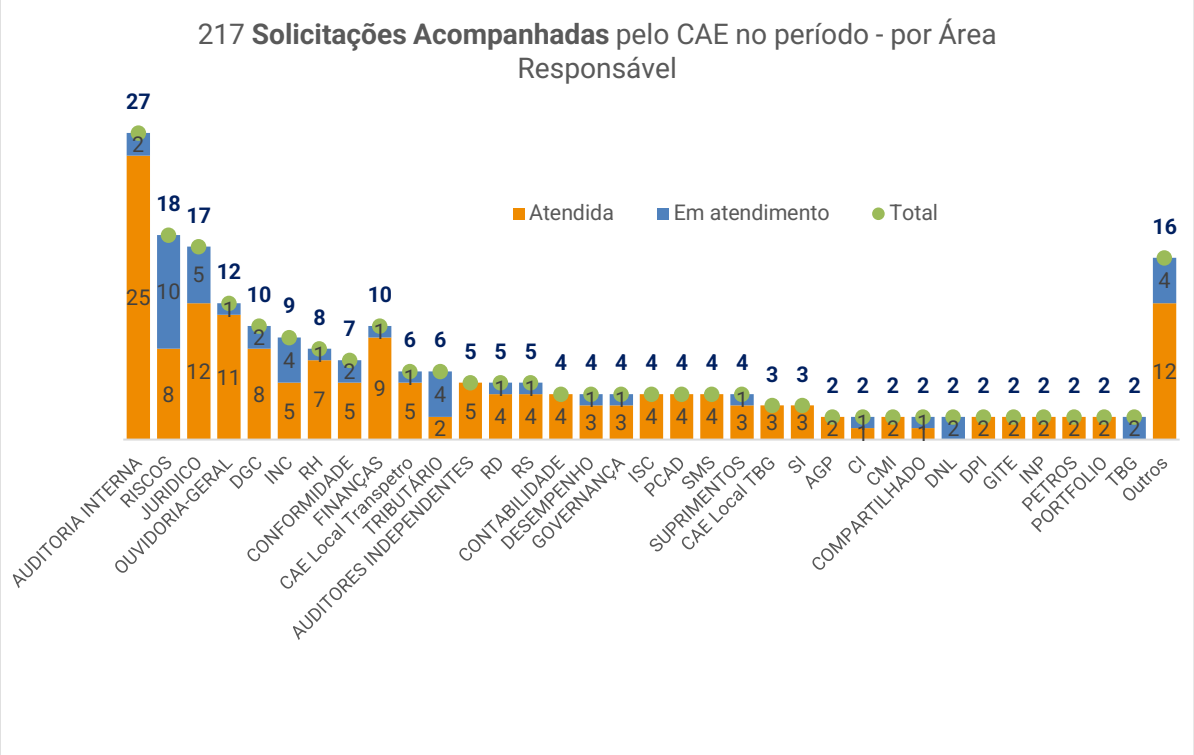
- As sugestões são aquelas emitidas para as unidades responsáveis, que irão realizar uma avaliação de pertinência e oportunidade de acolhimento.

Ao longo do período, foi realizado o acompanhamento de 217 Solicitações, das quais 169 foram atendidas nesse período.









Legenda:
AGP – Águas Profundas
CAECO – Comite de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras
CMI – Comercialização no Mercado Interno
DCORP – Diretoria de Assuntos Corporativos
DFINRI – Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores
DGC – Diretoria de Governança e Conformidade
DNL - Desenvolvimento de Negócios de Logística
DPI – Diretoria de Processos Industriais e Produtos
FA – Fusões e Aquisições
GITE – Gestão Integrada de Transição Energética
INC – Integridade Corporativa
ISC – Inteligência e Segurança Corporativa
PCAD - Planejamento da Cadeia de Materiais, Gestão de Armazéns e Destinação Sustentável
RD – Responsabilização Disciplinar
RH – Recursos Humanos
RS – Responsabilidade Social
SI – Segurança da Informação
SMS – Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Dentre as atividades realizadas no exercício, destacam-se as seguintes:

- Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações financeiras e informações trimestrais, relativas ao exercício social findo em 31/12/2024, mediante reuniões com os administradores e auditores independentes;

- Relatórios ao mercado (Relatório da Administração Exercício 2023, Form-20F 2023 e Formulário de Referência 2024 – ano base 2023);

- Acompanhamento das contingências jurídicas;

- Acompanhamento da matriz de riscos classificados como Altos e Muito Altos, dos Riscos Estratégicos para fins de reporte à Alta Administração, além da apreciação da evolução da Matriz de Riscos da Petrobras, reporte de riscos operacionais monitorados corporativamente via metodologia "bow tie", bem como o Relatório Integrado de Atividades de Gestão de Riscos Empresariais 2023;

- Rotina mensal de reporte da Ouvidoria-Geral ao CAE, em sede de reunião do Comitê, acerca das denúncias de alto e muito alto risco, e todas as denúncias ligadas a pessoas da Alta Administração;

- Recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias através do Relatório de Integridade e do Relatório Integrado da Ouvidoria Geral; e sessão reservada trimestral sobre as denúncias de fraude e corrupção de alto risco e muito alto risco contemplando todas as atividades, denúncias e providências tomadas, bem como o acompanhamento dos Processos Administrativos de Responsabilidade (PARs);

- Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna 2024, oportunidade em que o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como realizou o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;

- Acompanhamento do relatório trimestral das transações com partes relacionadas da Petrobras e apreciação de 6 transações que demandaram análise prévia do CAE;

- Acompanhamento da Matriz de Riscos de Controles Internos e de Fraude e Corrupção (contemplando os desafios e ações de mitigações, e a matriz de materialidade para embasar a seleção destes desafios aos riscos de fraude e corrupção);

- Avaliação do Relatório Anual de Supervisão da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros – Exercício 2023, Revisão Anual das Premissas Atuariais CVM 2024 Petrobras e acompanhamento da Governança e a Política de Investimentos da Fundação Petros;

- Realização de 2 reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal, e realização de 12 reuniões, como itens de pauta, com o Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras (CAECO) e com os comitês de auditoria das sociedades do conglomerado Petrobras que possuem CAE próprio (CAE Local), a saber: CAE da Transpetro e CAE da TBG.

Recomendações à Diretoria Executiva

Nos debates estabelecidos nas reuniões, realizadas no período em questão, com os gestores das diversas áreas da Companhia, foram efetuadas recomendações para melhoria dos processos de controles e gestão dos negócios. As manifestações e os respectivos atendimentos são devidamente registrados em atas. O CAE monitora periodicamente a implantação dessas melhorias e das adequações sugeridas.

O Comitê de Auditoria Estatutário julga que as recomendações formuladas ao longo do período coberto por este relatório de atividades do CAE – cujos Planos de Ação encontram-se concluídos ou em andamento – foram cercados de procedimentos mitigatórios satisfatórios, visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social findo em 31/12/2024.

Conclusões e Recomendação ao Conselho de Administração

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário declaram que não têm conhecimento de nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes da KPMG, e com o próprio comitê, em relação às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e tendo presente as atribuições e limitações inerentes ao escopo de sua atuação, considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados, com destaques para as atividades de monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, da conformidade e do gerenciamento de riscos, de forma a assegurar o equilíbrio, a transparência e a integridade das informações financeiras publicadas para os investidores, anteriormente aqui descritos de forma sumarizada, concluíram que:

(i) os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros foram efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção foram adequadas;

(ii) a Auditoria Interna tem orçamento financeiro compatível com a sua estrutura organizacional, permitindo um desempenho satisfatório de suas funções, com atuação independente;

(iii) a Auditoria Independente foi efetiva e não foi reportada nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;

(iv) a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração;

(v) as transações com partes relacionadas avaliadas e monitoradas no período atenderam à Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras e forneceram evidências quanto à existência de condições estritamente comutativas, transparência, equidade, interesse da Companhia e divulgação adequada e tempestiva; e

(vi) os parâmetros em que se fundamentaram os cálculos atuariais, bem como o resultado dos planos de benefícios mantidos pela Fundação Petrobras de Seguridade Social são razoáveis e alinhados às melhores práticas de mercado.

Como resultado das avaliações fundamentadas nas informações recebidas da Administração da Petrobras, dos trabalhos da Auditoria Interna e dos exames das demonstrações financeiras pelos auditores independentes, que emitiram relatório com opinião sem ressalvas, o Comitê de Auditoria Estatutário recomenda a aprovação, pelo Conselho de Administração, das demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 para submissão posterior à Assembleia Geral de Acionistas.

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2025.

Jerônimo Antunes
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Eugênio Tiago Chagas Cordeiro e Teixeira
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Fábio Veras de Souza
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Newton de Araujo Lopes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Anexo 1 – Lista das reuniões do CAE (período de 6/03/2024 a 24/02/2025)

Nº REUNIÃO	DATA DA REUNIÃO	Observação
505	06/03/2024	
506	12/03/2024	
507	25/03/2024	
508	09/04/2024	
509	16/04/2024	
510	24/04/2024	
511	10/05/2024	
512	21/05/2024	
513	28/05/2024	
514	03/06/2024	
515	11/06/2024	
516	18/06/2024	
517	17/06/2024	
518	18/06/2024	
519	25/06/2024	
520	15/07/2024	
521	16/07/2024	
522	22/07/2024	
523	07/08/2024	
524	16/08/2024	
525	20/08/2024	
526	28/08/2024	
527	10/09/2024	
528	17/09/2024	
529	20/09/2024	
530	25/09/2024	
531	08/10/2024	
532	08/10/2024	
533	15/10/2024	
534	21/10/2024	
535	22/10/2024	
536	06/11/2024	
537	13/11/2024	
538	19/11/2024	
539	25/11/2024	
540	28/11/2024	
541	03/12/2024	
542	11/12/2024	
543	12/12/2024	
544	16/12/2024	Conjunta com Conselho Fiscal
545	14/01/2025	
546	21/01/2025	
547	24/01/2025	
548	27/01/2025	
549	11/02/2025	
550	18/02/2025	
551	24/02/2025	Conjunta com Conselho Fiscal
Total de reuniões	**6/03/2024 – 24/02/2025**	**47 reuniões**
Média de reuniões / mês		**3,9 reuniões / mês**

PETROBRAS

PETR
B3 LISTED N2

PBR
LISTED
NYSE

PBRA
LISTED
NYSE

Cotizado en Latibex
XPBRA

Cotizado en Latibex
XPBR

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO